

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«VK Engineering»**

**ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БМ ПРОДАКШН»**



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на бурение скважин глубиной 1350 (+/-250) м.
на участке Коньс Южный**

Директор
ТОО «БМ Продакшн»



г. Астана, 2025г.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ I	4
РЕФЕРАТ	11
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	12
1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	13
2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	16
3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	17
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	19
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин	21
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважин.....	30
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин	34
4.4. Исследовательские работы.....	38
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважин, сведения по эксплуатации	41
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	45
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	53
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	54
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	62
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	72
9.1. Обсадные колонны.....	72
9.2 Цементирование обсадных колонн	77
9.3. Оборудование устья скважины	85
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	86
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	86
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	88
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	93
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	94
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	95
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	108
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ	109
15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА	113
16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ	123
17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	132
17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины.....	132
17.2. Ликвидация скважины	132
17.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины.....	133
17.4. Консервация скважины.....	135
18. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	142
18.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	143
18.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины.	144
18.3. Долив скважины	146
18.3. 1. Геофизические исследования и работы.	147
18.4. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, противокоррозионная и тепловая изоляция.....	149
18.5. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	150

18.6. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	150
18.7. Организация контроля за производством работ на объектах работниками противодонной службы в зависимости от условий строительства и особенности скважины; обеспечение средствами связи, рабочего места, оперативного транспорта для работников противодонной службы	150
18.8. Наличие средств дегазации, вентиляции	151
18.9. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкция по действию персонала	151
18.10. Основные требования пожарной безопасности	152
18.11. Идентификация опасностей	152
18.12 Охрана недр	155
18.12.1 Общая задача охраны недр в период поисково-разведочных работ на площади	155
18.12.2 Охрана недр в процессе разбуривания площади.....	156
18.12.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр в процессе крепления	158
18.12.4 Контроль окружающей среды.....	159
18.12.5 Радиационная безопасность	161
18.12.6. Рекультивация земель	161
18.12.7 Противодонная и газовая безопасность.....	162
19. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	166
19.1 Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины.....	166
19.2 Определение степени риска строительства скважины	166
19.3 Анализ видов и последствий отказов.	167
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ.....	171
РАЗДЕЛ II.....	174
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	174
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	175
2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ	177
3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	178
Приложение.....	179

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные	13
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины.....	14
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	14
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы.....	15
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	15
Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	15
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования	16
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ	17
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой.....	17
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой.....	17
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов.....	18
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях.....	18
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	18
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности	26
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин	27
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	28
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважин	29
Таблица 4.5 – Нефтеносность	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.6 – Газоносность	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.7 – Водоносность	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.11 – Нефтегазоводопрооявления.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны.....	Ошибка! Закладка не определена.
Таблица 4.13 - Текучие породы	36
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения.....	37
Таблица 4.15 - Отбор кернa, шлама и грунтов	38
Таблица 4.16 – Геофизические исследования	39
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	40
Таблица 4.18 - Прочие виды исследований.....	40
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважин) в эксплуатационной колонне	41
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	42
Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине	43
Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении).....	43
Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам	44
Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины.....	44
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления	46
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	47
Таблица 5.3 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн	48
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	49
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	53
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины	53
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	54
Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов	55
Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления и утяжеления	57
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов.....	59
Таблица 7.5 - Потребности компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	59
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	60
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	61
Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	62
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	63
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	66
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК.....	67
Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы	67

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн.....	68
Таблица 8.7 - Оснастка талевой системы	69
Таблица 8.8 - Режим работы буровых насосов.....	70
Таблица 8.9- Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой.....	71
Таблица 8.10 - Гидравлические показатели промывки.....	71
Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	72
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны.....	72
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	73
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб	73
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	74
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	75
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны.....	76
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	77
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования.....	78
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	79
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементовочных агрегатов (буровых насосов).....	81
Таблица 9.13 - Потребность в материалах и цементовочном оборудовании.....	83
Таблица 9.14 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементовочной техники.....	83
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	84
Таблица 9.16 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	85
Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	86
Таблица 10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	87
Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	87
Таблица 10.4 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	88
Таблица 10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	89
Таблица 10.6 - Потребное количество цементовочной техники для установки цементных мостов.....	90
Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов	90
Таблица 10.8. - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне (в одной скважине)	91
Таблица 10.9 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.	92
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ.....	93
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника.....	93
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)	95
Таблица 12.2 - Перечень топографо- геодезических работ	96
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.....	96
Таблица 12.4.1 –Объемы работ по монтажу бурового оборудования, строительству привышечных сооружений и фундаментов «ZJ-20».....	98
Таблица 12.5 – Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой	104
Таблица 12.6 – Объемы работ под конструктивные узлы привышечных сооружений для дополнительного оборудования	105
Таблица 12.7 – Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование	106
Таблица 12.8– Объемы работ при использовании специальной установки для испытания скважин А-50....	107
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин.....	108
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	108
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации	109
Таблица 14.2 - Средства контроля	112
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации	112
Таблица 15.1 - Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике	113
Таблица 15.2 - Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	115
Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда	117
Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций.....	117
Таблица 15.5 - Нормы освещенности	118
Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды	121
Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения	121
Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения	122
Таблица 16.1 - Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению, ликвидации	123

Таблица 17.1. – Сводка коэффициентов к расчетам	136
Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению	138
Таблица 17.3 - Техническая характеристика агрегата А-50.....	139
Таблица 19.1 Категория опасности.....	168
Таблица 19.2 Вероятность возникновения аварийных ситуаций	168
Таблица 1.1 - Водоснабжение	175
Таблица 2.1 - Электроснабжения.....	177
Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт	178

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1 Обзорная карта района работ	20
Рис. 5.1 Совмещённый график давлений.....	39
Рис. 18.1 Дерево отказов и событий.....	147

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

- Приложение 1 – Техническое задание на проектирование
- Приложение 2 – Паспорт проекта
- Приложение 3 - Выбор и обоснование бурового оборудования
- Приложение 4 – Расчет объемов отходов бурения
- Приложение 5 – Схема расположения оборудования буровой установки ZJ-30
- Приложение 6 – Схема обвязки устья скважины ПВО
- Приложение 7 - Схема обвязки устья при испытании
- Приложение 8 - Схема и план вахтового поселка при возникновении чрезвычайной ситуаций
- Приложение 9 - Геолого-технический наряд

РЕФЕРАТ

«Индивидуальный технический проект на бурение скважин глубиной 1350 (+/-250) м на участке Коныс Южный» состоит из двух разделов, отражающих геологическую, техническую характеристику.

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

Объект: разведочная скважина

Цель работы: проектирование строительства разведочной скважины и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления подсчета запасов и технологической схемы 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	ЮК-1
2	Площадь (структура)	Южный Коньс
3	Расположение (суша, море)	суша
4	Глубина моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	Разведка (поиск)
6	Проектный горизонт	PZ
7	Проектная глубина, м по вертикали по стволу	1350 1350
8	Число объектов испытания: в колонне в открытом стволе	3 -
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, ку-стовая)	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	-
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	43,3
19	Способ бурения	Роторный
20	Вид привода	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный
22	Тип буровой установки	ZJ-30
23	Тип вышки	телескопическая
24	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	43,3 51,4
25	Тип установки для испытаний	A-50
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	293 5 2 16 270 270
27	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	2343

Примечание: Возможно применения бурового станка с превосходящими характеристиками.

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
Направление	426,0	0	15	0	15
Кондуктор	323,9	0	150	0	150
Промежуточная	244,5	0	600	0	600
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1350	0	1350

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площа- док, тыс.м бу- рильных труб	Наличие тампонаж ной конторы или цега (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)	Кoeffици- 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 работы			Объём повторно используемого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м ³			
								количество		Число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			всего	в том числе подлежит		
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров		11	12		13	14	15
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)					9			10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1350	600	1350	-	-	нет	нет	нет	нет	2	нет	Шлам	98,57	98,57		
												отработанный буровой раствор	178,69	178,69		
												буровые сточные воды	357,39	357,39		

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	
						вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год		4	глубина, м	диаметр, мм	7	8	9	10	11
1	2	3								
фонтанный	в течении всего срока эксплуатации		-	1230	121,7	незначительная	Общая коррозия	-	нефть	0,8635

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	Контракт на разведку и добычу углеводородов на участке Коньс Южный № 5014-УВС от 19.01.2022 г.
2	Проект разведочных работ по поиску углеводородов согласно Контракта № 5014-УВС от 19.01.2022 г
4	Техническое задание на разработку «Технического проекта на бурение скважин глубиной 1350м +/-250м на участке Коньс Южный , 2025г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Название, единица измерения	Значение
1	2
Наименование лицензионного участка	-
Площадь (месторождение)	Коныс Южный
Административное расположение Республика Область (край) район	Казахстан Кызылординская Сырдарьинский
Год ввода площади бурение	
Год ввода площади (месторождение) в эксплуатацию	
Температура воздуха: - среднегодовая, °С; - наибольшая летняя, °С; - наименьшая зимняя, °С.	+9 +42 -29
Среднегодовое количество осадков, мм	120
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,0
Продолжительность отопительного периода в году, сутки	181
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	130
Азимут преобладающего направления ветра, градус	С-В
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Метрологический пояс (при работе в море)	
Количество штормовых дней (при работе в море)	
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м - кровля	0

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	степь
Распространение в разрезе многолетнемерзлых пород (ММП)	Отсутствует
Снежного покрова, см	40
Почвенного слоя, см	-
Растительный Покров	Полынь, колючка биюргун и др.
Категория грунта	2

Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения поисковой 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 энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Техническая вода	Привозная	0,1	Автоцистерна
Питьевая вода:	г. Кызылрода	240	Автоцистерна
Энергоснабжение	Электростанция	Дизель-электростанция при буровой	
Связь	Радиостанция	На буровой	Спутниковая связь, 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	Кызылорда-м.Кумколь	120	нет	-	-

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления:
«Индивидуальный технический проект на бурение скважин
глубиной 1350 (+/-250) м. на участке Коньс Южный

Цель бурения: Поиск и эксплуатация УВС

Проектная глубина по вертикали: 1350м. (+- 250м)

Проектный горизонт: PZ



Рисунок 4.1 – Обзорная карта

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении Южно-Торгайской впадины, куда относится рассматриваемая площадь, участвуют отложения от протерозойских до современных включительно, которые подразделены на три литолого-стратиграфических комплекса:

1. Нижний комплекс (этаж) – преимущественно сложен геосинклинальными образованиями – докембрийско – нижнемезозойского возраста.
2. Средний комплекс (этаж) – сложен квазиплатформенными осадочными образованиями верхнедевонско-нижнекаменноугольного возраста, которые по фациально-формационному составу аналогичны образованиями этого возраста сопредельных территорий Чу-Сарысу и Кызылкумов.
3. Верхний комплекс сложен не дислоцированными осадочными породами мезо-кайназойского возраста и является типично платформенным. Этот комплекс по своему литолого-фациальному составу, характеру внутриформационного строения и наличию угловых несогласий между отдельными стратиграфическими подразделениями в свою очередь подразделяются на три подкомплекса:
 1. Нижнесреднеюрский подкомплекс ($J_1+J_2^{b_{ks}}$).
 2. Верхнеюрско-меловой подкомплекс (J_{3a+kk}).
 3. Палеоген-четвертичный подкомплекс (P+Q).

Докембрий PR – песчаные.

Докембрийские отложения выходят на дневную поверхность на востоке в пределах горной системы Улытау. Во внутренних районах Южно-Торгайской впадины и в ее бортовых частях были вскрыты также целым рядом глубоких скважин:

На месторождении Коныс скважинами № 25 и № 31 предположительно вскрыты докембрийские образования на глубине соответственно – 1793 м и 1435 м. Литологически они представлены преимущественно грубообломочными породами (гравелиты, конгломераты) серо-зеленого цвета (цемент карбонатный).

На месторождении Южный Коныс скважиной №4 эти образования встречены на глубине 1696 м. Вскрытая мощность составила 500 м.

По описанию керна до глубины 1814 м разрез докембрия литологически представлен преимущественно грубообломочными породами (гравелиты, конгломераты), аналогичные разрезы скважин № 25 и № 31 Коныс.

Встречаются пропластки хлорит-серицитовые сланцев, туфопесчаников, кремненных аргиллитов. Гравелиты и конгломераты сложены окатанными зернами и обломками кварца, кремнистых пород и сланцев.

Палеозой PZ.

На месторождении Коныс докембрийские отложения в скважинах № 25 и № 31, пробуренных в присводовых частях протерозойского блока фундамента, перекрываются отложениями карагансайской свиты средней юры (мощность от 50 м до 100 м), а в депрессионных частях – возможно квази-платформенными образованиями палеозоя (D_3+C_1), сложенными грубообломочными породами (гравелиты, конгломераты), гальки которых по составу кварцевые, слабо окатанные. Грубообломочные пласты переслаиваются с темносерыми почти до черного цвета аргиллитами (скважины № 3 и № 1). Содержание аргиллитовых пород увеличивается в сторону скважины № 1 Коныс.

На каротажных диаграммах эта часть разреза отличается резким увеличением значений КС (3-й масштаб записи и НГК. На временных разрезах это выражается в динамической выраженности отражений, что позволяет предполагать совершенно другой литолого-фациальный состав и плотность пород, отличные от вышележащей толщи карагансайской свиты средней юры, сложенной монотонной толщей аргиллитов черного цвета, как и весь разрез верхней юры.

Кровельную часть этого разреза, которая на временных разрезах генетически выклинивается к своду протерозойского фундамента, идентифицирована с кровлей карагансайской свиты средней юры, с которой стратифицируется отражающий горизонт IV.

Юрская система

Нижний-средний отделы (J_1+J_2)

Нижнеюрские отложения в объеме Айболинской и Дошанской свит (вскрыты на месторождении Бектас скважиной № 1-П).

Айболинская свита J_1^{ab} . В разрезе скважины № 1-П Бектас она представлена монотонной толщей темносерых алевролитов и аргиллитов с пропластками мелкозернистых и среднезернистых песчаников светлосерого и серого цветов. Мощность Айболинской свиты на Бектасе составляет порядка 1127 м.

На месторождении Коныс отложения этой свиты, по-видимому, отсутствуют.

Дошанская свита J_{1+2} . В разрезе скважины 1-П Бектас преимущественно представлена темносерыми аргиллитами и алевролитами с пропластками мелкозернистых и среднезернистых песчаников преимущественно кварц-полевошпатового состава. Реже встречаются пропластки, линзы гравелитов.

Мощность Дошанской свиты на Бектасе составляет 415 м. На месторождении Коныс отложения этой свиты по-видимому отсутствуют.

Карагансайская свита J_2^{ks} . Стратиграфический разрез нижнесреднеюрских отложений завершается Карагансайской свитой, стратифицированной с отложением батского яруса средней юры. Литологический состав свиты на площадях крупных депрессий представлен толщей тонкозернистых пород (аргиллитов и алевролитов), окраска которых варьирует от серой до черной.

Мощность свиты на Бектасе (скважина 1-П) составляет 50 м (скважина № 31) до 100 м (скважины № 1, 3, 25).

С кровлей карагансайской свиты стратифицируется IV отражающий сейсмический горизонт.

Непосредственно на контрактной территории данный комплекс отсутствует.

Верхний отдел (J_3)

Отложения верхней юры залегают с размывом на отложениях карагансайской свиты, а на горст-антиклиналях – на образованиях складчатого фундамента.

Они характеризуются широким распространением в пределы Южно-Торгайской впадины, заполняя крупные депрессии.

Верхнеюрские отложения расчленяются на две свиты – кумкольскую и акшабулакскую, которые различаются некоторыми особенностями литологического состава и окраской пород.

Кумкольская свита J_3^{kk} . Эта свита в региональном плане характеризуется прежде всего отсутствием в разрезе грубообломочных пород (гравелитов и конгломератов), и преобладанием в ее строении алевролитов и аргиллитов с пропластками мелкозернистых песчаников в кровельной части. По литологии она расчленяется на 3 подсвиты.

В кумкольской свите следует особо отметить пачку тонкозернистых пород, представленную в кровельной и подошвенной части тонкослоистым доломитизированными известняками, среди которых залегают горючие сланцы. Эта пачка, вскрытая в кровельной свите на месторождениях Кумколь и Арыс на материалах ГИС выделяется как надежный репер.

На месторождении Коньыс отложения кумкольской свиты на полную мощность вскрыты в скважинах: № 1, 3, 9 и 25, где кровля свиты отбивается по подошве высокорadioактивной глинистой пачки, соответственно, на глубинах: 1543 м (подошва – 2090 м), 1563 м (подошва – 1965 м.) и 1480 м (подошва условно 1730 м).

Разрез кумкольской свиты в скважинах № 3 и № 9 в кровельной части преимущественно представлен толщей переслаивания песчано-глинистых пород, где мощности песчаных пластов - коллекторов варьируют от 1 м до 20 м. Наибольшая их мощность встречена в разрезах скважин № 3 и № 9. В скважине № 1 эта часть разреза преимущественно представлены глинистыми разностями пород с маломощным прослойками (до 2 м) песчано-алевролитовых пластов-коллекторов.

В этой части разреза выделены продуктивные горизонты Ю-I и Ю-II.

В скважине №1 в кровельной части горизонта Ю-I выделен по данным ГИС метровый пласт – коллектор (интервал 1546-1548 м).

В скважинах № 3 и № 9 весь разрез горизонтов Ю-I и Ю-II по данным ГИС охарактеризован как водоносный.

Ниже горизонта Ю-II в разрезах вышеперечисленных скважин встречаются преимущественно алевро-глинистые разности пород. Мощностью от 130 до 150 м.

В подошве этой толщи прослежен III_2^a отражающий сейсмический горизонт. Ниже этого горизонта в скважинах № 1 и № 3 вскрыта толща песчано-глинистых пород, мощностью (до 340 м) где пласты-коллекторы мощностью до 6-7 м по данным ГИС (в скважине №1) в интервале 1915-1523 м, 1954-1965 м.

С кровлей Кумкольской свиты стратифицируется отражающий сейсмический горизонт III^a с подошвой верхнего кумколя – горизонт III_1^a (Ю-II), с подошвой среднего кумколя – горизонт III_2^a .

Акшибулакская свита (J_3^a). Залегаet несогласно по Кумкольской свите. Контакт резкий, по-видимому, за счет смены песчаных пород Кумколя глинистыми Акшибулака (в подошве акшибулака выделен уверенный репер – глинистый пласт высокой радиоактивности).

Эта свита отличается от других стратиграфических подразделений юрских отложений Южно-Торгайской впадины пестроцветной окраской и преимущество глинистым составом разреза.

Возраст акшабулакской свиты определяется споро-пыльцевыми комплексами, которые позволили Котовой Л.И. отнести эту свиту по возрасту к волжскому ярусу верхней юры.

На Конысе мощность свиты изменяется от 265 м (скважина 25) до 385 м (скважина №9) и характеризуется преимущественно алевро-глинистым составом с редкими пропластками песчано – алевролитовых пород.

В кровельной части свиты выделены продуктивные горизонты Ю-0-1 и Ю-0-2.

Меловая система К.

Отложения системы с региональным размывом и угловым несогласием залегают на отложениях акшабулакской свиты верхней юры. В системе выделяется нижний отдел, представленный даульской и карачетауской свитами, нерасчлененные отложения нижнего и верхнего мела и верхний отдел мела.

Нижний отдел – K_1

Даульская свита – K_1d_1 залегаet в нижней части нижнего отдела и расчленяется на две подсвиты - нижнюю и среднюю. Нижняя подсвита расчленена на нижний (арыкумский) и верхний горизонты.

Арыкумский горизонт – K_1nc развит по всей внутренней части Арыкумского прогиба и выклинивается в его бортовых частях. Представлен тремя литотипами.

Первый литотип представлен гравелитами и характерен для прибортовых частей грабен - синклинали.

Второй литотип представлен песками, песчаниками и алевролитами. Характерен для склоновой части грабена.

Третий литотип - аргиллиты, местами кавернозные. В основании встречается прослой гравелитов на карбонатном цементе. Этот литотип характерен для центральной части прогиба. Толщина горизонта колеблется от 5 -10 метров центральной части до 2,5 - 4,5 метров прибортовых частях. К арыс-кумскому горизонту приурочен продуктивный горизонт М-II.

Нижнедаульская подсвита – K_1dl_1 . Основная верхняя часть подсвиты представляет региональный флюндоупор над нефтегазоносным комплексом арыскумского горизонта, представленный аргиллитами. Толщина аргиллитовой толщи 120-150 метров.

Верхнедаульская подсвита – K_1dl_2 . представлена песчаниками, местами с пропластками гравелитов и глин. К отложениям подсвиты приурочены продуктивные горизонты М-0-1, М-0-2, М-0-3, М-0-4. Толщина -240-290 метров.

Карачетауская свита – K_1kr залегает с размывом на даульской. Сложена песками, песчаниками, гравелитами, алевролитами и алевритистыми глинами, местами с прослоями мелкогалечных конгломератов. Толщина 300-400 метров.

Нижний - верхний отдел – K_{1-2}

Этот отдел представлен кызылкинской свитой – K_1kk , в составе которой выделяются глинистые алевролиты, глины с прослоями песков и песчаников. Толщина 220-290 метров.

Верхний отдел – K_2

В составе выделяются отложения верхнего турона балапанской свиты и верхнего сенона.

Балапанская свита – K_2t представлена глинами, алевролитами, песками, песчаниками с включениями углефицированных растительных остатков и со слоями известняков в кровельной части. Толщина свиты 300-350 метров.

Верхний сенон – K_2sn_2 представлен карбонатными глинами, песками, песчаниками. Толщина 30-50 метров.

Палеогеновая система -Р

Отложения системы в прогибе с размывом залегают на отложениях верхнего мела и представлены глинами с прослоями глауконитовых песчаников в нижней, и карбонатными песчаниками и алевролитами с прослоями глин в верхней частях разреза. Толщина отложений системы 100-160 метров.

Четвертичная система - Q

Отложения системы развиты повсеместно и представлены песками, глинами, суглинками и супесями. Толщины колеблются от 5 до 20 метров.

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до(низ)	название	индекс	угол. падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	140	Четвертич. - Палеоген	Q+P	0	-	1,12
140	550	Сенон-туронская свита верхнего мела	K ₁ t-sn	0	-	1,12
550	730	Альб-сеноманские ярусы, нижнего и верхнего мела	K ₁ -al-s	0	-	1,12
730	950	Апт-альбский ярусы нижнего мела	K ₁ a-al	0	-	1,12
950	1150	Верхне-неокомский ярус, нижнего мела	K ₁ nc ₂	0-2	-	1,12
1150	1190	Нижне-неокомский ярус, нижнего мела	K ₁ nc ₁	0-3	-	1,12
1190	1350	Акшабулакская свита верхней юры	J ₁ ak	2-3	-	1,12

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважин

Стратиграфический горизонт	Интервал залегания, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	До (низ)	Краткое название	В интервале, %	
1	2	3	4	5	6
Четвертич. - Палеоген	0	140	Глины	55	зеленовато-серые, пепельно-серые
			Алевролиты	15	светло-коричневые, изредка зеленовато-серые.
			Песчаники	30	глауконитовые, нижней части разреза и серыми карбонатными
Сенон-туронская свита верхнего мела	140	550	Песчаники	25	пестрые, светло-серые и зеленовато-серые
			Алевролиты	25	карбонатные
			Глины	25	темно-серые, серовато-белые
			Пески	25	красно-коричневые, светло-коричневые, желтовато-серые и зелено-серые.
Альб-сеноманские ярусы, нижнего и верхнего мела	550	730	Песчаники	40	пестрые, серые, плохо сцементированные, средне сортированные.
			Глины	30	монтморелонит-каолиновые
			Алевролиты	30	пестро-цветные, глинистыми.
Апт-альбский ярусы нижнего мела	730	950	Глины	35	алевритистые, серые, зеленовато-серые
			Алевролиты	35	светло-серые, зелено-серые, плотные, изредка песчанистые.
			Песчаники	30	серые, светло-серые, слоистые, от слабо- до средне-сцементированных
Верхне-неокомский ярус, нижнего мела	950	1150	Аргиллиты	55	пестроцветные, кирпично-красные, серовато-зеленые, сильно песчанистые.
			Алевролиты	45	зелено-серые, темно-серые, плотные, на глинистом цементе, песчанистые.
Нижне-неокомский ярус, нижнего мела	1150	1190	Гравелиты	50	светло-серые, зеленоватые, неравномерно разнообломочные, на карбонатном цементе и песчано-глинистом цементе.
			Песчаники	50	серые, светло-серые, среднезернистые.
Акшабулакская свита верхней юры	1190	1350	Глины	35	пестроцветные
			Песчаники	30	слабосцементированные, с прослоями темно-серых глин
			Алевролиты	35	серые

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сыпучность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁴ МПа-	Гидратационное разбухание
	от (верх)	До (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+P	0	140	Глины	2,15			15	2		1,5	10-30	2	6	M	0,3	400	0,75
			Аргиллиты	2,02			-	3		3		1	3		0,5	200	0,60
			Песчаники	2,05	10					1		2	6		0,27	500	0,16
K2t-sn	140	550	Песчаники	2,08		>90	-	-		1,5	10-40	2	6	M	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,35			-	-		1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Глины	2,00	9,0		10	-		1,5		3	3		0,28	600	0,16
			Пески	1,85	6,0	-	-	-		-		-	-		-	-	-
K1-a1-s	550	730	Песчаники	2,08	15	>165		-		1,5	30-120	3	3	M+C	0,27	500	0,16
			Глины	2,15				2		1,5		2	6		0,3	400	0,75
			Алевролиты	2,40				-		1,5		2	6		0,28	600	0,16
K1a-al	730	950	Глины	2,15			10	2		1,5	30-120	2	6	M+C	0,3	400	0,75
			Алевролиты	2,40		165		-		2,5		2	6		0,3	400	0,21
			Песчаники	2,21	17,0	-		-		3,5		3	3		0,28	600	0,16
K1nc2	950	1150	Аргиллиты	2,25				3-10		3,5	30-120	3	3	C	0,28	600	0,60
			Алевролиты	2,55	10												0,16
K1nc1	1150	1190	Песчаники	2,35	21,0	250		-		2,5	30-120	2	6	C	0,25	1200	0,16
			Гравелиты										8				0,16
J3ak	1190	1350	Глины	2,2	-		21				30-120			C+T			
			Песчаники	2,45	24,5	260		-		3,5		3	3		0,28	600	0,16
			Алевролиты	2,60	15,0			-		1,5		2	6,5		0,3	400	0,21

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. Нефтегазодоносность по разрезу скважин

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения (горизонт)	Интервал, м		Тип коллектора	плотность, г/см ³		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа						
	От (верх)	До (низ)		в пластовых условиях	после дегазации 20°C				газовый фактор, м ³ /м ³	Содержание сероводорода, %	Содержание углекислого газа, %	Относительная по воздуху плотность газа	Объемный коэффициент	Давление насыщения в пластовых условиях, МПа	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K _{1nc}	M-0-3	1010	1035	поровый	0,781	0,846	-	13,6	-	58,05	отс	-	-	1,128	8,40
	M-II	1150	1190		0,790	0,830	0,25	12,0	10-50	87,89	отс	0,34	0,681	1,219	7,21
J _{3ak}	Ю-0-1	1200	1250		0,754	0,827	0,3	15,0	5-27,6	83,99	отс	0,59	0,618	1,168	7,54
	Ю-0-2	1260	1300		0,735	0,822	0,22	11,5	3-22	91,27	отс	0,22	-	1,22	9,08
	Ю-0-3	1310	1340		0,711	0,829	0,28	5,9	6-25,3	82,8	отс	0,33	0,623	1,214	8,39

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

Таблица 4.6 – Газоносность

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

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/л						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатно-натриевый; ХК-хлоркальциевый; ХМ-хлормагниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да или нет)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +k ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
М-II	950	1160	Поровый	1,037	30-50	28 794,33	95,10	136,03	14424,66	467,34	3 296,12	47,14	ХК	нет
Ю-0-2	1280	1300		1,040	30-50	27 572,15	19,52	114,76	13 427,65	457,52	3 238,97	44,81	ХК	нет
Ю-0-3	1340	1350		1,042	20-40	33 212,97	7,60	317,20	16809,08	885,94	3 750,34	56,16	ХК	нет

Примечание: Химический состав и физические свойства пластовых вод взяты с пробуренных ранее скважин Коныс.

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

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	До (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q+P	0	140	0,100	0,100	0,185	0,179	21,0
K _{2t} -sn	140	550	0,100	0,100	0,185	0,198	25,0
K _{1-2al} -s	550	730	0,101	0,101	0,185	0,201	27,0
K _{1a} -al	730	950	0,101	0,101	0,185	0,203	33,0
K _{1nc2}	950	1150	0,102	0,102	0,185	0,205	43,03
K _{1nc1}	1150	1190	0,102	0,102	0,185	0,209	49,1
J _{3ak}	1190	1350	0,102	0,102	0,185	0,212	53,2

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 (верх)	До (низ)				При вскрытии	После изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P	0	140	5-10	-	нет	-	-	гидропроводность пласта
K ₂ t-sn-J ₃ ak	200	1350	5-10	-	нет	-	-	перепад давления в скважине и в пласте

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до(низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+P-K ₂ t-sn	0	20	Бентонитово-баритовый	1,29-1,40	70-75	<8	1	Выдерживать параметры бурового раствора
	120	550			60-70	8-10		
K ₁₋₂ al-s – J ₃ ak	500	1350	KCL/полимерный	1,20-1,25	45-55	4-5	1	

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического Подразделения (горизонт)		Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
		от (верх)	До (низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K _{1nc}	M-0-2	980	1005	газ	0,865*	0,865	при изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	фонтанирование нефтью, газом и водой, разгазирование бурового раствора
	M-0-3	1010	1035	нефть	0,846	0,846		
	M-II	1035	1150	газ	1,039*	1,039		
		1150	1190	нефть	0,830	0,830		
J _{3ak}	Ю-0-1	1190	1200	газ	1,113*	1,113		
		1200	1250	нефть	0,827	0,827		
	Ю-0-2	1250	1260	газ	1,000*	1,000		
		1260	1280	нефть	0,822	0,822		
		1280	1300	вода	1,04	1,04		
	Ю-0-3	1300	1310	газ	1,047*	1,047		
		1310	1340	нефть	0,829	0,829		
		1340	1350	вода	1,042	1,042		

Примечание: * - плотность абсолютная, кг/м³

Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	До (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ)	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+P	0	140	Глинистый	-	>6	н/д	да	Сальникообразование	В результате осыпей возможно сальникообразование, возможны кавернообразования (в верхах), сужение ствола скважины
K ₂ t-sn + K ₁₋₂ al-s	550	730	Глинистый	-	>6	н/д	да		
K ₁ nc ₂ + J ₃ ak	950	1350	Глинистый	-	>6	н/д	да		

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 подразде- ления	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама, м			Параметры отбора грунтов		
	Интервал, м		Мини- мальный диаметр мм	Макси- мальный проходка за рейс м	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунтов, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	10	11	12
K ₁ nc ₂	750	790	80	10			Периодический, через каждые 5м, *-в продуктивной части разреза ча- стота отбора че- рез каждые 2 м	-	-	-
J ₃ km	1050	1090	80	10				-	-	-

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявления признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновение 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
РК (GR,CNL), АК(ВНС), ПС, КС Резистивеметрия (DIT). Термометрия, Каверномер, Инклинометрия	1:500	0	400	-
Широкополосный индукционный каротаж (АИТ), Гамма-плотностной каротаж (LDT), Диэлектрический каротаж (ЕРТ), Фокусированный боковой каротаж (MSFL,LLS,LLD), Гамма-спектометрический каротаж(NGS), РК (GR,CNL), АК(ВНС), ПС, КС Термометрия, Каверномер, Инклинометрия	1:200	150	1350	-
АКЦ, (ФКД), ОЦК	1:500	0 0	400 1350	После спуска колонн
ГК для привязки интервала перфорации, ЛМ до и после перфорации		0	1350	-
Геолого – технологические исследования* и ГК		10	1350	Станция ГТИ
Микросканирование стенки скважин (FMI), RFT или MTD	1:200	В интервале продуктивных пластов		При необходимости получения доп.данных

Примечание: Интервалы и объемы ПГИ корректируется геологической службой Заказчика с учетом фактического разреза скважины.

Виды ГИС могут быть уточнены при составлении программы бурения.

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

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 про- мывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Не предусматривается						

Таблица 4.18 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование пластовой нефти		
Состав нефти	Пробы	3*
Плотность пластовой нефти	Пробы	3
Плотность дегазированной нефти	Пробы	3
Давление насыщения	Пробы	3
Исследование керна		
Макроописание керна	м	27
Фотографирование керна	м	27
Изготовление и описание шлифов	шлиф	1*
Пористость по напластованию	Образец	3*
Пористость перпендикулярно напластованию	Образец	1*
Проницаемость	Образец	3*
Гранулометрический состав	Образец	3*
Карбонатность	Образец	3
Плотность пород	Образец	3*
Плотность минералов	Образец	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
PZ	1	1250	1260			Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7	Раствор - вода – компрессирование	-	1,00
J ₃ km	2	1060	1070			Цемент, колонна	Передвижная	Да	3	3,5,7		-	1,00
K _{1nc2}	3	765	775			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, гидropескоструйная	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 гидropескоструйной 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
1-3	Пластовая вода	1,03-1,04	9	Кумулятивная	"Predator"- 4 1/2 или НХМ 4505-4 1/2,	16	144	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, кгс/см ²	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
Таблица информации не имеет (скважины поисковые)							

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
1-3	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. 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 323,9 мм \times 150 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия палеогеновых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

2. Промежуточная \varnothing 244,5 мм \times 600 м цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3мм спускается на глубину 1350 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	
426,0	10	Д	11	1,04	ГОСТ 632-80	Шахта - бетонное кольцо внутренним диаметром 2м глубиной 1,5м и толщиной 0,15м. Бурение долотом 490мм и цементируется до устья
244,5	18	Д	10	1,1	ГОСТ 632-80	Ствол под шурф для квадратной штанги бурится турбобуром долотом 295,3мм под углом 50 ⁰ к вертикали или шурфозаборником.

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 колон- ны или открытый 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 спускае- мых 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 поворо- та секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	0	150	393,7	0	1	1	0	150	Спускается с целью предотвращения размыва устья при бурении под промежуточную колонну
2	Промежуточная	0	600	295,3	0	1	1	0	600	Ограждает мелкие водоносные горизонты от загрязнения скважинными флюидами и обеспечивает механическую опору для устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья
3	Эксплуатационная колонна	0	1350	215,9	0	1	1	0	1350	Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти.

Таблица 5.3 - Характеристика отдельно 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 со- единения	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	323,9	0	150	9,5	1	1	ОТТMa	351,0	0	150
2	1	1	1	244,5	0	600	8,9	1	1	ОТТMa	269,9	0	600
3	1	1	1	168,3	0	1350	7,3	1	1	ОТТMa	187,7	0	1350

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 газонефтеводопроявлений
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	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 9.8); - 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. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осипей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<p>Для обеспечения безаварийной работы при бурении скважины необходимо руководствоваться следующими документами: [1].</p> <p>При выполнении буровых работ особое внимание обратить на следующие мероприятия:</p> <ul style="list-style-type: none"> — Обеспечение систематического контроля показателей свойств бурового раствора и поддержание их согласно требованиям ГТН. 	

1	2	3
	<p>— 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.</p> <p>— Перед спуском долот в скважину бурильщик обязан проверить диаметр долота, состояние присоединительной резьбы, сварных швов, люфт шарошек.</p> <p>— Перед началом бурения бурильщик обязан ознакомиться с характером сработки предыдущего долота и режимом его работы для установления правильного режима работы новым долотом.</p> <p>— Немедленно начать подъем инструмента при резком падении механической скорости в 2,5–3 раза за последние 15–50 минут бурения.</p> <p>— Запрещается крепление долот ротором. — В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, накрутить ведущую трубу (квадрат), произвести промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота.</p> <p>— Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика).</p> <p>— Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах.</p> <p>— Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера.</p> <p>В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы.</p> <p>— При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно.</p> <p>— В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой.</p> <p>— 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.</p> <p>— Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами.</p> <p>— 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.</p>	<p>Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений</p>

1	2	3
	<p>— 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.</p> <p>— 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.</p> <p>— Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> — 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; 	<p>Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений</p>
5	<p style="text-align: center;">Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов</p> <p>В целях предупреждения газонефтеводопроявлений при бурении скважины необходимо руководствоваться: [1].</p> <p>Признаками начала газонефтеводопроявлений в бурящихся скважинах являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> — 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; <p>— уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб.</p> <p>В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;</p>	<p>Предупреждение газонефтеводопроявлений</p>

<p>— плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту;</p> <p>- условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта;</p> <p>— на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины;</p> <p>— буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается;</p> <p>— устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>В проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> — организовать службу супервайзера на буровой; — службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; — обеспечить буровую газокаротажной станцией. <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения, обеспечивающего углубление скважины</p>	<p>Предупреждение газонефтеводопроявлений</p>
---	---

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

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 (КС), %	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³
	сек.	мин.				коллоидной (активной части)	песка		всего							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Ингибированный малоглинистый полимер	0	150	1,20-1,30	35-50	8-10	1-8	2-18	1,0-	-	2	-	8-10	-	-	-	-
Ингибированный КСЛ малоглинистый полимер	150	600	1,18-1,25	35-50	8-10	1-8	2-18	1,0	-	2		8-10	5-6	Как можно ниже	5-25	1,05
	600	1350	1,19-1,24	35-60	2-10	1-8	2-15	0,5	-	<1		8-10	6-8	Как можно ниже	5-25	1,08

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, ет)	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	150	Ингибированный малоглинистый полимер	1200-1300	нет	Bentonite	2150				25
						IND30	1000			3,5	
						РАС-HV	1030			3,5	
						NaOH	2130			0,8	
						REDU1	2160			5.2	
						Barite	4200			350	
						Техническая вода	1000			928	
2	150	600	Ингибированный KCL малоглинистый полимер	1200-1220	нет	IND30	1000	-	-	-	10.5
						Na-HPAN	2500	-	-	-	12.6
						NaOH	2130	-	-	-	1.6
						Na2CO3	2500	-	-	-	0.5
						REDU1	2160	-	-	-	15.7
						CMC-LV	1050	-	-	-	5.2
						KCL	1990			33.3	
Техническая вода	1000	-	-	-	928						

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	600	1350	Ингибированный KCL малоглинистый полимер	1190-1240	нет	IND30	2130	-	-	-	3.3
						Na-HPAN	2500	-	-	-	6.6
						NaOH	1990	-	-	-	1,3
						Na ₂ CO ₃	1030	-	-	-	0,7
						REDU1	1030	-	-	-	13.2
						CMC-LV	1050	-	-	-	3.3
						PAC-HV	1000				3.3
						NFA25	1000	-	-	-	16.5
						KCL	2700	-	-	-	42.2
Техническая вода	1000	-	-	-	928						

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика на раствор улучшающий качество проводки 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	150	-	Ингибированный малоглинистый полимер	-	Расчет				14	30	44
			Bentonite	25	1	-	-	-	0,35	0,75	1,1
			IND30	3,5	1	-	-	-	0,049	0,105	0,154
			РАС-HV	3,5	1	-	-	-	0,049	0,105	0,154
			NaOH	0,8	1				0,0112	0,024	0,0352
			REDU1	5.2	1	-	-	-	0,0728	0,156	0,2288
			Varite	350	1	-	-	-	4,9	10,5	15,4
			Техническая вода	928	1	-	-	-	12,992	27,84	40,832
50	600	-	Ингибированный KCL малоглинистый полимер		Расчет				28	40	68
			IND30	10.5	1				0,294	0,42	0,714
			Na-HPAN	12.6	1				0,3528	0,504	0,8568
			NaOH	1.6	1				0,0448	0,064	0,1088
			Na2CO3	0.5	1				0,014	0,02	0,034
			REDU1	15.7	1				0,4396	0,628	1,0676
			СМС-LV	5.2	1				0,1456	0,208	0,3536
			KCL	33.3	1				0,9324	1,332	2,2644
			Техническая вода	928	1				25,984	37,12	63,104

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
600	1350	-	Ингибированный KCL ма- логлинистый полимер		Расчет			52	40	45	138
			IND30	1,0	1	-	-	0,264	0,1551	0,1848	0,6039
			Na-HPAN	1,0	1	-	-	0,528	0,3102	0,3696	1,2078
			NaOH	80	1	-	-	0,104	0,0611	0,0728	0,2379
			Na2CO3	0,5	1	-	-	0,056	0,0329	0,0392	0,1281
			REDU1	6,0	1	-	-	1,096	0,6439	0,7672	2,5071
			СМС-LV	0,5	1	-	-	0,264	0,1551	0,1848	0,6039
			РАС-HV	2,0	1	-	-	0,264	0,1551	0,1848	0,6039
			NFA25	1,0	1	-	-	1,32	0,7755	0,924	3,0195
			KCL	180	1	-	-	3,376	1,9834	2,3632	7,7226
			Техническая вода	928	1	-	-	74,24	43,616	51,968	169,824

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 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
1	Кондуктор	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	1,0	0,04
2	Промежуточная	1	1	Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	2160	2	99,5	1	1,0	0,8

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
1	Кондуктор	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,08
2	Промежуточная	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,4
3	Эксплуатационная колонна	FK-Lube	1000	-	55	1	3	0,16

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.
		0-50	150-600	600-1350м	
1	2	3		4	7
IND30	API 13A	0,154	0,714	0,6039	1,4719
Na-HPAN	ГОСТ 2263-79		0,8568	1,2078	2,0646
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,0352	0,1088	0,2379	0,3819
Na2CO3	API 13A		0,034	0,1281	0,1621
REDU1	API 13A	0,2288	1,0676	2,5071	3,8035
CMC-LV	API 13A		0,3536	0,6039	0,9575
PAC-HV	API 13A	0,154		0,6039	0,7579
NFA25	API 13A			3,0195	3,0195
KCL	API 13A		2,2644	7,7226	9,987
Bentonite	ГОСТ 1261-2004	1,1			1,1
Barite	ГОСТ1261-2004	15,4			15,4
Техническая вода	ГОСТ 4233-77	40,832	63,104	169,824	273,76

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	PDS-1	1	Импортное	0	1350
2	Пескоотделитель	NCS-300	1	Импортное	0	1350
3	Центрифуга	LW 355 x 860-N	1	Импортное	0	1350
4	Илоотделитель	2ZJ-125	1	Импортное	0	1350
5	Дегазатор	ZCQ1/4	1	Импортное	600	1350
6	Гидроперемешатель	L-NJ11	7	Импортное	0	1350
7	Рабочий объем емкостей	150 м ³	4	Импортное	0	1350
8	Блок приготовления раствора	V=7 м ³	1	Импортное	0	1350

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	150	Бурение	Роторный	1	С навеса	60-80	30-32	10-15
150	600	Бурение, проработка	Роторный	2	5-12	80-90	40-42	8,0
590	603	Разбуривание обратного клапана и башмака	Роторный	3	до 3	50-60	20,0	10
600	1350	Бурение, проработка	Роторный	4	4-10	90-110	22-25	6-10
1050	1090	Отбор керна (по интервально)	Роторный	5	4-6	50-60	15-18	2-4
600	1350	Бурение, проработка**	ВЗД	6**	2-5	250-275/ 50-60	26-30	18-20

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.

** - рекомендуемый вариант способа бурения

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 от 0 до 150м											
1	1	Ш 393,7 (код по IADC 111)*	0,0	393,7	-	0,55	158,0		36,96	8,2	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,55	177,8	71,4	36,41	2104,5				Нагрузка
Интервал бурения и проработки от 150 до 600м											
2	1	Ш 295,3 код по IADC(121)*	0,0	295,3	-	0,46	75,0		127,5	19,6	Разрушение
	2	СУБТ-177,8	0,46	177,8	71,4	9,45	2104,5				Нагрузка
	3	Стабилизатор-295,3**	9,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	4	СУБТ-177,8	12,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
	5	Стабилизатор-295,3**	30,91	295,3	71,4	2,1	483,0				ОЦЭ
	6	СУБТ-177,8	33,01	177,8	71,4	18,9	3084,5				Нагрузка
	7	СУБТ-165,1	51,91	165,1	71,4	75,6	10311,8				Нагрузка
3	1	Долото Д=215,9 (торцовый фрез)		215,9	0,4	40			0,4	0,1	(РОКиБ)

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Интервал бурения и проработки от 600 до 1350м											
4	1	Ш215,9 (код по IADC 437)*	0,0	215,9	-	0,36	40,0		173,4	23,2	Разрушение
	2	СУБТ-165,1	0,36	165,1	71,4	9,45	1288,9				Нагрузка
	3	Стабилизатор -215,9**	9,81	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	4	СУБТ-165,1	11,33	165,1	71,4	18,9	2577,96				Нагрузка
	5	Стабилизатор -215,9**	30,23	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	6	СУБТ-165,1	31,75	165,1	71,4	94,5	12889,8				Нагрузка
	7	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	126,2	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация при- хватов
	8	СУБТ-165,1мм	135,6	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка
Интервал отбор керна от 1050 до 1090 (по интервально)											
5	1	215,9/101,6	0,0	215,9	-	0,32	38,0		113,6	16,0	Отбор керна
	2	СК-171,5/101,6	0,32	171,5	101,6	9,4	2234,2				Прием керна
	4	СУБТ-165,1	9,72	165,1	71,4	56,7	7733,8				Нагрузка
	4	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	66,42	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
	5	СУБТ-165,1мм	75,87	165,1	71,4	37,8	5155,92				Нагрузка

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
6**	Интервал бурения и проработки от 1050 до 1350м (2 вариант применение ВЗД/Телеметрия)										
	1	PDC 215,9 поIADC(S223)*	0,0	215,9	-	0,36	41,5		188,5	25,3	Разрушение
	2	Забойный двигатель (PDM)	0,36	171,5	71,45	8,23	1040				Привод долота
	3	Перепускной клапан (разгрузочный)	8,59	171,5	71,45	1,0	136,9				Переводник
	4	НУБТ-165,1мм	9,59	165,1	71,4	6,5	886,6				Нагрузка
	5	Телеметрия (MWD)	16,09	171,5	71,4	14,0	2271				Контроль азимута и угла
	6	НУБТ-165,1мм	30,09	165,1	71,4	3,5	477,4				Нагрузка
	7	Стабилизатор 215,9	30,59	215,9	71,4	1,52	217,15				ОЦЭ
	8	СУБТ-165,1мм	35,11	165,1	71,4	126	17186,4				Нагрузка
	9	Гидромехан. ясс Hydro-Mechanical Jar	161,11	165,1	71,4	9,45	839,2				Ликвидация прихватов
10	СУБТ-165,1мм	170,5	165,1	71,4	18,0	2224,8		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 средними периферийными зубьями.
4. * Допускается использование долот других фирм-производителей
5. **Возможно применение калибраторов.

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 393,7 (код по IADC 111)	Бурение	0	150	300	Временные нормы	0,03
III 295,3 (код по IADC 121)	Бурение	150	600	280		0,46
III 295,3 (код по IADC 121)	Проработка	150	600	900		0,14
Стабилизатор-295,3	Бурение и проработка	150	600	1000		0,13
III 215,9 (код по IADC 437)	Бурение	600	1350	630		1,30
III 215,9 (код по IADC 437)	Проработка	600	1350	1200		0,87
215,9/101,6	Отбор керна	1050	1340	80		0,33
Стабилизатор-215,9	Бурение и проработка	150	1300	1350		0,85
PDC 215,9 по IADC(S223)	Бурение и проработка	600	1350	2800		0,303

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	Ш 393,7 (код по IADC 115)*	Импортные	-	0,03	1	158,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G	-	9,45	1к-т	2104,5
Промежуточная	Ш 295,3 (код по IADC 127)*	Импортные	0,14	0,46	1,0	75,0
	Стабилизатор-295,3**	Стан. API RP 7G	-	0,13	1к-т	483,0
	СУБТ-177,8	Стан. API RP 7G	-	47,2	1к-т	8264,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	75,6	1к-т	10311,8
Эксплуатационная	Ш 215,9 (код по IADC 437,517)*	Импортные	0,87	1,30	2,0	160,0
	Стабилизатор-215,9**	Стан. API RP 7G	-	0,85	1,0	217,1
	СУБТ-165,1	Стан. API RP 7G	-	160,6	1к-т	9022,8
	Гидромеханический ясс Hydro-Mechanical Jar	Импортные	-	9,45	1 к-т	839,2
	215,9/101,6	Импортные	-	0,33	1,0	38,0
	PDC 215,9 поIADC(S223)			0,303	1,0	145

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, м.	Наличие труб (есть, нет)
СБТ (ТБИ)	127,0	9,19	G-105	NC 50 (4-1/2"IF)	168,28	1350	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях	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	150	600	600	1	СБТ	127,0	G-105	9,18	NC 50 (4-1/2"IF)	22,6	0,62	20,2	>1,45	>1,5
Бурение	600	1350	1350	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	1076,6	29,6	51,4	>1,45	>1,5
Отбор керна	1050	1340	1340	1	СБТ	127,0	G-105	9,19	NC 50 (4-1/2"IF)	915,4	24,7	40,7	>1,45	>1,5

Таблица 8.6.1 - Крутящие моменты для свинчивания соединений бурильных труб и УБТ

Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип соединения	Наружный диаметр замка, мм	Крутящий момент, кН х м		
					минимальный	оптимальный	максимальный
Бурильные трубы:							
127,0	9,19	G-105	NC 50	159		31,0	
СУБТИ (спиральные утяжеленные бурильные трубы импортные):							
177,8	53,20	CAE 4145H	NC 61 (6 5/8"REG)			43,0	
165,1	46,83	CAE 4145H	NC 50 (4-1/2"IF)			39,6	

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
Кондуктор	0	150	СУБТ	177,8	CAE 4145H	76,2	NC 50 (7"REG)	9,45	2,1	2,1	2,2
Промежуточная	150	600	СУБТ	177,8	CAE 4145H	76,2	NC 50 (7"REG)	37,7	6,1	6,1	6,3
			СУБТ	165,1	CAE 4145H	76,2	NC 50 (4-1/2"IF)	75,6	10,3	10,3	10,8
			СБТ	114,3	G-105	8,56	NC 46	22,6	0,62	0,62	0,65
Эксплуатационная	600	1350	СУБТ	165,1	CAE 4145H	71,4	NC 50 (4-1/2"IF)	85,0	11,6	11,6	12,1
			СБТ	114,3	G-105	8,56	NC 46	100,4	27,6	27,6	28,9

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	1350	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, 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	150	Бурение, проработка	3NB-1000	1	0,9	180	138	0,9	120	31,7	31,7
50	600	Бурение, проработка		2	0,9	180	138	0,9	80	21,0	42,0
600	1350	Бурение, проработка		1	0,9	160	138	0,9	100	25,0	25,0
1050	1340	Отбор керна		1	0,9	160	138	0,9	85	18,0	18,0

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	150	Бурение, промывка	53,0	49,0	-	1,1	0,04	2,5
150	600	Бурение, проработка, промывка	60,0	42,0	-	13,1	0,6	4,3
600	1350	Бурение, проработка, промывка	85,0	60,0	-	14,9	8,3	1,7
1050	1340	Отбор керна	58,0	4,0	10	24,8	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	150	Бурение, промывка	0,41	0,026	Комбинированная	25,0	-	-	92,0	281,7
150	600	Бурение, проработка, промывка	0,42	0,06	Периферийная	-	3	19,1	72,0	243,7
60	1350	Бурение, проработка, промывка	1,21	0,068	Периферийная	-	3	12,7	50,0	37,7
1050	1340	Отбор керна	0,77	0,045	Периферийная	-	8	10,3	-	7,25

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т.д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	вода	1,01	-
3	1	нет	да	нет	вода	1,01	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно 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	150	0	0,4	-	0,1
2	Промежуточная	1	0	600	0	1,4	9,0	9,3
3	Эксплуатационная	1	0	1350	0	8,4	17,0	17,2

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
323,9	импортное	ОТТМа	Д	9,5	да
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 навно-прочной 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 прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	150	150	3,68	3,68	323,9	ОТТМа	Д	9,5	18,3	>100	>100
2	1	1	0	600	600	20,76	20,76	244,5	ОТТМа	Д	8,9	9,0	2,7	31,5
3	1	1	0	1350	1350	36,25	36,25	168,3	ОТТМа	Д	7,3	2,22	1,72	4,0

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	323,9 x 9,5/Н-351-Д: ГОСТ 632-80	3,68	3,86	4,1
ОТТМа	244,5 x 8,9/ Н-269,9-Д: ГОСТ 632-80	20,76	21,8	22,9
ОТТМа	168,3 x 7,39/ Н-187,7-Д: ГОСТ 632-80	36,25	38,1	39,9

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны					Суммарное на колонну		
		Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ и т.д. на изготовление	Масса элемента, кг.	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт.	Количество, шт.	Масса, кг
					от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	1	Направляющий башмак БKM-324	ОСТ 39-011-87	85		150	1	1	85
Промежуточная	2	245мм направляющий башмак БKM-245	ОСТ 39-011-87	53	-	600	1	1	53
		Муфта обратным клапаном 245мм тип ЦКОД.1-245	ТУ 39-1443-89	52	-	590	1	1	52
		Центраторы Тип ЦЦ-245/295-320-1	ТУ39-01-08-283-77	17	0	600	10	10	170
		Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-219х245	ТУ 3666-001-00141887-93	12	-	590	2	2	24
Эксплуатационная	3	168мм направляющий башмак БKM-168	ОСТ 39-011-87	32	-	1350	1	1	32
		Муфта обратным клапаном 168мм тип ЦКОД.1-168	ТУ 39-1443-89	30	-	1340	1	1	30
		Центраторы Тип ЦЦ-168/216-245-1	ТУ 39-01-08-283-77	9	0	600	2	2	18
					600	1350	15	15	135
Цементировочная пробка тип ПРП-Ц-146х168	ТУ 3666-001-00141887-93	5,5	-	1340	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
1	Кондуктор	1	Элеватор	P-402	ТУ 38-101708-78	0	150	-	-	-	-	-	-
2	Промежуточная	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	600	0,4-0,5	600	Контроль за уровнем	150	2 цикла	35-40
3	Эксплуатационная	1	Элеватор	P-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	1350	0,5÷0,8	1500		800	2 цикла	30-35

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно 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 отдельно 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
2	Промежуточная	1	-	1001	1190	9,3	1,4	-	-	-	1	*
3	Эксплуатационная	1	-	1001	-	17	-	-	-	-	1	*

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	150	0	-	5	Тампонажный	0	150
									Продавочный	0	145
2	Промежуточная	Прямой	1	0	600	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонажный	0	600
									Продавочный	0	590
3	Эксплуатационная	Прямой	1	0	1350	0	1	10	Буферный	-	-
									Тампонаж-1	0	800
									Тампонаж-2	800	1350
									Продавочный	0	1340

Примечание: 1. По усмотрения Заказчика, марки цемента могут быть заменены на аналоги улучшающие качество цементирования.

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
1	Кондуктор	1	1	Тампонажная	7,1	1,88	50	13	180	16
				Продавочная	2,6	1,01	-	-	-	-
2	Промежуточная	1	1	Буферная	4,2	1,01	-	-	-	-
				Тампонажная	21,3	1,88	50	13	180	24
				Продавочная	15,4	1,01	-	-	-	-
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная	4,3	1,01	-	-	-	-
				Тампонаж-1	15,2	1,53	46	9,4	250	48
				Тампонаж-2	14,2	1,88	50	13	180	48
				Продавочная	23,2	1,01	-	-	-	-

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	Направление	1	1	Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	788
					Вода	1,00	-	-	1200
				Продавочная	Тех вода	1,10	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	5
				Тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Вода	1,00	-	-	1000
				Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	-

Продолжения таблицы 9.11.

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
3	Эксплуатационная	1	1	Буферная**	Вода	1,00	-	-	1000
					Буферный порошок МБП-М	0,78	-	-	7,0
				Тампонаж-1	ПЦТ-III-Об-5-50	2,80	-	-	938
					Вода	1,00	-	-	545
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,4
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
				Тампонаж-2	ПЦТ I-G-CC-1	3,15			1230
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)***	1,34			2,8
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)***	1,25			2,8
					Замедлитель схватывания (НТФ)***	2,15			1,09
					Пеногаситель (Полицем ДФ)***	2,10			2,6
					Вода	1,00			615
				Продавочная	Буровой раствор	1,20	-	-	-

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 цементируемых агрегатов (буровых насосов)

1	2	3	4	5	6	7	8	Режим работы агрегатов (буровых) насосов						Время выполнения технологической операции, мин	
								9	10	11	Давление, МПа		14	15	16
											12	13			
Номер колонны в порядке спуска	Номер части ко-	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	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (бурового насосов), л/с	Допустимое для агрегатов (буровых насосов)	На устье скважины в конце операции	Объем порции на данном режиме	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	1	1	Затворение	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1	115	4	12,2	69,1	0	7,1	1,6	1,6
					ЦА-320М	Закачка	1	115	3	7,9	117	0	7,1	2,5	4,1
			Сброс пробки										5,0	18,5	
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	22,4	75,0	1,7	1,6	3,5	22,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,0	4,1	26,1
2	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		4,2	2,7	2,7
			Затворения	Тампонажная	2СМН-20	Затворение	1						21,3	6,2	8,9
					ОСР-20	Заполнение	1								
					ЦА-320М	Закачка	1	115	4-5	22,4	75,0		21,3	4,6	13,5
					1БМ-700	Закачка	1								
					СКЦ-3М	Закачка	1								
			Сброс пробки											5,0	18,5
			Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	1	115	4-5	22,4	75,0	1,7	14,4	3,5	22,0
					ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	2,7	1,0	4,1	26,1

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16			
3	1	1	Закачка	Буферная	ЦА-320М		1	115	3-4	18,3	50		4,3	4,55	4,55			
			Затворения	Тампонаж-1	2СМН-20	Затворение	1							15,2	10,8	15,3		
					ОСР-20	Заполнение	1											
					ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	25,6	11,7				15,2	7,7	23,0	
					1БМ-700	Закачка	1											
					СКЦ-3М	Закачка	1											
				Тампонаж-2	ОСР-20	Заполнение	1											
					2СМН-20	Затворения	1									14,2	12,2	35,2
					ЦА-320М	Закачка	2	115	4-5	25,6	11,7					14,2	12,2	47,4
					1БМ-700	Закачка	1											
					СКЦ-3М	Закачка	1											
					Сброс пробки												5,0	52,4
				Продавка	Продавочная	ЦА-320М	Продавка	2	115	4-5	25,6	11,7	14,1	22,2		13,5	65,9	
			ЦА-320М	«Стоп»	1	115	2	4,1	225	16,1	1,0		4,1	70,0				

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

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал цементирования		Номер схемы обвязки цементирующей техники	Потребное количество											
						Основные ЦА									Дополнительные ЦА		
			от, (верх)	до, (низ)		Тип	Всего	В том числе на:						Тип	Всего	Резерв	
								Затворение	Сброс пробки	Закатка	Продавка	Амбар	Резерв				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	
1	1	1	0	150		ЦА-320М	1	-	-	1	-	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	600		ЦА-320М	3	1	1	1	1	-	-	ЦА-320М	-	1	
3	1	1	0	1350		ЦА-320М	5	1	1	2	2	-	-	ЦА-320М	-	1	

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м		Потребное количество													
					Смесительные машины					Цементовозы				Автоцистерны				
			от (верх)	до (низ)	Тип	Всего	В том числе			Тип	Всего	В том числе		Тип	Всего	В том числе		
							Тампоаж-1	Тампоаж-2	Тампоаж-3			Тампоаж-1	Тампоаж-2			Буферная	Затворение	Продавочная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
1	1	1	0	150	2СМН-20	1	1								2	1	1	
2	1	1	0	600	2СМН-20	1	1								2	1	1	
3	1	1	0	1350	2СМН-20	2	1	1							2	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	5	9
2	СМН-20	1	1	2	4
3	ОСР-20	1	1	2	4
4	БМ-700	1	1	1	3
5	СКЦ-3М	1	1	1	3

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

Таблица 9.16 - Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

Номер по ряду			Номера колонн (см. таблицу 5.2., графа 1), т				Суммарное на скважину
			1	2	3	4	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	ПЦТ-Ш-О6-5-50	ГОСТ 1581-96	-	-	12,7		12,7
2	ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	1,4	8,5	24,2		34,1
3	Вода	Местная	1,1	4,3	18,8		24,2
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000		0,09	0,11		0,20
5	Понизитель водоотдачи (Гидроцем С)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,009		0,009
6	Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003		0,009	0,010		0,019
7	Замедлитель схватование (НТФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,04		0,04
8	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2231-009-40912231-2003			0,10		0,1

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования

Обсадная колонна		Номер схемы об- вязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, мПа		Типоразмер, шифр или название устанавливае- мого устьевого оборудо- вания и ПВО	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на из- готовление	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
2	Кондуктор		9,3		ОП43-230/80х21 (ППГ-230х21-2шт) (ПУГ-230х21-1шт)	ГОСТ 13862-2003	1 2 1	21,0 21,0	15,5 17	15,5 17
3	Эксплуатационная колонна		17		ОКК1-21-168х245 АФК1-65/65х21	ГОСТ 30196-2001 ГОСТ 13846-2003	1 1	21,0 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 опробование) 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

№ объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		шифр пакера	Тип пробоотборника		осевая нагрузка, т	перепад давления, кгс/см ²	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	количество циклов исследования, шт.	время ожидания притока, ч			диаметр, 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	на рас- тяже- ние	прочности	
		секции, м											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	1340*	73,0	НКТ	Д	5,5	9,64	1340	11,95	12,38	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			Цементный раствор	0,83	1850	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			Цементный раствор	0,81	1850	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
3			Цементный раствор	0,81	1850	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	8
2	ЦА-320М	1	8
3	ЦА-320М	1	8

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	0,8
	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
3	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 Шаблонирование колонны Спуск ВСО+перфорация Испытание (3 режима) СКО Работы после интенсификации ИТОГО:	т.22 "ССНВ" т.22 "ССНВ" т.22 "ССНВ" т.3 "ССНВ" т.24 "ССНВ" т.23 "ССНВ"	3,4 1,6 2,5 71,3 4,5 6,7 90	90
2-объект	Спуск ВСО+перфорация Испытание (вызов притока + ГГДИ)-3 режима СКО Работы после интенсификации ИТОГО:	т.22 "ССНВ" т.3 "ССНВ" т.24 "ССНВ" т.23 "ССНВ "	2,5 76,3 4,5 6,7 90	90
3-объект	Спуск ВСО+перфорация Испытание (вызов притока + ГГДИ)-3 режима СКО Работы после интенсификации ИТОГО:	т.22 "ССНВ" т.3 "ССНВ" т.24 "ССНВ" т.23 "ССНВ "	2,5 76,3 4,5 6,7 90	90
ИТОГО по всем объектам:				270

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	3	-	1,5
Опрессовка НКТ		ЦА-320	3	-	1,5
Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки		ЦА-320	3	-	1,5
Смена тех. Воды на перфорационную жидкость		ЦА-320	3	3,0	9
Подготовительные работы перед испытанием	т. 3	ЦА-320	3	32,0	96
Перфорация	т. 3	ЦА-320	3	29,5	88,5
Вызов притока	т. 3	ЦА-320	3	19,5	58,5
Смена буровой жидкости на техническую воду	т. 3	ЦА-320	3	2,8	8,4
Снижение уровня		УКП-(80КС-250)	3	8,0	8
Установка цементных мостов		ЦА-320	3	5,0	5
Итого на работу:					277,9

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
Кондуктор	1	600	450 1500	СБТ 114,3 УБТ-177,8 УБТ 165,1	3 5 8	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	1,40 0,68 0,39
Эксплуатационная колонна	2	1350	450 1500	СБТ 114,3 УБТ 165,1	108 17	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ, переводники, калибраторы и т.д.	5,86	3,19 1,10

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатами при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количество, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	Кондуктор после цементации	600	ЦА-320М	1	9,3	ЕНВ §112	1,53 (92мин.)
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна после цементации совместно с колонной головкой ОКК1-21-168x245	1350	ЦА-320М	1	17	ЕНВ §112	1,53 (92мин.)

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

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор типа буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 1350м, при максимальном весе бурильной колонны 51,4 тн. и обсадной колонны 43,3тн, а также исходя из наличия буровых установок у Бурового подрядчика, выбраны буровая установка ZJ-30 с номинальной грузоподъемностью 147 тн.

Буровое оборудование сконструировано 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 монтажные способности 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 40тн. $K_{исп} -0,5$

Автокран г/п 20 тн. $K_{исп} -0,5$

Автопогрузчик Caterpillar-950D $K_{исп} -0,5$

Вильчатый подъемник г/п 6-8 тн. $K_{исп} -0,8$

Сварочный агрегат САК (дизель)

12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)

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

№ п/п	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номер скважины по варианту подготовительных работ	Колич-во
1	2	3	4	5	6	7
1		Планировка площадки мех. способом под буровое оборудование, грунт II кат. при монтаже 1,7 га при демонтаже 1,7 га	м ³ . --	2 --		3500 3500
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		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 химреагентов с перемещением грунта на 30 м	м ³	2		
7		Обваловка площадки ГСМ (15м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10 м	м ³	2		125
8		Противопожарное оборудование и брендспойт	к-т	1,2	--	
9		Низковольтная осветительная линия (кабель на стойках)	м	1,2	--	
10		Факельная линия 140 мм	м	1,2	--	
11		Планировка площадки по окончанию строительства 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		
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		
	Перезезды 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 варианта	Номер расценки по ЕРЕР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
1,2				ZJ-30	ДВС	первичный / повторный

Сварочный агрегат САК (дизель)

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	эл-троды 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. насоса	"-	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 «ZJ-30»

Номер по порядку	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта строительномонтажных работ	Количество	Способ и вид Транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
	Буровая установка "ZJ-30 " Грузоподъемность - 147тн Привод буровой установки - ДВС Дизель CAT3412 N-485кВт и Дизель CAT 3406 N-460кВт Дизельный генератор ДЭС- 400кВт с двигателем CAT3406 DITA	К-т	1;2	1	
1	Буровая автоплатформа 13,55 м х 3,1 м х 2,9 м в том числе:				
1.1	Вышка мачтовая JJ155/35-W высотой 35 м	к-т	1;2	1	кр. бл.
1.2	Кронблок TC155 грузоподъемностью (г/п) 155 тн.	-"	-"	1	-"
1.3	Крюкоблок YG150 г/п 147 тн.	-"	-"	1	агр.
1.4	Вертлюг XSL160 г/п 160 тн на рабочее давление 350 ат.	-"	-"	1	-"
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"	1	-"
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	1	агр.
1.6.1	Система аварийного спуска верхового рабочего	-"	-"	1	агр.
1.7.	Буровая лебедка JC450-S N-450 кВт ; г/п 210 тн:	-"	-"	1	кр.бл.
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	-"	1	1	агр.
1.7.2	вспомогательный гидротормоз модель 202	-"	-"	1	-"
1.7.3	гидравлическая катушка	-"	-"	1	-"
1.7.4	тартальный барабан	-"	-"	1	-"
1.7.5	противозатаскиватель	-"	-"	1	-"
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ-20	-"	1;2	1	-"
1.9	Лебедка гидравлическая YJ г/п 5 тн.	-"	-"	1	-"
1.10	Лебедка гидравлическая YJ г/п 3 тн.	-"	-"	1	-"
1.11	Аварийное силовое устройство N-55кВт	-"	-"	1	-"
1.12	Дизель CAT3412 N-485кВт для привода лебедки и ротора	-"	-"	1	кр.бл.
1.13	Коробка передач ALLISON S6610	-"	-"	1	агр.
1.14	Угловая приводная коробка передач E630-09	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
1.15	Пневматическая система с компрессором (0,7м ³ /мин.) и воздухохранилищем 0,155м ³	-"	-"	1	-"
1.16	Гидравлическая система с масляным насосом (165л/мин.)	-"	-"	1	-"
1.17	Электрическая система	-"	1;2	1	-"
1.18	Основание по вышке	-"	-"	1	кр.бл.
1.19	Система подъема вышки	-"	-"	1	агр.
2	Рабочая площадка 5м x 8м с основанием высотой 4,5м (3,6м под ротором)	к -г	-"	1	агр.
2.1	Ротор г/п ZP205 г/п 175 тн.с цепной передачей и клиновым захватом	-"	-"	1	-"
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	-"	-"	2	-"
2.3	Стойка стальной Ø - 75 мм высокого давления 350 кгс/см для подачи бурового раствора	-"	-"	1	-"
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"	-"	1	-"
2.5	Шурф для квадрата	-"	-"	1	-"
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"	-"	1	-"
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	-"	-"	1	агр.
2.8	Модуль бурильщика:				
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	-"	-"	1	кр. бл.
2.8.2	индикатор веса на крюке	-"	1	1	агр.
2.8.3	индикатор давления на стояке	-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"	-"	1	-"
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"	-"	1	-"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	1;2	1	-"
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
6	Энергетический модуль:	-"	-"	1	м .бл.
6.1	дизель- генератор ДЭС- 400 кВт с двигателем CAT 3406	-"	1	1	-"
6.2	щит управления	-"	-"	1	-"
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт	-"	-"	1	-"
6.4	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"	-"	1	-"
7	Циркуляционная система:				
7.1	буровой насос 3NB-1000 N-736 кВт с консольным краном и тельфером 0,5тн.	-"	1;2	1	м .бл.
7.2	привод бурового насоса дизель CAT 3406	-"	-"	1	-"
7.3	привод бурового насоса дизель CAT 3406	-"	-"	1	м .бл.
7.4	металлическая рама (сани)	-"		2	-"
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	-"	-"	2	узел
7.6	задвигки низкого давления на всасывающей линии Ø -300 мм	шт	-"	4	агр.
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø -75 мм (от насоса до манифольде)	к-т	-"	2	узел
7.8	линия высокого давления Ø -75 мм 350 кгс/см для подачи бурового раствора от насоса	-"	-"	1	-"
7.9	задвигки высокого давления Ø - 75 мм на манифольде	шт.	-"	2	агр.
7.10	выкидная линия бурового раствора Ø -406 мм (скважина - вибросито)	м	1;2	10	узел
7.11	Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V- 40 м	-"	-"	1	м .бл.
7.11.1	вибросито сдвоенное PDS-1 с двумя эл/двигателями по N-1,84кВт	-"	1	1	агр.
7.11.2	вакуумный дегазатор ZCQ1/4 со шламовым насосом и эл/двигателем к нему N-55кВт	-"	-"	1	-"
7.11.3	шламовый насос SB-6x8-12 эл/двигателем к нему N- 55 кВт	-"	-"	2	-"
7.11.4	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	-"	-"	1	-"
7.12	Емкость 25м ³ для сбора отходов бурения	-"	-"	2	-"
7.13	Емкость рабочая (всасывающая)V- 40 м ³ :	-"	-"	1	-"
7.13.1	пескоотделитель NCS-300 с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N- 55 кВт	-"	1	1	в к-те
7.13.2	илоотделитель 2ZJ-125 с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N-55 кВт	-"	-"	1	-"
7.13.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"	-"	2	-"
7.13.4	гидроперемешиватель	-"	-"	1	-"
7.13.5	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м ³	-"	-"	1	-"
7.13.6	модуль лаборатории буровых растворов	-"	-"	1	-"
7.13.7	Емкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м ³	-"	-"	1	м .бл.
7.13.8	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"	1	2	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
7.13.9	гидроперемешиватель	-"	1;2	1	-"
7.13.10	емкость V=7 м3 для приготовления бурового раствора	-"	-"	1	-"
7.13.11	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	-"	-"	1	-"
7.14	Емкость для запаса бурового раствора V=40 м3	-"	-"	1	-"
7.14.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11кВт	к-т	1	2	-"
7.14.2	Гидроперемешиватель	к-т	1	2	м .бл.
7.15	Емкость доливная V= 7-12 м3	-"	-"	1	-"
7.16	Обвязка емкостей трубопроводами	-"	-"	6	узел
8	Система приготовления бурового раствора:				
8.1	Бункер (контейнер) для материалов	-"	-"	1	м .бл.
8.2	Емкость V=2,5- 4 м3 на смесительной емкости	-"	-"	1	
8.3	Центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	-"	1;2	2	agr.
8.4	Гидроворонка	-"	-"	2	-"
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"	-"	1	-"
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	1	-"
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)	-"	-"	1	-"
11	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м на концах линий ПВО	-"	-"	2	-"
12	Емкость для технической воды V- 40м с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5кВт	-"	-"	1	-"
13	Емкость для дизтоплива расходная V-2 м 3 с центробежным насосом и электроприводом к нему N -	-"	1	1	-"
14	Бак для дизтоплива расходная V-2 м3	-"	-"	1	-"
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	1	1	-"
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	-"	-"	4	узел
17	Противовыбросовое оборудование на 210 кгс/см (аналог ОП43 230x210 ГОСТ 13862-2003г) в том числе:	-"	-"	1	agr.
17.1	230мм превентор универсальный ПУГ-230x21	-"	1	1	-"
17.2	230мм превентор плащечный двойной ПППГ-230x21	-"	-"	2	-"
17.3	Блок управления ПВО FKQ640-6G	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
17.5	дистанционная панель управления JY-120	-"-	-"-	1	-"-
17.6	Манифольде линии дросселирования диаметром 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см ²	к-т	-"-	1	узел
17.7	Манифольде для глушения скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 350кгс/см ² - 50м	-"-	-"-	1	-"-
18.1	Штуцерный манифольд диаметром 103 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический)	-"-	-"-	1	-"-
18.2	Пульт управления гидравлическим штуцером (тип манометра Y40 на 400 ат	-"-	-"-	1	-"-
18.3	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7	-"-	-"-	1	-"-
18.4	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ6404	-"-	-"-	1	-"-
18.5	Электрический насос QB-21.80	-"-	-"-	1	-"-
18.6	Воздушный насос QYB-40.60L	-"-	-"-	1	-"-
18.7	Гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"-	1	1	-"-
18.8	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	-"-	-"-	2	узел
19	Колонная головка ОКК1-168х245 -21	-"-	-"-	1	
20	Приемный мост металлический горизонтальный	-"-		1	м .бл.
21	Приемный мост наклонный	-"-	-"-	1	-"-
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-"-		6	
23	Инструментальная площадка	-"-	-"-	1	-"-
24	Бойлер (котельная) или ПКН-2С или 2 электрокотла по 100 кВт	-"-	-"-	1	-"-
25	Емкость V-20 м для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему	-"-	-"-	1	-"-
26	Емкость V-4 м для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом				
27	Обвязка оборудования коммуникациями:	-"-	-"-	1	-"-
27.1	Водопроводы	-"-	-"-		
27.2	Топливопровод	-"-	-"-	1	узел
27.3	Воздухопроводы	-"-	-"-	1	-"-
27.4	Паропроводы	-"-	-"-	1	-"-
28	Металлические ограждения бурового оборудования	-"-	-"-	1	-"-
29	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"-	-"-	1	агр.

Продолжение таблицы 12.4.

1	2	3	4	5	6
30	Электромонтаж оборудования	-"	1;2	1	-"
31	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	1	-"
32	Контур заземления	-"	-"	1	-"
33	Опрессовка обвязки буровых насосов	к-тур	-"	3	узел
34	Центрирование вышки в процессе бурения	агр/оп	-"	1	
35	Радиостанция в режиме диспетчерской связи	вышка	-"	1	опер
36	Система внутренней связи	к-т	-"	1	узел
37	Демонтаж бурового оборудования	-"	2	1	-"
38	Подготовительные работы к транспортировке вышечно-лебедочного блока	-"	-"	1	кр.бл.
39	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	-"	-"	1	-"
40	Мобильный кран г/п 16-25 тн.(по условиям контракта)	-"	-"	1	-"
Оборудование для освоения скважин					
1	Установка мобильная для освоения скважин г/п 50 тн (А-50)	-"	-"		кр.бл.
1	Оттяжки к вышке	-"	-"	1	узел
3	Дизельгенератор 50 кВт	-"	-"	4	м.бл
4	Прожектор	-"	-"	1	агр.
5	Фонтанная арматура: АФК1-65х21	-"	-"	4	агр.
6	Выкидная линия 73мм.для промывки скважины на металл. стойках в бетоне	-"	-"	1	-"
7	Задвижка д.-80 мм высокого давления на выкидных линиях	-"	-"	30/1	м .бл.
8	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	шт.	-"	4	агр.
9	Приемная емкость V- 50 м3 для раствора	-"	-"	1	м .бл.
10	Емкость V- 50 м 3 для запаса воды	-"	-"	2	-"
11	Обвязка емкостей трубопроводами	-"	-"	2	узел

Примечание:

Сокращенные термины:к-т – комплект, шт – штук, агр/оп – агрегато-операции; кр.бл. – крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж); агр – агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж); м.бл. – мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж); номер варианта – 1; 2: - 1- первичный монтаж, 2 – повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотреть ремонт или замена узлов, агрегатов.

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 варианта	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	Трайлер 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	71т.5м.бл.	Лестница 2шт	«-	1; 2	0,6	«-	«-		
	69	69т.5м.бл.	Ходы по глинозагрузчику	«-	1; 2	1	«-	«-		
5	73	73т.5	Устройство шахты (напр.600мм)	«-	1; 2	1	«-	А/м		
6	72	72т.м.бл.	Площадка глиномешалки 2х2м	Шт.	1; 2	1	«-	«-		
7	533	533*	Земляной амбар для стока поводковых и талевых вод	100м ³	1; 2	1,8	«-	«-		
	Вкл. В охр.прир.									
8	2791	2791*	Глинизация стен (бентонит)	м ³ /т	1; 2	10,5/28				
9	2735	2735*	Работа по глинизации ЦА-320-3шт.	час	1; 2	6				
	2736	2736*								
10	527 527 527 894	527 527 527 0,15	Монтаж вагончиков для	Ваг.	1;2	9	а/м14т	а/м 14т		
10.1			в/монтажников						«-	«-
10.2			буровой бригады						«-	«-
10.3			бригады освоения						«-	«-
10.4									«-	«-
	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	2805*	Пробег ЦА-320, СМН-20	К-т		4х50				
	2807	2807*								

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: выщечный, силовой, насосный блоки	м ³	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127мм под выщечно-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	Выщечным 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 талевых 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

№ 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 А-50	к-т	-"	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте А-50	шт.	-"	4
15	Дизельгенератор 50 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

Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
ВСЕ-ГО	В том числе:					
	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и Крепление	Испытание		
				Всего	В открытом стволе	В эксплуатационной колонне
1	2	3	4	7	8	9
293	5	2	16	270	-	270

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность, сут		
			от (верх)	до (низ)	Забойными двигателями	Роторным способом	Совместным способом
1	Направление	0,5	0	150		0,7	
2	Кондуктор	1,7	150	600		3,3	
3	Эксплуатационная	2,3	600	1350		11,5	

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	Приемный 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, исключающие 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	1 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 седел 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 (съёмные 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	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	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	<p>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»</p> <p>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов(по сигналу «Выброс»);</p> <p>б) план по безопасному ведению буровых работ;</p> <p>в) борьба с загрязнением окружающей среды;</p> <p>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;</p> <p>д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание;</p> <p>е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.;</p> <p>ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.</p>
2	<p>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.</p>
3	<p>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.</p> <p>В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.</p>
4	<p>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.</p> <p>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.</p>
5	<p>В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.</p> <p>При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключая возможность попадания его на пол котельной. Запрещается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.</p>

продолжение таблицы 15.1

1	2
6	<p>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:</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94;</p> <p>Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;</p> <p>Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94;</p> <p>Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин;</p> <p>Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительном-монтажных работах в бурении;</p> <p>Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;</p> <p>План ликвидации возможных аварий при ГНВП;</p> <p>Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;</p> <p>Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;</p>

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: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады опробования для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты – противогазами марки А, коричневая краска, время защитного действия (коробка без фильтра) – 120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 24000-26000мг/м ³ (по бензолу).
4	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями «Гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах» и «Санитарно-эпидемиологических требований к условиям работы с источниками вибрации» по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения шума и вибрации.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04.-05-2002* «Искусственное и естественное освещение», «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 (вышечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы.

продолжение таблицы 15.2

1	2
	<p>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).</p>
7	<p>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.</p>
8	<p>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.</p>

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 обл.буровой
4	Брюки утепленные	ГОСТ 18235-72	электромонтер, слесарь по обл.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 "Дрэггер" 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 формирования освещенности: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение			Аварийность освещения, лк
					Освещенность, лк		Показатель ослепленности не более, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных 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 аппарата, 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 экспериментально	
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 операции (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	VIIIв	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 зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	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 блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барабан, пульт, кабины машиниста Кабель	Г В Г	Х ХI	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	ХI	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 платам 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-культурбудка	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 изготовление	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	Углекислотные
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: нефтегазоводопроявления, 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 аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1.	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны.
		1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото.	1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание).	1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола.
		1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т.	1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью.	1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото.
		1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ.	1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента.	1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.
		1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении.		1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
		1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб.		
		1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.		

продолжения 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 противприхватные 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 ясы необходимого размера		
--	-----------------------------------	--	--

продолжения 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.

продолжения 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.

продолжения 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.	Нефтегазо водопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат.	8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.

		доливаемой жидкости.		
--	--	----------------------	--	--

продолжения 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.		

продолжения 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 цементированья 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, исключющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.			

Таблица 16.2 - 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 Министерства по инвестициям и развитию, 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.

17. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

17.1. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин на участке Коныс Южный с проектной глубиной 1350м предусматривают обеспечение промышленной безопасности, сохранение скважины на весь период эксплуатации, обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, охрану окружающей природной среды.

Скважина может быть, законсервирована или ликвидирована по завершению строительства по инициативе пользователя недр. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет пользователь недр.

Предприятие – пользователь недр вправе, на договорной или иной правовой основе, делегировать право подготовки документации и проведения работ по консервации, ликвидации скважины предприятиям, привлекаемым им для выполнения подрядных работ, при наличии у предприятий лицензии на соответствующий вид деятельности. Во всех случаях право контроля и ответственность за охрану недр и рациональное использование природных ресурсов остаётся за пользователем недр.

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями и включают разделы по ликвидации и консервации скважины, предусмотренные «Положением о порядке ликвидации нефтяных и газовых скважин».

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважинам на месторождении Коныс Южный по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий строительства скважин.

По результатам геофизических исследований, анализу кернового материала, опробованию интервалов залегания продуктивных горизонтов пластоиспытателем на бурильных трубах в открытом стволе определяется целесообразность спуска эксплуатационной колонны. По этим же критериям определяется целесообразность ликвидации или консервации скважины.

Работы по консервации и ликвидации скважины с учетом результатов проверки её технического состояния проводятся по планам изоляционно-ликвидационных работ, обеспечивающим выполнение проектных решений, а также мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей среды.

17.2. Ликвидация скважины

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии с требованиями «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности Республики Казахстан», Совместным Приказом МИР РК №200 и МЭ РК №155 от 27.02.15г. правила ликвидации и консервации объектов недропользования.

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм, произведено испытание, получены промышленные притоки углеводородов - в этом случае скважина консервируется на период работ по обустройству, а после расконсервации переводится в категорию добывающих. После истощения промышленных запасов углеводородов скважина подлежит ликвидации, как достигшая нижнего предела дебитов, установленных технологической схемой разработки или инструкцией по обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, разработанной и утвержденной в установленном порядке.

Вариант 2. Скважина доведена до проектной глубины, по результатам испытаний проектных нефтегазоносных горизонтов в открытом стволе оказалась в неблагоприятных геологических условиях (отсутствуют нефтегазонасыщенные коллекторы) в этом случае скважина подлежит ликвидации без спуска эксплуатационной колонны по геологическим причинам.

Устанавливаются ликвидационные цементные мосты при спущенной эксплуатационной колонне, а также без нее:

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 50 м;

Учитывая выше сказанное, предусматривается установка следующих ликвидационных цементных мостов (согласно табличных данных 4.19):

Вариант 1 – спущена эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 970 - 1000 м - для перекрытия интервала перфорации нефтяного пласта;

Вариант 2 – без спуска эксплуатационной колонны диаметром 168,3мм устанавливаются цементные мосты:

- мост №1 – 1000-1050 м - для перекрытия интервала нефтяного пласта;

-мост №2 - 400-350м – для перекрытия башмака предыдущей колонны;

Глубины и высота установки цементных мостов могут изменяться в зависимости от фактических условий перфорации скважины и нахождения продуктивных горизонтов.

17.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины

Ликвидация скважины должна осуществляться в соответствии с проектной документацией и требований действующей нормативно-технической базы, на основании которых должны составляться индивидуальные планы изоляционно-ликвидационных работ отдельно на каждый ликвидационный мост. В планах должны быть предусмотрены все работы по установке цементных мостов, испытанию их на прочность, работы по оборудованию устья скважины и обследованию устья с указанием ответственных исполнителей, с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

Утвержденный Заказчиком и согласованный с Областной инспекции геологии и недропользования Республики Казахстан и природоохранными органами план является основанием для проведения работ по ликвидации скважины, в т.ч. и на установку отсекающих изоляционно-ликвидационных мостов при переходе испытания к вышележащим объектам.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

-способ установки цементного моста – на равновесие,

-метод установки – с контролем по объему,

-заливочная колонна - НКТ-73(СБТ -88,9) –с «воронкой» на первой трубе,

-продавочная жидкость – буровой раствор;

Последовательность работ по установке и испытанию мостов на прочность:

-перевод скважины на буровой раствор, применявшийся при бурении с проектными параметрами, выравнивание его по всему циклу;

- демонтаж фонтанной арматуры и монтаж на устье скважины противовыбросового оборудования предусмотренного проектом;
- установка башмака заливочной колонны на заданной глубине;
- закачка буферной жидкости №1;
- закачка цементного раствора;
- закачка буферной жидкости №2;
- закачка продавочной жидкости в объеме по расчету;
- подъем заливочных труб до установленной проектом и планом верхней границы цементного моста;
- герметизация устья скважины превентором и подготовка к обратной промывке буровым насосом (цементировочным агрегатом).
- срезка моста и обратная промывка с контролем выходящего раствора в объеме «продавочная жидкость + буфер», вымыв с контролем излишек цементного раствора. При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;
- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (50-80м выше глубины срезки моста) и герметизация устья;
- стоянка на ОЗЦ – не менее 24 часов и подъем заливочной колонны;
- спуск инструмента для нащупывания цементного моста;
- испытание моста на прочность разгрузкой;
- испытание моста на герметичность опрессовкой.

После установки ликвидационного моста, после испытания на прочность и герметичность, производится промывка скважины с приведением бурового раствора в соответствие с проектными параметрами и обработкой ингибитором коррозии. При необходимости буровой раствор обрабатывается нейтрализатором сероводорода.

При завершении подъема заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (50м) дизельным топливом (нефтью)

Результаты работ по установке моста, проверке на прочность и опрессовке оформляются соответствующими актами за подписью исполнителей. На этом оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершенным.

По окончании ликвидационных работ устье скважины оборудуется колонной головкой и задвижкой высокого давления в коррозионно-стойком исполнении, а также отводами для контроля давлений в трубном и межколонном пространствах.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 2х2м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, пользователя недр и даты окончания бурения.

После проведения ликвидационных работ через 6 месяцев и далее один раз в год должен проводиться контроль давлений в трубном и межколонном пространствах, а также окружающего воздуха с оформлением соответствующих актов.

После завершения работ по оборудованию устья ликвидируемой скважины производятся работы по зачистке территории отведенного участка земли и технический этап рекультивации. Составляется акт на рекультивацию земельного отвода, один экземпляр которого хранится в деле скважины, другой передается землепользователю.

После завершения всех работ по ликвидации скважины составляется акт на выполненные работы за подписью исполнителей.

Акт заверяется печатью и подписью руководства Заказчика. Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли хранятся у Недропользователя.

17.4. Консервация скважины

Технологические и технические решения по консервации скважины

Консервация скважины на период обустройства предусматривается после окончания строительства со спущенной эксплуатационной колонной при наличии промышленных залежей углеводородов. Срок консервации предусмотренный проектом - свыше 1 года.

После проведения комплекса работ по испытанию скважины, получения положительного результата по продуктивности, принятия решения о консервации, скважина глушится. Скважина заполняется раствором.

Предусматривается установка цементного моста в 168,3 мм колонне высотой 50 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным нейтритизатором сероводорода.

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

Выбор цемента. Требования к свойствам тампонажного раствора и цементного моста при ликвидации скважин.

Для установки цементных мостов в открытом стволе и обсадной колонне используются тампонажные портландцемента тип ПЦТ I по ГОСТ 1581-96. Транспортирование цементов осуществляется по СТ РК ИСО 10426-1-2011 (ISO 10426-1:2009).

Качество (пригодность) цемента для установки цементного моста определяется по соответствию физико-механических свойств тампонажного раствора, приготовленного из испытуемого цемента, требованиям ГОСТ 1581-96.

Применение цемента без проведения лабораторного анализа в условиях, соответствующих для интервала установки цементного моста, запрещается.

Цементные мосты должны быть прочными. Если при испытании на прочность мост не разрушается при создании на него удельной осевой нагрузки 3-6 МПа, то его прочностные свойства удовлетворяют условиям нагружения от массы колонны труб.

Герметичность моста зависит от высоты и состояния поверхности контактов (тампонажный раствор – стенка скважины, тампонажный раствор - внутренняя поверхность колонны) в период размещения тампонажного раствора в интервале глубин. Для повышения герметичности и несущей способности мостов рыхлая часть глинистой корки в открытом стволе и прилипшие слои (остатки) глинистого раствора на внутренней стенке обсадной колонны должны быть удалены. С этой целью используют буферную жидкость, размещенную между вытесняемым глинистым раствором и вытесняющим тампонажным раствором.

При определении высоты цементного моста исходят из требования перекрытия проницаемого пласта (перфорированного интервала) мостом плюс на 20 м выше кровли и на 20 м ниже подошвы пласта. Таким образом, минимальная высота моста превышает 40 м.

При отказе от применения буферной жидкости высота моста должна быть существенно больше.

Технология и расчеты установки цементного моста.

Доставка в интервал установки моста тампонажного раствора необходимого качества и объема – одно из решающих условий благоприятного исхода работ.

Производственный опыт, подтвержденный научными исследованиями, свидетельствует о потерях цементного раствора за счет адгезии (налипания) на стенки труб и смешения с буровым раствором и, кроме того, об ошибках в определении объема прокачанной продавочной жидкости.

Для предупреждения продавливания в интервал установки цементного моста смеси тампонажного раствора с продавочной жидкостью или собственно продавочной жидкости при определении ее объема V_{Π} следует исходить из уравнений

$$V_{\Pi} = V_T(1 - \Delta V)$$

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} + C_0 + C_1 + C_3 \quad \text{где } V_T - \text{внутренний объем колонны заливочных труб, м}^3;$$

ΔV - относительное превышение над внутренним объемом заливочной колонны объема продавочной жидкости; H_M - протяженность цементного моста, м; S_T - площадь внутреннего сечения колонны в интервале установки цементного моста, м²; C_0 - коэффициент, учитывающий неточность продавливания цементного раствора при контроле по объему продавочной жидкости; C_1 - коэффициент потерь вследствие адгезии цементного раствора на стенках труб; C_3 - коэффициент потерь цементного раствора при смешении со второй порцией буферной жидкости.

Коэффициенты приведены в табл. 17.1.

По результатам исследований установлено, что одно из основных условий доставки в интервал установки моста необходимого объема тампонажного раствора может быть записано как

$$V_{\Pi} = H S_c + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0) \quad (2)$$

где S_c - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смешении с первой порцией буферной жидкости (см. табл. 17.1).

Следует подчеркнуть, что при использовании воды в качестве буферной жидкости потери цементного раствора резко сокращаются, также уменьшаются и объемы зон смешения с буровым раствором и буферной жидкостью.

Таблица 17.1. – Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для бурильных труб с высаженным внутрь концами		Для НКТ	
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	с буферной жидкостью	без буферной жидкости
C_1	0,01	0,03	-	0,01
C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
C_3	0,02	0,03	0,01	0,02
C_4	0,02	-	0,02	-
C_5	0,40	-	0,40	-
C_6	0,03	0,20	0,03	0,20
C_0	0,01	0,02	0,01	0,02

Экспериментальные исследования по смешению тампонажного раствора с глинистым и буферной жидкостью (водой), проведенные непосредственно на бурящихся скважинах, показали, что зоны смешения могут быть очень значительными. При этом общую протяженность подъема тампонажного раствора H_m и зоны смешения $H_{см}$ в кольцевом пространстве от башмака заливочной колонны без учета образования застойных зон (загустевшие массы бурового раствора и скопления шлама) определяют по уравнению

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k} \quad (3)$$

где $V_{см}$ - объем зоны смешения, m^3 ; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, m^2 ; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02 \div 0,04$ и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,01 \div 0,02$ и $C_6 = 0,03$.

Объемы первой и второй порций буферной жидкости (воды), исходя из условия исключения смешивания (полного разделения тампонажного и бурового растворов), можно рассчитать по формулам:

$$\text{для первой порции} \quad V_1 = C_4 V_T + C_5 H M S_c \quad (4)$$

$$\text{для второй порции} \quad V_2 = C_4 V_{II}$$

где C_4 и C_5 - коэффициенты потери буферной жидкости в результате ее адгезии соответственно к стенкам заливочных труб и в кольцевом пространстве (см. табл. 17.1).

Планирование работ по установке цементных мостов

При планировании работ по установке цементных мостов предусматривается ряд этапов:

1. Определение условий эксплуатации моста, действующих на него нагрузок и геолого-технических условий его установки, а также дополнительно - статической и динамической температур в скважине, диаметра каверн, вязкости и статического напряжения сдвига глинистого раствора, гидравлических сопротивлений, наличия поглощений или проявлений.

2. Расчет высоты моста в соответствии с действующими на него нагрузками, ограничениями по высоте и технологическими особенностями его установки.

3. Определение объемов цементного раствора, продавочной жидкости, первой и второй порций буферной жидкости - воды и высоты подъема цементного раствора (с учетом зоны смешения) в кольцевом пространстве соответственно по формулам (2), (1), (4), и (3). При использовании верхней разделительной пробки коэффициенты C_1 и C_3 в указанных формулах принимаются равными нулю.

4. Расчет параметров режима продавливания цементного раствора в скважину в соответствии с величиной гидравлических сопротивлений, эффективностью замещения бурового раствора цементным (оценивается по скорости потока в кольцевом пространстве) и особенностями управления процессом срезки штифтов в случае применения соответствующих контролирующих устройств.

5. Определение общей продолжительности операции по установке моста и подбор рецептуры цементного раствора.

Мероприятия по предупреждению осложнений и аварий при установке моста в соответствии с таблицей 17.2.

Таблица 17.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению

Осложнения при установке мостов	Наиболее характерные причины осложнений	Мероприятия по предупреждению осложнений
	Недостаточное содержание замедлителя схватывания или жидкости - воды затворения.	Контроль за содержанием реагентов в жидкости затворения и процессом приготовления цементного раствора по плотности и расходу компонентов, приготовление всего объема раствора в осреднительной емкости.
	Образование затрудняющих прокачивание зон смешения цементного раствора с глинистым раствором.	Применение буферных жидкостей и разделительных пробок, проверка смесей на загустевание.
	Подъем цементного раствора на значительно большую высоту, чем проектная, вследствие смешения и образования застойных зон.	То же, а также применение центраторов, эксцентриков.
	Загустевание цементного раствора при остановках циркуляции.	Проверка рецептуры цементного раствора по показаниям консистометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разбурываемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектном интервале установки моста.	Повышенное содержание замедлителя схватывания или воды в цементном растворе.	Жесткий контроль за приготовлением цементного раствора.
	Смешение цементного раствора с находящейся в контакте с ним жидкостью и низкая точность его продавливания.	Учет потерь на смешение, компенсация неточности при продавливают, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливаемой колонны.
	Подсос пластовых флюидов вследствие поршневого эффекта.	Снижение вязкости и СНС глинистого раствора, уменьшение зон смешения, снижение скорости подъема труб, применение отсоединяемого хвостовика.
	Наличие каверны или желобной выработки.	Определение объема цементного раствора с учетом фактического диаметра скважины, применение гидромониторного устройства или эксцентриков.
Недостаточная несущая способность и негерметичность моста.	Малая высота моста и недостаточное сцепление со стенками.	Расчет высоты моста в соответствии с условиями его эксплуатации и техническими средствами для установки.
Газопроницаемость моста.	Насыщение цементного камня пластовым газом вследствие контракции.	Предварительная установка над местом поступления газа механического пакера или закачка высоковязкой жидкости, введение в тампонажный раствор высоковязкой жидкости.

Подъемный агрегат для изоляционно-ликвидационных работ

Основным критерием выбора установки для проведения изоляционно-ликвидационных работ является соответствие грузоподъемности агрегата весу применяемых колонн труб (НКТ или бурильных). При этом нагрузка на крюке не должна превышать 0,6 величины параметра «допускаемая нагрузка на крюке» от расчетной массы бурильной колонны или 0,9 от расчетной массы колонны НКТ. Кроме того, параметры мобильной установки должны соответствовать ГОСТ16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой А-50

Технические характеристики подъемного агрегата А-50 приведены в таблице 17.3.

Таблица 17.3 - Техническая характеристика агрегата А-50

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
Допустимая нагрузка, кН		500
Мощность привода, кВт		132,4
Мачта	телескопическая наклонная	
Угол наклона в рабочем положении, град		6
Высота от земли до оси кронблока, м		22,4
Допустимая длина поднимаемой свечи, м		16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм		1040
Наибольшая статическая нагрузка на стол ротора, т		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	M155-2B5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъемность, т		50

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным Заказчика, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям Правил безопасности.

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;
- спустить НКТ до глубины ниже интервала перфорации на 10 м, промыть скважину с обработкой раствора и доведением бурового раствора до параметров, рекомендуемых проектом;
- закачать в интервал перфорации специальную жидкость, обеспечивающую сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта;
- поднять НКТ до нижней границы цементного моста;
- установить консервационный цементный мост (порядок аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов).
- демонтировать противовыбросовое оборудование и смонтировать фонтанную арматуру;
- заполнить верхнюю часть скважины незамерзающей жидкостью (нефтью) в интервале 0-30 м (прямой и обратной циркуляцией закачав дизельное топливо в трубное и затрубное пространства);
- на фонтанной арматуре закрыть все задвижки, снять штурвалы, манометры, установить заглушки;

- демонтировать буровую установку;
- провести рекультивацию и планировку площадки;
- оградить устье скважины и на ограждении укрепить табличку с указанием номера скважины, площадь (месторождение), предприятия - пользователя недр, дата (срок) консервации, произвести планировку прискважинной площадки.

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

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

Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности

Мероприятия обеспечиваются за счет:

- выполнения требований проекта «Основные требования и мероприятия по технике безопасности, промсанитарии, пожарной и противодобывочной безопасности».
- соблюдения мер безопасности при обработке буровых растворов химреагентами;
- поддержания параметров бурового раствора, специальных жидкостей в соответствии с величинами, регламентированными проектом на строительство скважины, правилами и инструкциями;
- перед проведением технологических операций по ликвидации (консервации) скважина должна быть заглушена, т.е. заполнена буровым раствором (или другой жидкостью) с плотностью, обеспечивающей превышение давления гидростатического столба над пластовым, согласно требований Правил безопасности;
- выполнения проектных мероприятий по предупреждению газодобывочных проявлений;
- использования в работе противодобывочного и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газодобывочных проявлений и проведения технологических операций по глушению скважины;
- соблюдения мер безопасности при опрессовке колонн, цементных мостов, нагнетательных линий, работах по цементированию и обслуживанию тампонажной техники, запорной арматуры;
- обеспечения надежной безаварийной работы бурового, вспомогательного и противодобывочного оборудования;
- допуска к работе лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, прошедших аттестацию и сдавших экзамены;
- обеспечения электроосвещения рабочих мест, оборудования зоны проведения работ в соответствии с требованиями правил безопасности;
- соблюдения правил пожарной безопасности;
- обеспечения расстановки агрегатов и оборудования в соответствии с принятой схемой и технологическими регламентами;
- перед разборкой устьевого арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного.

Разборку устьевого арматуры производить после визуального установления прекращения выделения газа из скважины и проверки постоянства уровня жидкости в ней.

Охрана недр при ликвидации (консервации) скважины предусматривает качественное выполнение всех операций в соответствии с рабочим проектом и обеспечивается следующими мероприятиями:

- надежностью рекомендуемой конструкции;
- полной изоляцией водоносных горизонтов и разобщения горизонтов с различной минерализацией воды;
- надежным перекрытием интервалов возможных поглощений и газодобывочных проявлений;
- качественным проведением цементирования обсадных колонн и созданием прочного монолитного цементного камня за колоннами;
- долговечностью скважины как технического сооружения;
- изоляцией пластов-коллекторов методом установки цементных мостов в различных горно-геологических условиях;
- предупреждением межколонных проявлений и грифообразования;

- сохранностью законсервированной скважины;
- обеспечением надежной герметизации трубного и затрубного пространства;
- соблюдением всех технологических операций в процессе ликвидации (консервации) скважины согласно плану работ.

Охрана окружающей природной среды должна обеспечиваться выполнением проектных требований по предотвращению и снижению экологически вредной деятельности, предупреждением аварий и ликвидацией последствий возможных аварий. Вопросам охраны жизни и здоровья людей необходимо уделять должное внимание при ликвидации скважины. В проекте на строительство скважины разработаны также мероприятия по охране окружающей среды, при этом требования экологической безопасности и охраны жизни и здоровья людей являются приоритетными.

В разделе проекта на ликвидацию (консервацию) скважины предусматриваются следующие меры, при выполнении которых будет обеспечена охрана окружающей природной среды:

- качественное цементирование обсадных колонн и качественное цементирование при установке цементных мостов;
 - установка изоляционных цементных мостов в соответствии с конкретными горно-геологическими и техническими особенностями;
 - конструкция скважины, обеспечивающая надежную изоляцию проницаемых пластов и перекрытие интервалов осложненной ствола;
 - надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;
 - недопущение грифообразования и аварийных ситуаций, связанных с межколонными перетоками;
 - предупреждение загрязнений и ликвидация мест загрязнения нефтепродуктами на отведенном земельном участке;
 - оборудование устья ликвидируемой скважины в соответствии с проектными решениями;
 - вывоз пластового флюида полученного при освоении скважины в специально отведенные места;
 - осуществление работ только в пределах отведенного земельного участка;
 - хранение химических реагентов, ГСМ, сыпучих материалов в специальной таре и в закрытых складских помещениях с твердым покрытием и защищенным обвалованием. По завершении работ на скважине остатки должны быть вывезены;
 - компонентный состав буровых и цементных растворов предусмотренных проектом исключает применение токсичных материалов;
 - предотвращение сброса отходов бурения, канализационных и загрязненных стоков в водоемы общего пользования и подземные водоносные горизонты или в места вне специальных сооружений;
 - осуществление сбора отходов бурения (шлам, отработанный буровой раствор, сточные воды) в специальных емкостях шлама;
 - после завершения работ по демонтажу и вывоза бурового и вспомогательного оборудования производство работ по ликвидации инженерной системы сбора, разбивке и удалению бетонных покрытий и фундаментов;
- Осуществление перевозок по отведенным дорогам и подъездам к буровой, которые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

18. 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 вымыв забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

- выбранная конструкция скважины (при получении в процессе углубления дополнительных данных о пластовых и поровых давлениях имеется возможность корректировать конструкцию скважины);
- буровой раствор выбран в соответствии с горно-геологическими условиями;
- запас бурового раствора (с глубины 150м-52м³ 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.

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

Во 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, наверхнуть "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.

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

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

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

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

Разрешение на проведение промыслово-геофизических работ дает руководство бурового предприятия по согласованию с 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 устанавливаются 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.

18.3. 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 поплавокый 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 парогревы.

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 $0,3-0,5 \text{ м}^3$, при условии что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового 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 $0,5 \cdot V_{\text{пред}}$, но не более $1,5 \text{ м}^3$, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

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

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

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 долото менее $0,5 \text{ м}^3$ бурового раствора от контрольной величины.

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

18.3. 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.

18.4. 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.

Типы и конструкции изоляционных и теплоизоляционных покрытий, материалы, применяемые для защиты от коррозии и для теплоизоляции трубопроводов, определяются проектной документацией.

В зависимости от конкретных условий прокладки и эксплуатации трубопроводов, с учетом технико-экономических расчетов применяются два типа защитных покрытий: усиленный и нормативный.

Усиленный тип защитных покрытий применяется на трубопроводах сжиженных углеводородов, трубопроводах диаметром 1020 миллиметров, на трубопроводах любого диаметра, прокладываемых:

в засоленных почвах любого района страны (солончаковых, солонцах, солодах, такирах, со-рах);

в болотистых, заболоченных, черноземных и поливных почвах, на участках перспективного обводнения;

на подводных переходах и в поймах рек, на переходах через железные и автомобильные дороги, в том числе на защитных футлярах и на участках трубопроводов, примыкающих к ним;

на участках блуждающих токов;

на участках трубопроводов с температурой транспортируемого продукта 40 градусов Цельсия и выше;

на участках нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, прокладываемых на расстоянии менее 1000 метров от рек, каналов, озер, водохранилищ, а также от границ населенных пунктов и промышленных предприятий.

Во всех остальных случаях применяются защитные покрытия нормального типа.

Защиту трубопроводов осуществляют покрытиями: полимерными (экструдированными из расплава и порошковыми, оплавленными на трубах; липкими изоляционными лентами), на основе битумных изоляционных мастик комбинированных покрытий, наносимыми в заводских, базовых и трассовых условиях.

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.

18.5. 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).

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

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

18.7. 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.

18.8. 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.

18.9. 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: нефтегазоводопрооявления, 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.

18.10. 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, заблокированные 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, исключая 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 взрывоопасное должны соответствовать требованиям, представленным в таблице 15.1.

18.11. Идентификация опасностей

Идентификация опасностей проводится на предварительном этапе определения степени риска. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов. Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, заполнить исходные данные для расчета степени риска и др.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присущих системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования бурения скважин и их строительства, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов приводящих к возникновению открытого фонтана. Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования. Вторая группа – факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при строительстве скважин. Третья группа - факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, харак-

теризующихся 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: _ 0.00060;

Отказ системы управления: _ 0.00000;

3.Разрушение обсадной колонны:

Отсутствие контроля за состоянием ОК: _ 0.00085

Отсутствие контроля за давлением в ОК: _ 0.00000

4.Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах: _ 0.00150

5.Отсутствие или неисправность обратного клапана на обсадных трубах: _ 0.00120

ГАЗОНЕФТЕПРОЯВЛЕНИЯ

1 .Поглощение бурового раствора: Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям: Завышение плотности раствора: _

Несоответствие других параметров раствора:

Несоблюдение режима бурения

Кавернообразования

2. Проявление скважины.

Газообразование раствора.

Изменение конфигурации и количества шлама на виброситах;

Изменение температуры и реологии бурового раствора.

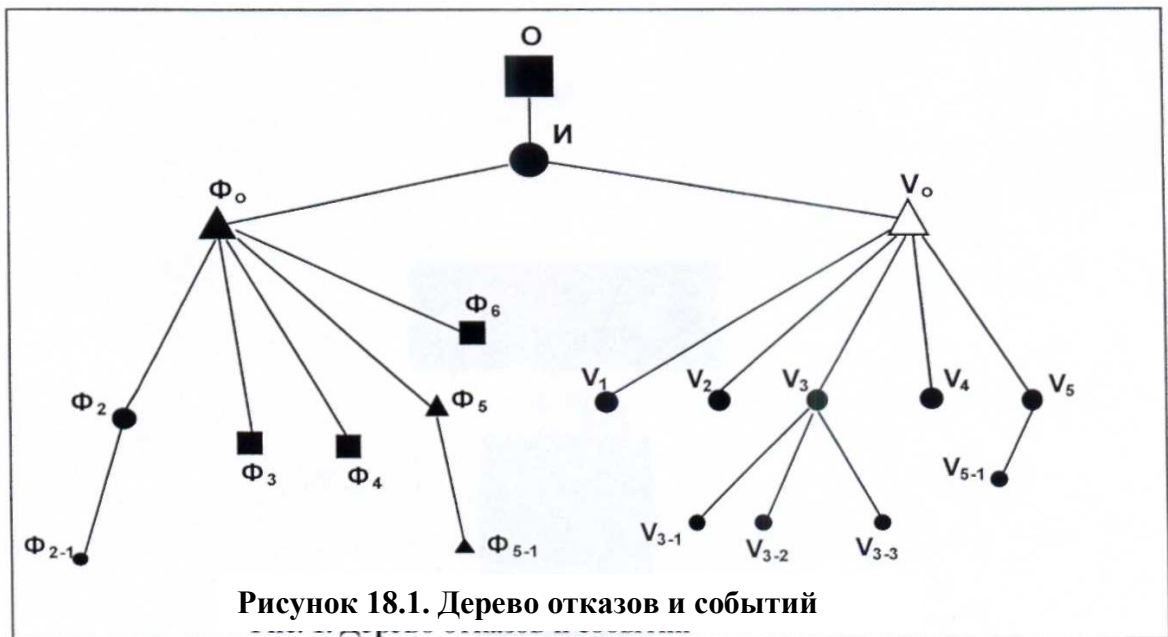


Рисунок 18.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные обозначения	Расчетные значения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	■	0,001260
И	Логическое событие	●	0,001260
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа оборуд.) Газонефтепроявления	▲	0,003790
Φ ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	△	0,332890
Φ ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
Φ ₁₋₂	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
Φ ₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
Φ ₂₋₁	Негерметичность плашек превентора	●	0,000500
Φ ₂₋₂	Неисправность системы управления ПВО	●	0,000000
Φ ₃	Отсутствие или неисправность шарового крана на БТ	■	0,001100
Φ ₄	Отсутствие или неисправность обратного клапана на ОК	■	0,001100
Φ ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
Φ ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной колонны	▲	0,000800
Φ ₅₋₂	Отсутствие контроля за давлением в обсадной колонне	▲	0,000000
Φ ₆	Неправильные действия буровой бригады	■	0,000300
V ₁	Недостаточная плотность раствора в скважине	●	0,100000
V ₂	Принятие пластового давления без должного обоснования	●	0,010000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям	●	0,020000
V ₃₋₂	Завышение плотности бурового раствора	●	0,020000
V ₃₋₃	Несоответствие других параметров раствора	●	0,030000
V ₄	Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине	●	0,050000
V ₅	Недолив скважины	●	0,160000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0,060000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0,100000

2.Принятие пластового давления без должного обоснования:

3.Недостаточная плотность раствора в скважине: _

4.Недолив скважины:

При подъеме инструмента: _

При спуске обсадной колонны: _

5.Отсутствие методики и приборов контроля за давлением в скважине:
0.02000 0.02000 0.03000 0.01000 0.10000
0.06000 0.10000 0.05000

ДЕЙСТВИЯ БРИГАДЫ

Неправильные действия буровой бригады при строительстве скважины 0.00030;

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА

Вероятность отказа оборудования: 0.00379;

Вероятность нефтегазопроявлений: 0.33289;

Вероятность возникновения открытого фонтана: 0.00126, что соответствует в среднем одному фонтану на тысячу скважин

18.12 Охрана недр.

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

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Указом Президента РК, имеющий силу закона «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 разведочной 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.

18.12.2 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 $\rho=1,18-1,20 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, 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 1,19 до 1,40 г/см³
- Условная вязкость 35-40 сек
- Водоотдача 4-5 см³/30 мин
- Корка 0,5 мм
- рН 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 пло-

щадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению нефтегазопроявлений.

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

В процессе модернизации БУ был принят ряд проектных решений по обеспечению «безамбарного метода». В основном это касалось жидких отходов и бурового шлама. Была поставлена задача по сбору, разделению и хранению отходов по видам и обеспечению перегрузки их на транспортные средства. Выбуренный шлам после отделения его на виброситах собирается в металлические контейнеры емкостью по 3-4 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).

Перечень других отходов, процедуры их обработки и утилизации приведены в табл.7.3. и 7.4.

Согласно "Классификации производственных объектов и сооружений для выбора минимальных размеров санитарно-защитных зон" при строительстве объектов по добыче и разведке углеводородного сырья устанавливается санитарно-защитная зона размером не менее 1000м.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны должны соответствовать Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности», приказ Министра национальной экономики РК от 20 марта 2015 года № 237.

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 1

Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся 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 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легко воспламеняющиеся газы.

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

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся 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 подроторном пространстве. Зона 2 (В-1 г)

18.12.3 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 323,9 мм x 50 м. цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под напором и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Промежуточная \varnothing 244,5 мм x 40 м. цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных проявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3 мм спускается на глубину 1350 м с целью разведки и пробной эксплуатации. Эксплуатационная колонна цементируется до устья. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

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 рецептов 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.

18.12.4 Контроль окружающей среды

Проведению разведочных работ с целью разведки нефти и газа должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая оценку воздействия на окружающую среду (ОВОС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Кодексом РК о здоровье народа и системе здравоохранения
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан

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, исключаящий его выброс и загрязнение окружающей среды;

- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;
- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ, применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом 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 отсекателями;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

Необходимо обеспечивать следующие мероприятия по охране флоры и фауны в границах месторождения:

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холостых" изоляторов;
- ограждение всех технологических площадок, исключающее случайное попадание на них животных;
- строгое запрещение кормления диких животных персоналом, а также надлежащее хранение отходов, являющихся приманкой для диких животных.

Контроль за состоянием окружающей среды осуществляется путем динамического наблюдения (мониторинга) по унифицированной методике РД 52.04.186-89 и аналогичным документам. Принцип мониторинга - проведение исследований на представительных участках и контрольных точках по стандартной номенклатуре, включающей исследования:

- атмосферного воздуха;
- сточных вод;
- почвы и грунтов;
- флоры и фауны;
- коррозионной агрессивности атмосферы;
- радиационной обстановки.

Анализ данных исследований позволяет иметь исчерпывающую информацию для текущего и перспективного планирования мероприятий по снижению техногенного воздействия производственных факторов на окружающую среду, в том числе на флору.

18.12.5 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.

18.12.6. 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 сдаче 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.

18.12.7 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 противофонтанной 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 интервалу 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 5мин 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 грифообразованием. 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 должен 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.

19. 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».

19.1 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 нестандартных 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;

- нефтегазопроявление с выходом флюида на поверхность из-за отказа оборудования, недостаточной геологической изученности, человеческого фактора;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

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

19.2 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.

19.3 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 невозможный ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

B - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

C - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

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	А	А	А	С
Вероятный отказ МО-2	А	А	В	С
Возможный отказ 10 ² -ю-4	А	В	В	С
Редкий отказ ю-4-] О'б	А	В	С	д
Невероятный отказ < 10 ⁶	В	С	с	д

На основе анализа, в таблице 19.2 приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций (в целом по 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 па скважине определяется по формуле:

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

где: $P_{т}$ - 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 бурильных труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.

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

На этапе освоения.

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

Заключение

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

20. 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, 1990г.
2	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Астана, МИИРК от 30.12.2014г. №355
3	Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых.	Совместный приказ МИР РК от 17 ноября 2015 года № 1072 и МЭ РК от 30 ноября 2015 года № 675
4	Правила ликвидации и консервации объектов недропользования	Совм. приказ МИР РК №200 и МЭ РК №155. от 27.02.15г.
5	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции ГОСТ 13862-2003	Межотраслевой стандарт, Минск, 2003г.
6	Закон РК «О гражданской защите» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.10.2018г.)	Астана, от 11.04.2014г. №188-V
7	Закон РК «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр	Астана, от 15.06.2018г. №239
8	Закон РК «О разрешениях и уведомлениях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2018г.)	Астана, 16.05.2014 №202-V
9	Закон РК «О радиационной безопасности населения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2016г.)	Астана, от 23 апреля 1998 года №219-1
10	Экологический кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 05.10.2018г.)	Астана, от 9 января 2007 года № 212-III
11	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана	Астана, от 22.05.18г МЭ РК №200
12	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.10.2015г.)	Астана, от 9 июля 2003г №481-II
13	Кодекс РК «О здоровье народа и системе здравоохранения» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2018г.)	Астана, от 18.09.2009 года №193-IV
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 236

Продолжение таблицы

1	2	3
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» СЭТОРБ-2015	Приказ МинНацЭкон РК от 27.03.15г. № 261
16	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК от 20.03.15г. № 237
17	Об утверждении Правил организации сбора и захоронения радиоактивных отходов	Приказ МЭ РК от 18.03.15 г. № 209
18	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 174
19	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ МинНацЭкон РК 16 марта 2015 года № 209
20	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 176
21	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства»	Приказ МинНацЭкон РК от 28 февраля 2015 года № 177
22	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности»	приказ МНЭ РК 20.03.2015г. № 236
23	«Об утверждении Правил проведения нефтяных операций на море, внутренних водоемах, в зонах чрезвычайной экологической ситуации и на особо охраняемых природных территориях»	Приказ Министра энергетики РК от 23 февраля 2015 года № 130
24	«Об утверждении Национального плана по предупреждению нефтяных разливов и реагированию на них в море и внутренних водоемах Республики Казахстан»	Приказ Министра энергетики РК от 23 февраля 2015 года № 134
25	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов»	Приказ Министра национальной экономики РК от 16 марта 2015 года № 209
Справочная литература		
27	Инструкцией по составлению технического проекта на строительство скважин на нефть и газ	№ 45 от 2.02.2005г.
28	Инструкция по ТБ при исследованиях скважин и испытании пластов РД-08-41-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
29	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин РД 39-7/10001-89.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
30	Инструкция по испытанию скважин на герметичность.	Куйбышев, 1977г.
31	Инструкция по эксплуатации насосно – компрессорных труб РЛ 39-0147014-217-86.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
32	Инструкция по эксплуатации бурильных труб РД 39-013-90.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990г
33	Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску скважину РД 39-2-132-78.	Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980г.
34	Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин РД 390147009-516-86.	Краснодар ВНИИКнефть, 1981г.

Продолжение таблицы

1	2	3
35	Инструкция по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК	Алматы, 2002г
36	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94	Алматы, МНП РК, 1995г.
37	Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
38	Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД 08-46-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
39	Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД 08-44-94	Алматы, МНП РК, 1994г.
40	Первичные действия членов буровой вахты при возникновении ГНВП	Москва, НИИтруда, 1987г.
41	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин	Приказ МООС от 03.05.12г. № 129-Ө
42	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна	Москва, Недра, 1976г.
43	Трубы обсадные и муфты к ним ГОСТ 632-80	Москва, Госстандарт, 1982г.
44	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова	Москва, Недра, 1981г.
45	Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича.	Москва, Недра, 1976г.
46	Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин	Москва, Недра, 2000г.
47	Справочник по гидравлическим расчетам в бурении» Б.И. Мительман	Москва, Недра, 1963г.
48	Справочник инженера по бурению, т. II под редакцией В.И. Мищевича.	Москва, Недра, 1978г.
50	Спутник буровика. К.В. Иогансен	Москва, Недра, 1986г.
51	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые	Москва, 2000г.
52	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин	Москва, НИИтруда, 1987г.
53	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

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех.воде, м ³ /сут.	Объем запасных емкостей для водоснабжения, м ³	Необходимо ли: (ДА, НЕТ)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода		Реквизиты проекта строительства скважин для водоснабжения
		бурить скважину для водоснабжения	строить водопровод	подключение водопровода к источнику водопровода	подвести воду цистернами	Наименование (магистр. водопровод, водозабор и т.д.)	Место расположения	Рабочий расход, м ³ /час	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Для технических нужд – 7,2	50	нет	нет	нет	да			-	20 30	-	-	-
Хоз.бытовых нужд и котельной установки 1,8	60	-	-	-	да			-	20 30	-	-	

Таблица 1.2 - Водопотребление и водоотведение

Потребитель	Ед. измерение	Количество, чел	Норма водопотребление	Водопотребление		Водоотведение	
				м ³ /сут.	м ³ /цикл	м ³ /сут.	м ³ /цикл
1	2	3	4	5	6	7	8
Питьевые нужды	Место	10/10/15	30	0,32	68,85	0,26	54,08
Бытовые нужды	Сетка	-	500	3,0	636,0	2,40	508,8
Столовая	Услов. блюда	10/10/15	12	2,04	431,7	1,63	345,36
Прачечная	кг сухого белья	10/10/15	75	0,66	139,2	0,53	111,36
Всего				6,02	1275,75	4,81	1020,60
Непредвиденные расходы, 5%				0,3	63,78	0,24	51,03
Итого:				6,32	1339,5	5,05	1071,63

Водоснабжение: водой буровой бригады для технических нужд, осуществляется с водозаборной скважины транспортировкой. Хранение воды в двух ёмкостях объёмом 40 м³ каждая. Обеспечение буровой бригады бутилированной питьевой водой осуществляется доставкой автотранспортом из ст. Караулкельды или со станций Сагиз.

Водоснабжение буровой бригады водой для хозяйственно - бытовых нужд и котельной установки будет осуществляться транспортировкой автоцистернами из ст. Караулкельды или со станций Сагиз.

Хранение воды для хоз. бытовых нужд и котельной в ёмкости с системой очистки объёмом - 20м³. Расчет расхода воды выполнен в соответствии с СНиП РК 4.01-41-2006г.:

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

Подготовительные работы – 10 человек;

Бурении и креплении – 15 человек;

Испытании на продуктивность – 10 человек.

Расход пресной воды для хоз.бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36 л/сут и 100 л/сут (СНиП РК 4.01- 41-2006г).

Расход воды на питьевые нужды для одного человека – 25 л/сут (СНиП РК 4.01-41-2006г).

Расход воды для котельной установки составляет - 3,0 м³/сут.

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (2,0+30+38,04) \times 195/365 = 37,42$ сут.; где: 195сут. - продолжительность отопительного периода.

Таблица 1.3 - Расход воды на технические нужды

Потребитель	Продолжительность бурения и крепления, сутки	Суточная потребность тех. воды при бурении и креплении	Суммарная потребность технической воды для бурового раствора	Суммарная потребность тех. воды при цементировании	Продолжительность испытания, сутки	Потребное количество воды для испытания		Всего потребность тех. воды
						м ³ /сут.	м ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Технические нужды	16	37	205	24	270	0,6	108	230

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжения

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
-	Дизель генераторы		Автономное	На месте	-	-	-

Продолжительность работы	Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т			Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
	Всего	В том числе			наименование	расстояние до буровой, км
		Дизельное топливо ГОСТ 305-82	Моторное масло ГОСТ 305-82			
1	2	3	4	5	6	7
Строительно-монтажные работы	15,130	14,994	0,186			380
Подготовительные работы	60,83	5,998	0,085			
Бурения и крепления	178,0	176,400	1,605			
Испытание	143,378	142,085	1,293			
Итого:	342,646	339,477	3,169			

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организации исполнителей и местожительства персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), место отправления вахтово-экспедиционного персонала ж/д вокзал а/м транспортом		Номер маршрута	Характеристика маршрута							
			общая протяженность км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	(наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа: вертолет, самолет)	наземные пути подвоза			
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт	тип дороги (асфальтированная, грунтовая, лежневая, и т.д.)					вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (ДА, НЕТ)		
		1	2	3	4	5	6	7	8	9

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1. Техническое задание

Приложение 2

ТОО «БМ Продакшн»

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ
ПРОЕКТА**

на бурение двух скважин
на (структуре) месторождении – **Коньс Южный**
Цель бурения и назначения скважины (скважин) - поиск

Вид скважины – **Вертикальный**

Листов 3

Главный инженер проекта

Сравнительные технико-экономические показатели

Таблица 1

№.№	наименование показателя	Единица измерения	Значения показателя		примечание
			проектного	Фактического	
1	Глубина скважины	м			
	по вертикали		1350		
	по стволу		1350		
2	Продолжительность строительства скважины всего:	сут.	293		
	-строительство и монтаж, демонтаж		5		
	-подготовительные работы к бурению	сут.	2		
	-бурение и крепление		16		
	-испытание всего	сут.	270		
3	Глубина спуска обсадных колонн:				
	- кондуктор кондуктор Ø 323,9мм	м	150		
	- промежуточная Ø 244,5мм	м	600		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм	м	1350		
4	Затраты времени на работы по проходке:	сут.			
	- кондуктор Ø 323,9мм		0,7		
	- промежуточная Ø 244,5мм		3,3		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		11,5		
5	Затраты времени на крепление	сут.			
	- кондуктор Ø 323,9мм		0,5		
	- промежуточная Ø 244,5мм		1,7		
	- эксплуатационная Ø 168,3мм		2,3		
8	Расход долот по всем типоразмерам				
	III 393,7мм код по IADC (117)	шт	1		
	III 295,3мм по IADC (127)	шт	1		
	III 215,9мм код по IADC (437,517)	шт	2		
	PDC 215,9 по IADC (S223)	шт	1		
	Бур.головка 215,9/101,6	шт	1		
9	Затраты времени на испытание (освоение) скважины в эксплуатационной колонне по объектам	сут.	270		
10	Затраты времени на испытание (опробование) пластов в процессе бурения	сут.	-		
11	Материалы для бурового раствора	т			
	IND30	т	1,4719		
	Na-HPAN	т	2,0646		
	NaOH	т	0,3819		
	Na2CO3	т	0,1621		
	REDU1	т	3,8035		
	СМС-LV	т	0,9575		
	РАС-HV	т	0,7579		
	NFA25	т	3,0195		
	KCL	т	9,987		
	Bentonite	т	1,1		
	Varite	т	15,4		
	Техническая вода	т	273,76		

Приложение 3

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Цель бурения и назначения скважин:	Разведка нефти
Вид скважин:	Вертикальная
Проектная глубина скважин:	1350м
Максимальная масса бурильной колонны в воздухе:	52,8т
Максимальная масса обсадной колонны в воздухе:	45,1т
Максимальная масса НКТ в воздухе:	11,3т

Согласно технической характеристике, а также с учетом наличного парка буровых установок у подрядчика, принимается Буровая установка «**ZJ-30**», с грузоподъемности 147тн. и для испытания Буровая установка «**A-50**» допустимой нагрузкой 50тн.

Максимально допускаемая нагрузка на крюке установки «ZJ-30» - 147тн

При этом необходимо соблюдение условий:

1. $Q_{\text{max бур. INSTR}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$

$$51,4 \leq 0,6 * 147\text{т}$$

$$51,4 \leq 88,2\text{т}$$

2. $Q_{\text{max obs. колон}} \leq 0,6 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$

$$43,3 \leq 0,6 * 147\text{т}$$

$$43,3 \leq 88,2$$

3. $Q_{\text{max НКТ}} \leq 0,9 Q_{\text{доп. тах на крюке}}$

$$11,3 \leq 0,6 * 50\text{т}$$

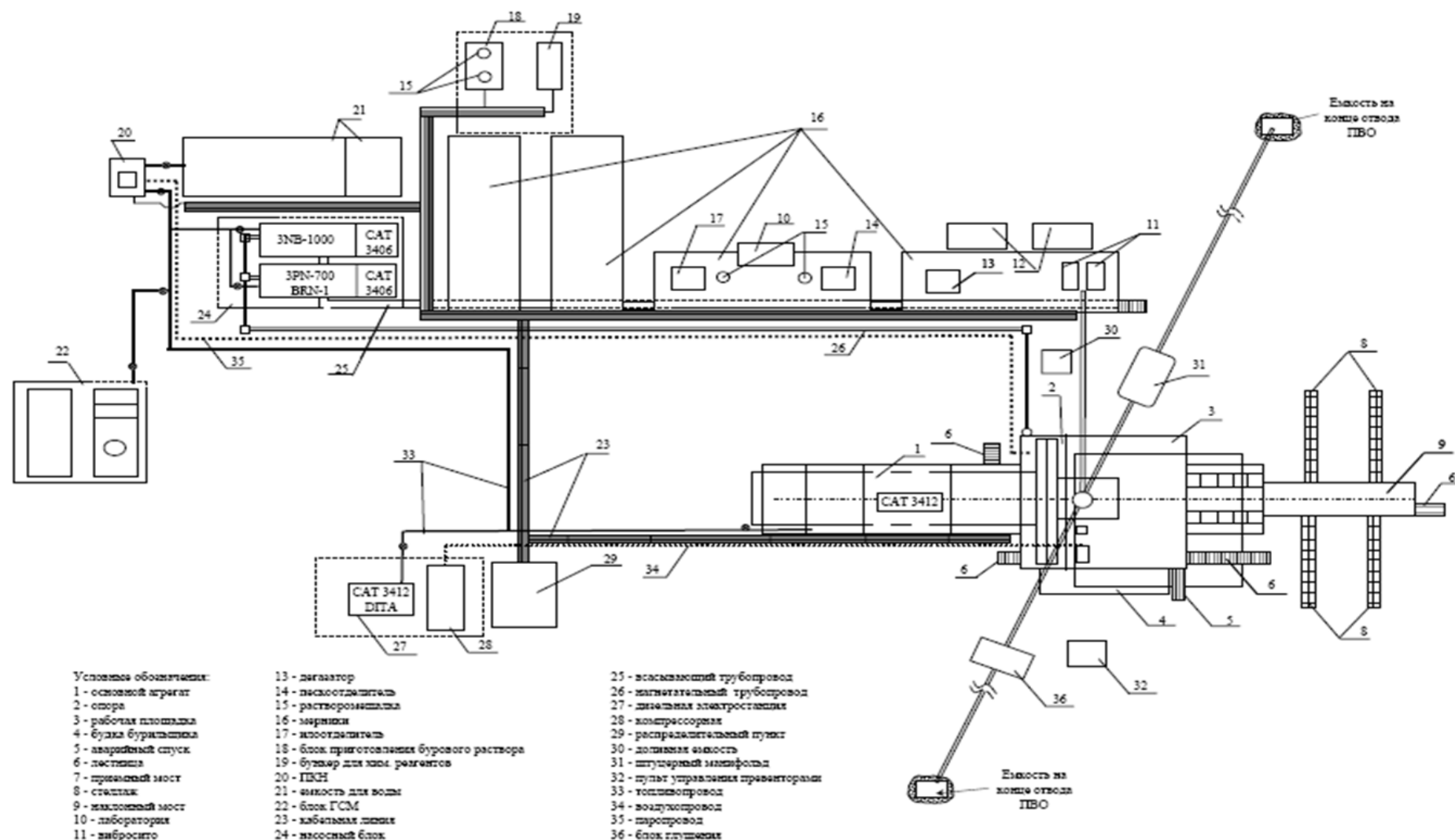
$$11,3 \leq 30\text{т}$$

Что соответствует требованиям «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Приложение 4

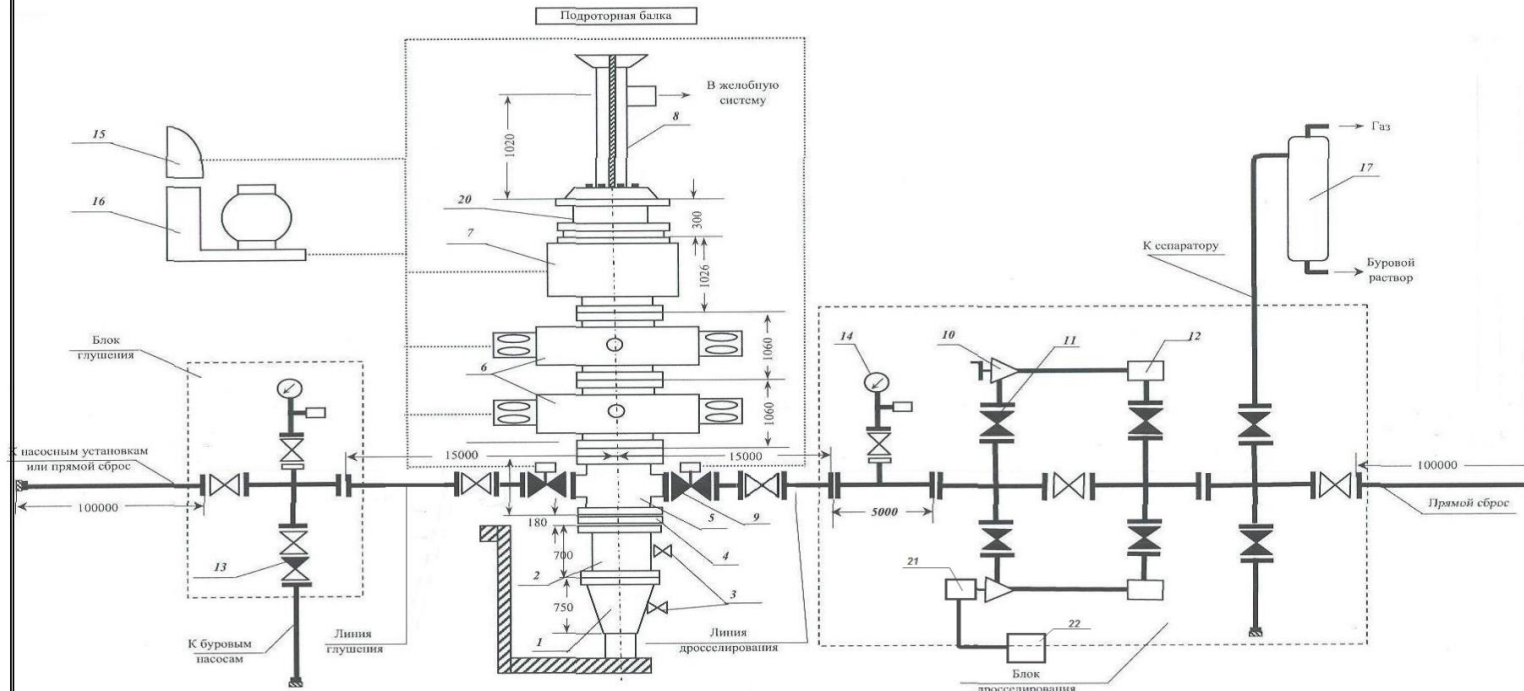
Приложение 5

ТИПОВАЯ СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ



Приложение 6



СХЕМА МОНТАЖА ПВО ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

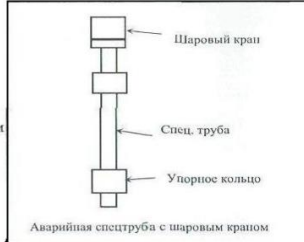


№	Наименование	Кол-во
1.	Головка колонная	1
2.	Катушка пласовки колонной	1
3.	Задвижка	2
4.	Адаптер	1
5.	Крестовина	1
6.	Плунжерный преентор	2
7.	Универсальный преентор	1
8.	Разъемная устьевая воронка	1
9.	Задвижка с гидроприводом	2
10.	Дроссели с ручным управлением	2
11.	Задвижка	12
12.	Гаситель потока	1
13.	Обратный клапан	1
14.	Манометр	2
15.	Вспомогательный пульт	1
16.	Стакан гидроразвода	1
17.	Газосепаратор	1
18.	Стойка линии прямого сброса	20
19.	Кривизный козет	20
20.	Катушка надрывенторный	1
21.	Регулируемый дроссели	1
22.	Пульт управления гидроприводным дроссели	1



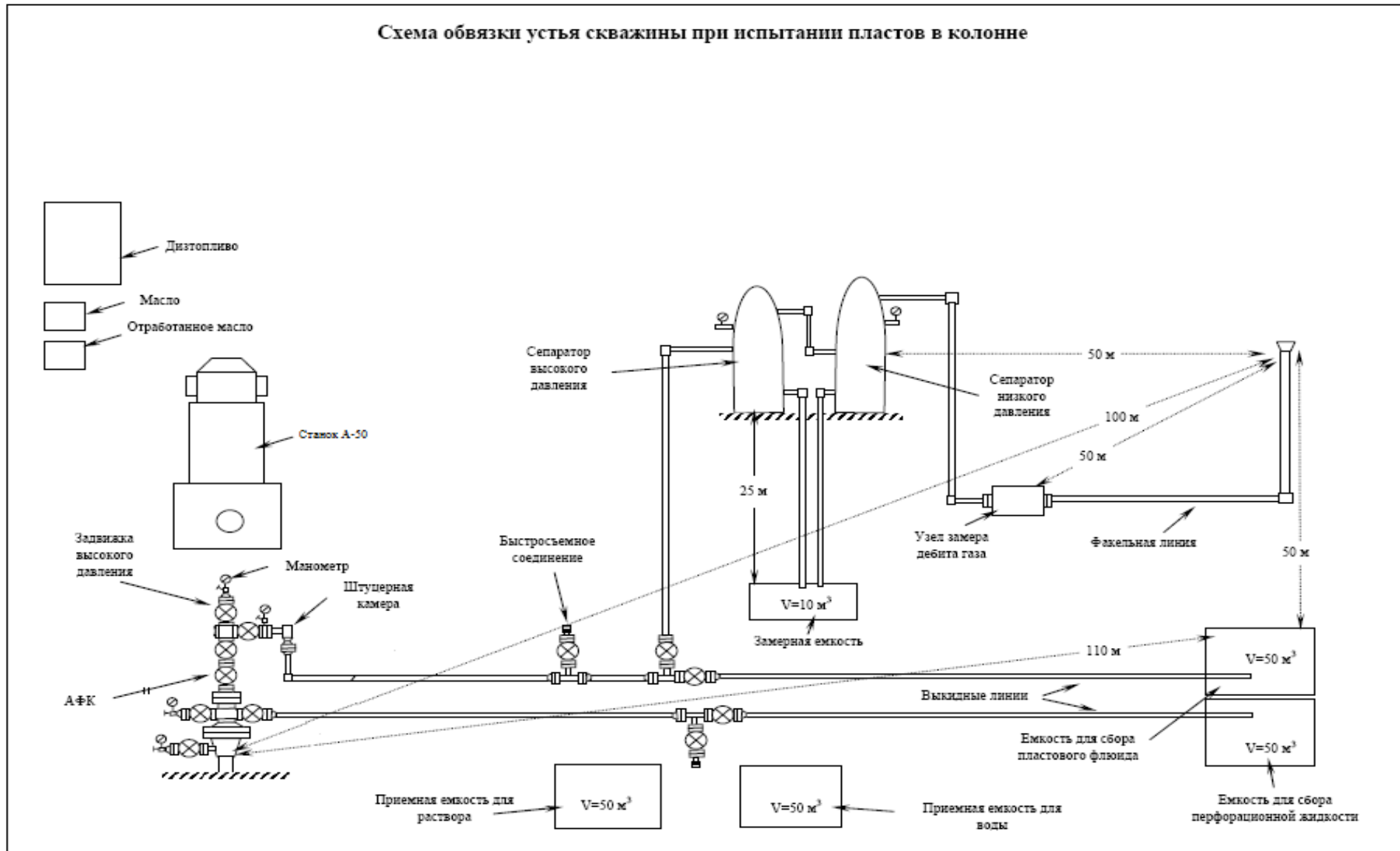
Технические условия:

1. Обвязка устья скважины противовыбросовым оборудованием принята по типовой схеме № 43 (ГОСТ 13862-03) "Оборудование противовыбросовое".
2. Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
3. Сливная воронка должна быть разъемной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
4. Манифольд должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
5. Крепление выкидных линий к стойкам производится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0,5 м от конца выкида.
6. После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважин. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кг/см².
7. Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика.
8. Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия ко всем узлам устьевого оборудования.
9. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запасным.
10. Задвижки  должны быть постоянно открыты.
11. Задвижки  должны быть постоянно закрыты.



Приложение 7

Схема обвязки устья скважины при испытании пластов в колонне



Приложение 8

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ЖИЛОГО ГОРОДКА И ПЛАН эвакуации людей при возникновении чрезвычайной ситуации

