

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ТОО “Жаик-Бетон”

ГСЛ №018005516

Инв. №132

АО «Интергаз Центральная Азия»

**«Разработка ПСД на бурение и обустройство устья 24-х
эксплуатационных скважин-дублеров участка
Жаманкоянкулак ПХГ «Бозой»**

Рабочий проект

г. Актобе 2021 г.

РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН

ТОО “Жаик-Бетон”

ГСЛ №018005516

РАБОЧИЙ ПРОЕКТ

**«Разработка ПСД на бурение и обустройство устья 24-х
эксплуатационных скважин-дублеров участка
Жаманкоянкулак ПХГ «Бозой»**

Директор

Главный инженер проекта



Таубеков А.Н.

Таубеков А.Н.

г. Ақтобе 2021 г.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗДЕЛ 1.....	7
РЕФЕРАТ.....	8
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	9
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	17
Геолого технический наряд	20
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	22
4.2 Нефтегазодоносность по разрезу скважины.....	25
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважин	29
4.4 Исследовательские работы	32
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	35
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	38
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	45
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	46
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	56
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН.....	64
9.1 Обсадные колонны.....	64
9.2 Цементирование обсадных колонн	73
9.3. Оборудование устья скважины	80
10.ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН	81
10.1 Газодинамическая исследование скважин (ГДИС)	81
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	85
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	87
12.1 Подготовительные работы к строительству скважины (скважин).....	89
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ	100
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕРТИЗАЦИИ.....	101
15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА.....	105
16. ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ, ЛИКВИДАЦИИ	113
16.1. Мероприятия по защите людей в случае возникновения аварийных ситуаций.....	120
17. Спецификация договора.....	121
18. ОХРАНА НЕДР.....	129
19. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР	146
19.1. Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО.....	147
19.2. Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и геофизических работах. Исследование и освоение скважины	149
19.3. Технология установки аварийного цементного моста	152
19.4. Долив скважины.....	153
19.5. Мероприятия по предупреждению износа обсадных колонн, периодичность и методы контроля их остаточной прочности	155
19.6. Оснащение буровой средствами технологического контроля раннего обнаружения	155
19.7. Оснащение средствами контроля воздушной среды, средствами индивидуальной защиты персонала на буровой, средствами пожаротушения и медицинскими средствами	156
19.8. 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	156
19.9. Наличие средств дегазации, вентиляции.....	156

19.10. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации.	
Инструкция по действию персонала	156
19.11. Оценка степени риска при строительстве скважины.....	158
19.12. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины	158
19.13. Анализ видов и последствий отказов.....	159
19.14. Основные требования пожарной безопасности	163
19.15. Определение степени риска строительства скважины	163
19.16. Идентификация опасностей	165
19.17. Охрана недр	168
20. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ	178
21. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИИ.....	183
РАЗДЕЛ II.....	186
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	186
1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ.....	187
2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.....	188
3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ.....	191

СПИСОК РИСУНКОВ

Рис. 4.1. Обзорная карта района работ	21
Рис. 5.1. Совмещенный график давлений месторождений	40
Рис. 9.1. Распределение давлений по длине колонны Ø 324 мм (кондуктор)	65
Рис. 9.2. Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 мм (промежуточная)	66
Рис. 9.3. Распределение давлений по длине колонны Ø 168,3 мм (эксплуатационная)	67

СПИСОК ТАБЛИЦ В ТЕКСТЕ

РАЗДЕЛ I

Таблица 1.1 - Основные проектные данные	9
Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины	10
Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы	10
Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы	11
Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины	12
Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования	13
Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ	14
Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой	14
Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой	15
Таблица 3.4 - Источники и характеристики водо- и энергоснабжения связи и местных стройматериалов	15
Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях	16
Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях	16
Таблица 4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания пластов и коэффициент кавернозности	22
Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины	23
Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины	24
Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины	25
Таблица 4.5 - Нефтеносность	25
Таблица 4.6 - Газоносность	26
Таблица 4.7 - Водоносность	27
Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин	28
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора	29
Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважины	29
Таблица 4.11 - Нефтегазоводопоявления	30
Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны	30
Таблица 4.13 - Текущие породы	31
Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения	31
Таблица 4.15 - Отбор керна, ишла и грунтов	32
Таблица 4.16 - Геофизические исследования	33
Таблица 4.17 - Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	34
Таблица 4.18 - Прочие виды исследований	34
Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне	35
Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоение)	35
Таблица 4.21 - Данные по эксплуатационным объектам	36
Таблица 4.22 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	36
Таблица 4.23 - Данные по нагнетательной скважине	37
Таблица 4.24 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам	37
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления	39
Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	41
Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	42
Таблица 5.4 - Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	43
Таблица 5.5 - Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	44
Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины	45
Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины	45
Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов	46
Таблица 7.2.1. - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов (I вариант)	47
Таблица 7.2.2. - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов (II вариант) ...	48
Таблица 7.3.1 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления (I Вариант)	49
Таблица 7.3.2 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления (II Вариант)	50
Таблица 7.4 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	52
Таблица 7.5 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн ..	52
Таблица 7.6.1 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (I Вариант)	53
Таблица 7.6.2 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (II Вариант)	54
Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	55

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	56
Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	57
Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК	58
Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК	59
Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы	59
Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн	60
Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	61
Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы	62
Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов (ЗЖ-30)	62
Таблица 8.10 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	63
Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки	63
Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	64
Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны	64
Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	68
Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб	68
Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб	69
Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн	70
Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб	71
Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны	72
Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн	73
Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования	74
Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	75
Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов)	76
Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах	78
Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах	78
Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники	79
Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	79
Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования	80
Таблица 10.1 - Газодинамическая исследование скважин (ГДИС)	81
Таблица 10.2 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)	82
Таблица 10.3 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	83
Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	83
Таблица 10.5 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов	83
Таблица 10.6 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне	84
Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории ПКДЛ	85
Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника	86
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)	89
Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ	90
Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ	91
Таблица 12.4 - Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования (буровая установка ЗЖ-30)	92
Таблица 12.5 - Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования буровой установки	97
Таблица 12.6 - Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование	98
Таблица 12.7 - Объёмы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважины	99
Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин	100
Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	100
Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации	101
Таблица 14.2 - Средства контроля	103
Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации	104

РАЗДЕЛ I
ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

РЕФЕРАТ

«Разработка ПСД на бурение и обустройства устья 24-х эксплуатационных скважин-дублеров участка Жаманкоянжулак ПХГ «Бозой»», разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Выполнен по форме и содержанию согласно «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

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

Объектом проектирования является строительство эксплуатационных нагнетательных скважин № 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д глубиной 450 м на ПХГ «Бозой» буровой установкой типа ZJ-30 или др.

Цель работы - расчет конструкций скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, параметров бурового раствора, параметров при цементировании скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе, расчет продолжительности проводки скважин, мероприятия по охране недр и окружающей природной среды.

«Разработка ПСД на бурение и обустройства устья 24-х эксплуатационных скважин-дублеров участка Жаманкоянжулак ПХГ «Бозой»», выполнен в соответствии с договором № 575986/2021/1 от 19.06.2021 г между ТОО «Жайык-Бетон» совместно с ТОО «СтатусПроект» и ТОО «Интергаз Центральная Азия»

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

n/n №	Наименование	Значение
1	Номер района строительства скважины (или	
2	Номера скважин, строящаяся по данному типовому проекту	№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д
3	Площадь (месторождение)	ПХГ «Бозой»
4	Расположение (суша, море)	Суша
5	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	Увеличение суточной производительности ПХГ, закачка и откачка газа.
7	Проектный горизонт:	Кумский, Верхний эоцен
8	Средняя проектная глубина (от уровня моря), м по вертикали по стволу	450 -
9	Число объектов испытания: в колонне: в открытом стволе:	1 3
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-	Вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного	-
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	
18	Категория скважины	
19	Металлоемкость конструкции, кг/м	93,96
20	Способ бурения	ротормый
21	Вид привода	Дизельный
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный/вторичный
23	Тип буровой установки	ZJ-30
24	Тип вышки	мачтовая, двухсекционная
25	Наличие механизмов АСП (ДА, НЕТ)	Нет
26	Номер основного комплекса бурового	-
27	Максимальная масса колонны, т: Обсадной буровой суммарная (при спуске секциями).	15,80 18,87
28	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
29	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.: в том числе: строительно-монтажные работы подготовительные работы к бурению бурение и крепление. в том числе испытание в открытом стволе испытание в эксплуатационной колонне:	32,0 3,0 2,0 (согласно ВСН) 20,0 7,0
30	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	675,0

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)
Направления	426,0	0	10	0	10
Кондуктор	324,0	0	70	0	70
Промежуточная	244,5	0	300	0	300
Эксплуатационная	168,3	0	450	0	450

Примечание: Глубина спуска обсадных колонн будет корректироваться по результатам данных ГИС в процессе бурения скважин.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность трубосборных баз или площадок. ТЫС.М буровых труб	Наличие тампона ж ной конторы или цеха (ДА. НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания тубобура (электробв- ра) на забое, %	Время меха- нического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады (СПЕЛЬНАЯ. ПОВРЕМЕННА Я)	Категория УБР (УРБ)	Коэффициен т оборачивае- мости бу- рильных труб, %
		в бурении и испытан ии	в том числе в турбинном бурении						
Трубная площадка	да	1	-	-	-	Бульдозер 12,00	Повременная	первая	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, илам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объёмы отходов, м³			
При бурении		При испытании		Интервал глубины		количество	Число смен работы в сутки	Количество		Число смен работы в сутки			всего	В том числе подлежит		
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)			Слесарей	Электромонтеров					вывозу	захоронению	сборы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	450	Все объекты испытания		В случае необходимости.				1	1	2	81,0	ОБР Шлам Сточные воды			-	-

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в негнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установок и пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		ТИП	плотность г/см³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	В течении всего срока эксплуатации			450	88,9	Общая коррозия	Незначительная*		Газ	0,73

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

<i>n/n №</i>	<i>Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей) (месторождений). задание на проектирование, номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица утвердившего документ.</i>
1	2
1	План капитальных вложений и ремонтных работ АО «Интергаз Центральная Азия» на 2021-2022 г.
2	Техническое задание выданное АО «Интергаз Центральная Азия» на разработку «Разработка ПСД на бурение и обустройства устья 24-х эксплуатационных скважин-дублеров участка Жаманкоянкулак ПХГ «Бозой»».
3	Договор № 575986/2021/1 от 19.06.2021 г. между АО «Интергаз Центральная Азия» и ТОО «Жайык-Бетон» совместно с ТОО «СтатусПроект» на разработку «Группового технического проекта на строительство 24 эксплуатационных скважин глубиной 450 м на ПХГ «Бозой».

3.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Подземное хранилище газа «Бозой»
Участок	Жаманкоянжулак
Административное расположение: Республика Область (край) Район	Казахстан Актюбинская Шалкарский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	1969 1974
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, °С среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 25°С + 40°С - 34°С
Животный мир	Грызуны, сайгаки, джейраны, встречаются зайцы.
Среднегодовое количество осадков, мм	190
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,8
Продолжительность отопительного периода в	153
Продолжительность зимнего периода в году,	122
Азимут преобладающего направления ветра,	Восточный, Северо-восточный.
Средняя скорость ветра, м/с	3,5-4,0 м/с
Метеорологический пояс (при работе в море)	--
Количество штормовых дней (при работе в море)	-

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, названия, величина)
1	2
Рельеф местности	полого-холмистая
Состояние местности	полого-холмистая равнина изрезанная балками
Толщина снежного покрова, см	20 (максимально на зиму)
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров (гумус)	Ковыльно-полынная
Категория грунта	-

Таблица 3.3 - Сведения о площадке строительства буровой

Назначения участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой площадки и размещение оборудования и техники для бурения эксплуатационных скважин.	3,5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459- 74

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	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопри- вода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	Водозаборная скважина		-
Пресная вода: 1.Для котельной и хозяйственных нужд; 2.Для питьевых целей	бутилированная	-	Автоцистерна
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	
Местные стройматериалы: а)грунт б)песчано-гравийная смесь	ст. Шалкар	250	Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция,		Связь с головным офисом и представи-

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

<i>Протяженность, км</i>	<i>Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)</i>	<i>Ширина, м</i>	<i>Высота на- сыпи, см</i>	<i>Характеристика дороги</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
150	грейдерная дорога от ст.Шалкар до поселка Айшуак	8,0-10,0	-	Подъезд от грунтовой дороги.
100	пос. Айшуак до ПХГ «Бозой»			Грунтовая

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка.

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

<i>Магистральные дороги</i>			<i>Водные транспортные пути</i>		
<i>наличие (ДА, НЕТ)</i>	<i>название</i>	<i>расстояние до буровой, км</i>	<i>наличие (ДА, НЕТ)</i>	<i>название</i>	<i>расстояние до буровой, км</i>
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
Да	Железная дорога Ак- тюбинск-Алматы	250	нет	-	-
Да	Автомобильная трасса Актюбинск- Алматы				

Геологическая характеристика

Исходные геологические данные для: «Разработки ПСД на бурение и обустройства устья 24-х эксплуатационных скважин – дублеров участка Жаманкоянжулак ПХГ «Бозой».

Цель бурения: хранение газа

Проектная глубина: по вертикали – 450 м.

Проектный горизонт: Кумский, верхний эоцен.

Директор ТОО «Жайык-Бетон»



Таубеков А. Н.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Географическое расположение хранилища и орографические условия.

ПХГ «Бозой» расположено в Актюбинском области Казахстана. Ближайший крупный населенный пункт г. Шалкар находится в 250 км к северу от ПХГ. В непосредственной близости от ПХГ (1,5-2 км) проходит магистральный газопровод Бухара-Урал (рис. 4.1).

В орографическом отношении площадь представляет собой полого-холмистую равнину, изрезанную балками, со средними отметками рельефа от 116 (ПХГ Жаксыкоянкулак) до 217 м (ПХГ Жаманкоянкулак). Гидрографическая сеть в районе отсутствует. Лишь в пониженных участках рельефа весной скапливается небольшое количество пресных талых вод, в основном высыхающих летом. ПХГ «Бозой» расположено в полупустынной местности на плато Устюрт с резким, континентальным климатом, с суровой зимой и жарким летом с небольшим количеством осадков и резкими колебаниями температур. Лето жаркое, сухое. Средняя температура - около +25С, максимальная - +38-+40°С. Зима холодная; средняя температура января составляет -9- 10°С, минимальная - опускается до -34°С. Суточное колебание температур в летнее время достигает 18-24°С, годовое колебание температур - 72°С. Годовое количество осадков колеблется в пределах от 112 до 287 мм. Для района характерны постоянно дующие ветры различного сезонного направления. Относительная влажность воздуха колеблется в пределах 30-88%.

По геоботаническому районированию площадь работ входит в зону пустынь. Почвы района солончаковые и песчаные. Растительный покров представлен засухоустойчивыми полынно-злаковыми травами. По окраинам песчаных массивов развиты заросли тростника. Древесная растительность отсутствует. Из животного мира в огромном количестве встречаются грызуны, водятся стада сайгаков и джейранов, в зарослях встречаются зайцы, лисы, волки. Из домашних животных разводят овец, лошадей и верблюдов.

Поселок компрессорной станции № 10, находящейся на трассе газопровода Бухара - Урал удален от ПХГ на расстояние 15-20 км к северо-востоку. Вблизи ПХГ расположен жилой поселок с налаженным энерго- и водоснабжением.

Для снабжения Бозойского ПХГ и компрессорной станции служит железнодорожная станция, расположенная в 250 км от ПХГ.

Водоснабжение района затруднено, имеющиеся родники и колодцы обладают небольшим дебитом и солоноватой водой. Водоснабжение объектов промысла, жилого поселка и компрессорной станции осуществляется от двух источников - первый из золых песков «Большие барсуки» (12 км), и второй - к северо-востоку от КС (10 км). Вода из второго источника подается по магистральному водоводу, построенному для промысловых объектов.

Продуктивной толщей является верхняя часть кумских отложений верхнего эоцена на глубине 300-450 м.

Согласно рекомендации ООО "Газпром ВНИИГАЗ" осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ "Бозой", (3 этап отчета договор №133-01-17R 29.12.2017 г. «Оценка возможности увеличения объемов хранения газа и повышения эффективности ПХГ «Бозой»»). При циклическом режиме эксплуатаций ПХГ Жаманкоянкулак в соответствии технологической схемой необходимо увеличить эксплуатационный фонд скважин до 235-245 единиц. Для оздоровления фонда скважин и увеличения суточной производительности ПХГ по отбору и закачке газа, а также выхода ПХГ на проектную мощность, необходимо осуществить на ПХГ "Бозой" бурение 24-х эксплуатационных скважин. Пробуренные 24 эксплуатационные скважины необходимо подключить к действующим шлейфам сборных пунктов участка «Жаманкоянкулак» ПХГ «Бозой».

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

СОГЛАСОВАНО:

Ведущий инженер
по ПХГ филиала УМГ "Актобе"

Ошанов К. С.

« » 2021 г.

УТВЕРЖДАЮ:

Первый
заместитель директора
филиала УМГ «Актобе»
Ахметов К.С.

« » 2021 г

ПХГ «Бозой»

Скважины: эксплуатационные нагнетательные, вертикальные.
Скважины № 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д,
21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д,
131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д

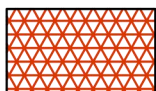
Буровая установка: ZJ-30

Лебедка: JC7S0SN
Талевый блок: YC170
Кронблок: TC 170
Ротор: ZP-275
Насосы: 3NB-1000

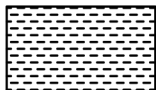
Приводная мощность - 560 кВт
Грузоподъемность -160 тн
Грузоподъемность -160 тн.
Грузоподъемность -275тн.
Количество - 2шт.

Проектный горизонт: Кумский, Верхний эоцен
Проектная глубина: 450м
Способ бурения: роторный
Продолжительность цикла строительства скважины
32 сут Скорость бурения: 675 м/сут*мес.
Противовыбросовое оборудование:
Кондуктор: ПУГ350х21; ППГ 350х21
промежуточная колонна: ПУГ 230х21; ППГ 230х21
Колонная головка ОКК2- 14-168х245х 324
Фонтанная арматура: АФК-3-65х 14

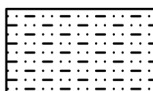
Геологическая часть										Техническая часть										
Палеоген			Эоцен(P ₂) ₃			Олигоцен(P ₃)			Неоген		Система									
P ₂ ³ km			P ₂ ³ bl			P ₃ ¹ chq			P ₃ ²⁻³		Миоцен(N ₁)	Отдел								
P ₂ ³ km			P ₂ ³ bl			P ₃ ¹ chq			P ₃ ²⁻³		N ₁ ¹	N ₁ ²⁻³	Ярус							
450			350			300			200		100		50		Глубина по столбу					
															Лито-логическая характеристика					
Геологическая часть															Геологическое исследование					
Интервалы отбора керн, не предусматриваются															Возможное осложнение					
Интервалы отбора шланг: N ₁ ¹⁻²⁻³ P ₂ ³ 0-450м(шаг отбора через 5м, при признаках ЧВ-1,2м)															Температура, пластовое давление кгс/см ²					
Интервалы по испытанию (опробованные) пластов бурения: N ₁ ¹ -130-140, P ₃ ²⁻³ -220-230, P ₃ ¹ chq-320-330															Геологические исследования					
1.Возможны поглощения в глинистой толще P ₃ ¹ chq. 2. Осыпи, обвалы стенок скважины: N ₁ ²⁻³ 0-70м. 3. Нефтегазопропорвления: 370-400 (вода), 55-60м; 130-140м; 220-230м; 350-450м(газ). 4. Прихватоопасные зоны: N ₁ ¹ -35-90м			29		26,5		35,7		23		20,4		22,7		22					
КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)			КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		КС-ПС-ГК-АК-БК-БЗ-ИЖ-ЖК-ЕМ-МВ-НГ-СД(МЖ)-АКШ(АЖВ)		9					
ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория			ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		ГТК-П-Профилонитерия перенитерия акклиматория		8					
реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС			реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		реализуемая (МЖил) ЭМДС МВД АКШ СГД ЛПС		7					
(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м			(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		(пробная профилометрия)изобретения, шаг 300-450м		6					
															Конструкция скважины					
426,0мм 323,9мм 244,5мм 168,3мм															Плотность, г/см ³					
															Тип и размер долота					
															Компоновка низа буровой колонны					
															Нагрузка на долото, т					
															Давление на спанке, кгс/м ²					
															Скорость вращения					
															Производительность насоса, л/с					
															Условная вязкость, сек					
															Водоотдача, см ³ /30мин					
															Норма расхода хим. реагента для приготовления и обработки бурового раствора кг/м					
															Примечание					



-песчанники



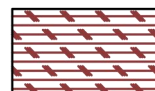
-глины



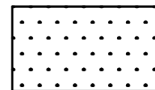
-алевролиты



-пески



-алевролиты



-пески

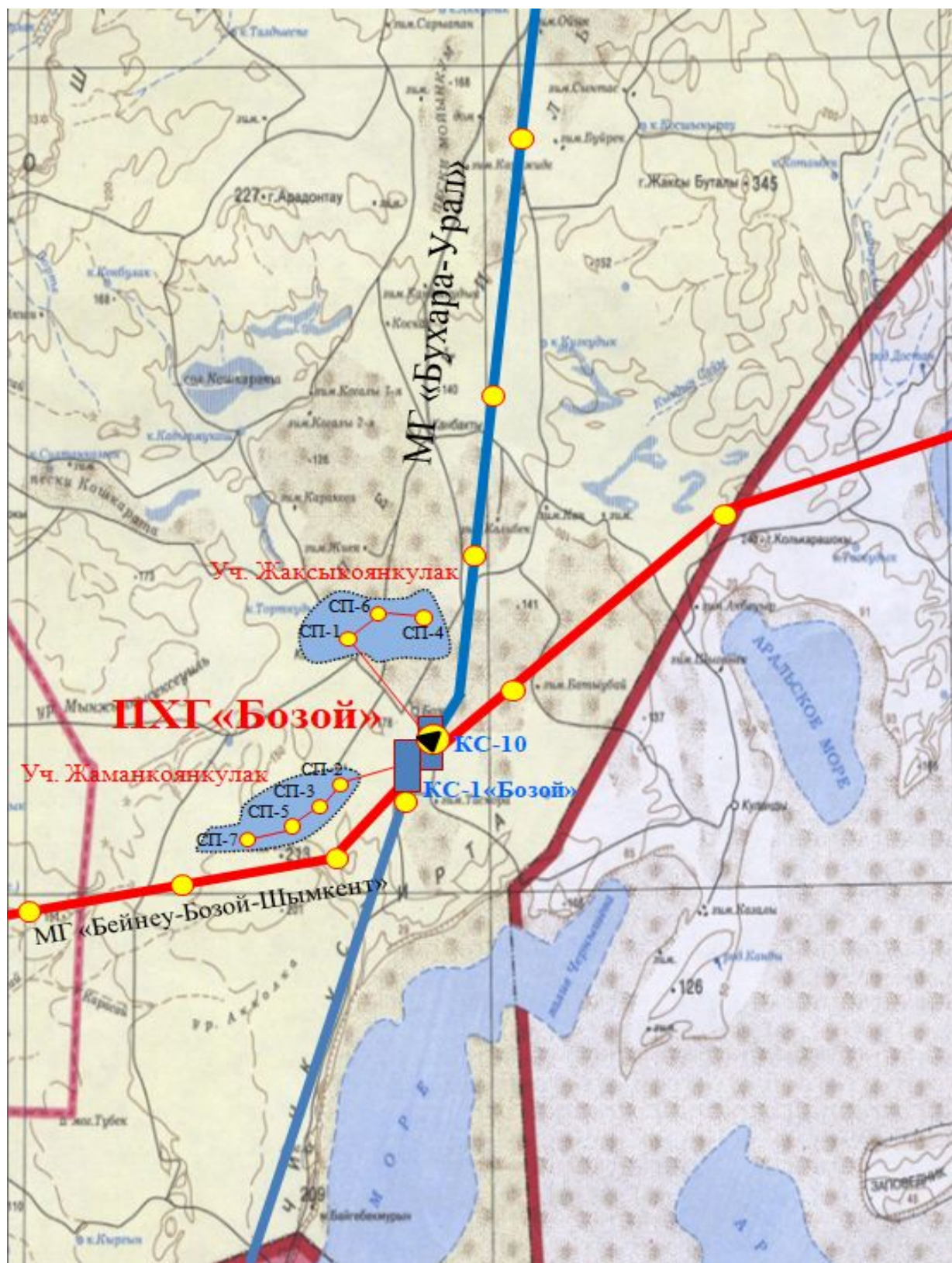


Рис. 4.1. Обзорная карта района работ

4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэфф. кавернозности
ОТ (верх)	ДО (низ)	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	35	Неогеновая (средний+верхний миоцен)	N_I^{2+3}	1	-	1,20
35	90	Неогеновая (нижний миоцен)	N_I^1	1	-	1,20
90	200	Олигоцен средний+верхний	N_I^{2+3}	1	-	
200	270	Олигоцен нижний, чеганская свита	$P_{3l}chq$	1-2	30	1,20
270	350	Эоцен верхний, белоглинский горизонт	P_2^3bl	1-2	30	1,20
350	450	Эоцен верхний, кумский горизонт	P_2^3km	1-2	30	

Примечание: - данные о стратиграфии взяты согласно технического задания для проектирования

4.2.- Литологическая характеристика разреза скважины

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
N_I^{2+3}	0	35	Пески	60	Пески, глины красновато-коричневые, зеленые с прослоями песчаников, мергелей
			Глины	40	
N_I^1	35	90	Пески	10	Пески, алевроиты и песчаники с прослоями глин. Пески и алевроиты серые мелкозернистые, полимиктовые. Песчаники мелко-, среднезернистые, железистые, залегают в виде линз, караваев. Глины коричневатые, мергели серые
			Песчаники	30	
			Алевроиты	40	
			Глины	30	
P_3^{2+3}	90	200	Глины	40	В нижней части разреза — прослой железорудных песчаников. Выше — глинисто-алевритистые породы с прослоями глауконитовых глин, раковин моллюсков, отпечатки обугленных растений
			Алевроиты	40	
			Песчаники	20	
P_3^{1chq}	200	270	Глины	60	Тонкое переслаивание зеленовато-серых глин с алевроитами, песками глинистыми известковистыми, песчаниками и алевролитами с включениями обугленных растительных остатков пирита, сидерита
			Алевроиты	10	
			Пески	20	
			Песчаники	10	
P_2^{3bl}	270	350	Песчаники	5	Глины светло-серые, серые, алевроитистые, опоковидные со стяжениями пирита и сидерита. Прослой алевроитов и песчаников глинистых, редко - карбонатных
			Алевролиты	5	
			Глины	90	
P_2^{3km}	350	450	Алевроиты	70	Тонкое чередование алевроитов песчаных, светло-зеленовато-серых, участками глинистых, с прослоями глин
			Песчаники	10	
			Глины	20	

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, мкм ²	Глинистость, %	Каплярность, %	Соленость, %	Расслоенность породы	Категория породы по промышленной классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²
	От (верх)	До (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
N_1^{2+3}	0	35	Пески	1,60	15-30	0,1-0,4	50-60	0,0	0,0	0,0	Мягкая	-	0
			Глины	1,60			50-60	0,0	0,0	0,0	Мягкая	0,28-0,35	1,5-2,5
N_1^1	35	90	Пески	1,86	10-20	0,01-0,1	40-50	0,0	0,0	0,0	Мягкая	-	-
			Песчаники	1,90			25	3-5	0-0,1	1-2	Мягкая	0,25-0,30	3,3-7,8
			Алевриты	2,20			20	0,0	0,0	0,0	Мягкая	-	-
			Глины	2,20			18	2	0,0	1-2	Мягкая	0,38-0,45	1,5-2,5
p_3^{2+3}	90	200	Глины	1,90	10-20	0,01-0,1	18	2	0,0	1-2	Мягкая	0,38-0,45	1,5-2,5
			Алевриты	2,20			20	0,0	0,0	0,0	Мягкая	-	-
			Песчаники	2,00			0,0	3-5	0-0,1	0,0	Мягкая	0,25-0,30	3,3-7,8
P_3^1chq	200	270	Глины	2,20	0-0,5	0,001-0,01	18	2	0,0	1-2	Мягкая	0,38-0,45	1,5-2,5
			Алевриты	2,20			0,0	0,0	0,0	0,0	Мягкая	-	-
			Песчаники	2,20			0,0	3-5	0-0,1	1-2	Мягкая	0,30-0,35	3,3-7,8
			Пески	2,10			0,0	3-5	0-0,1	1-2	Мягкая	-	-
p_2^3bl	270	350	Песчаники	2,20	27-37	0,169-0,725	0,0	6-7	0-0,1	1-2	Средняя	0,30-0,35	3,3-7,8
			Алевролит	2,40			0,0	0,0	0,0	0,0	Средняя	-	-
			Глины	2,40			0,0	0,0	0,0	0,0	Средняя	0,25-0,35	1,5-2,5
P_2^3km	350	450	Алевриты	2,20	25	0,510-	0,0	0,0	0,0	0,0	Средняя	-	-
			Песчаники	2,22	23		0,0	6-7	0-0,1	1-2	Средняя	0,30-0,35	3,3-7,8
			Глины	2,40	0,5-3		13-15	2	0,0	1-2	Средняя	0,25-0,35	1,5-2,5

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины.

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.	талико в	Межмерзлотны х, напорных (за- щемленных) вод	Пропластко в газогидрато в
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: В разрезе проектных скважин многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		плотность, в пла- стовых услови- ях	после дегаза- ции 20°C	подвиж- ность, Д на сП	содер- жа- ние серы, % по весу	содер- жани- е пара- фина, % по весу	Свободный дебит, м³/сут	газо- вый фак- тор, м / м	содер- жание серово- дорода, %	содер- жание углеки- сло- газа, %	относи- тельна- я по воз- духу плот- ность	коэффициент сжи- маемости	Давление насыще- ния в пластовых
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектор а	Содержание в % мольные			Относительн ая по воздуху плотность газа	Коэффициен т отклонения газа в пла- стовых усло- виях	Свободный дебит. тыс м³/сут	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂				в пласто- вых условиях г/см³	на устье скважин ы кг/м³
1	2	3	4		5	6	7	8	9	10	11
<i>N₁¹</i>	55	60	Поровый	отс	-	0,1	0,74	-	-	0,75	0,73
<i>P₃²⁺³</i>	130	140	Поровый	отс	-	0,1	0,74	-		0,75	0,73
<i>P₃¹chq</i>	220	230	Поровый	отс	-	0,1	0,74	-	-	0,75	0,73
<i>P₂³km</i>	350	450	Поровый	отс	-	0,1	0,74	-	0,30-0,35	0,75	0,73

Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность , г/см ³	Сво- бод- ный де- бит , м ³ / сут	Химический состав воды, мг/ экв Са ⁺⁺						Степень минерали- зации, г- л	Тип воды по Сули- ну СФН- сульфат- но- натрие- вый; ХК- хлор- кальцие- вый; ХМ- хлор- магние- вый	Относитс- я к источни- ку питьево- го водо- снабжения (да или нет)
	от (верх)	до (низ)				анионы			катионы					
						Cl-	SO ₄ - -	HCO ₃ -	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P ₂ ³ km	370	400	поровы	0,1	-	0,77	0-10	-	0,75	60-80	-	1900-2877	ХК	нет

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважин

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал, м		Градиент давления								Температура в конце интервала градус
	от (верх)	до (низ)	пластового		перового		гидроразрыва пород		горного		
			кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		кгс/см ² на м		
			от(верх)	до(низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
N_I^{2+3}	0	35	0	0,100	0	0,100	0	0,190	0	0,200	22
N_I^1	35	90	0,100	0,102	0,100	0,102	0,190	0,190	0,200	0,200	22,5
P_3^{2+3}	90	200	0,102	0,102	0,102	0,102	0,190	0,190	0,200	0,200	22,7
P_3^1chq	200	270	0,102	0,102	0,102	0,102	0,190	0,190	0,200	0,210	23
P_2^3bl	270	350	0,102	0,102	0,102	0,102	0,190	0,190	0,210	0,210	26,5
P_2^3km	350	450	0,102	0,103	0,102	0,103	0,190	0,190	0,210	0,220	29

Примечание;-

4.3. Возможные осложнения по разрезу скважин

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Стратиграфическое подразделение	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
Возможны поглощения в глинистой толще Pq_3^{sch} , сложенной опоквидными глинами с редкими прослоями песчаников и опоквидных алевролитов (данных по интенсивности и др. параметрах нет)								

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс страти- графиче- ского под- разделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка И Т.Д.).
	от (верх)	по (низ)	тип раствора	плот- ность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	Водоотдач л. см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N_1^{2+3}, N_1^3	0	70	Возможно обвалы рыхлых песков					

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемо- го флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и хапактер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (ни- з)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
N_1^1	55	60	газ	0,6	0,6	при превышении пластового давления на 3- 5% над забойным	в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелив воды, увеличение водоотдачи, падение плотности бурового раствора.
P_3^{2+3}	130	140	газ	0,6	0,6		
$P_3^1 \text{ chq}$	220	230	газ	0,6	0,6		
$P_2^3 \text{ km}$	370	400	вода	0,1	0,1		
$P_2^3 \text{ km}$	350	450	газ	0,6	0,6		

Таблица 4.12 – Прихватоопасные зоны

Индекс стра- тиграфиче- ские подразде- ления	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ог- раничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давле- ния, заклинки, сальникообразо- вания и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	ТИП	плотност ь, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	смазы вающие добавки (назва ние)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N_1^1	35	90	-	-	-	-	нет	затяжка	-

Таблица 4.13 – Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора. предотвращающая течение пород, г/см³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
<i>Текучие породы не ожидаются</i>					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

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

Возможно грифообразование в приповерхностных отложениях (имели место наличия газа в шурфах)

Примечание: В процессе бурения прочие возможные осложнения не ожидаются — при условии соответствия фактических параметров техническому проекту.

4.4 Исследовательские работы

Таблица 4.15 – Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфи- че-ского подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал,		Макси- мальная проходка за рейс, м	Минималь- ный диа- метр, мм	Метраж отбора керна, м	Наимено- вание стратигр а фического подразде	Интервал,		Частота от-бора шлама через, м	Наименование стратиграфиче- ского подразделения	Глуби- на от- бора грунта , м	Тип бокового грун- тоноса	Количес- тво образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
не предусматривается						N_1^{1+2+3}, P_2^3	0	450	5	не предусматривается			

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

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		На глубине, м	В интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
1. ГК, НК ПС, КС, (А2МО, 5N), профилометрия,	1:500	70	0	70
2. ПС. БКЗ. БК. ИК. МК. БМК+МКВ. профилометрия. Резистивиметрия, ГК, НТК (2ННК), АКШ (АКВ), ГГК-П	1:200	300	70	300
3. Профилометрия, инклинометрия	1:500	300	0	300
4. Термометрия	1:500	300	0	300
5. ЛМ (или ЭМЛС, или МИД), ГК, АКЦ, СГДТ, ПТС (трубная профилометрия)	1:500	300	0	300
6. ПС. БКЗ. БК. ИК. МК. БМК+МКВ. профилометрия. резистивиметрия, ГК, НТК (2ННК), АКШ (АКВ), ГГК-П	1:200	450	300	450
7. Профилометрия, инклинометрия	1:500	450	300	450
8. Термометрия	1:500	забой	0	забой
9. ЛМ (или ЭМЛС, или МИД), ГК, АКЦ, СГДТ, ПТС (трубная профилометрия)	1:500	забой	0	забой
10. ПС. БКЗ. БК. ИК. МК, БМК+МКВ, профилометрия, резистивиметрия. ГК. НГК (2ННК), АКШ (АКВ), ГГК-П	1:200	забой	кровля пласта	забой
11. Термоградиент	1:500	забой	0	забой

Примечание: Виды исследования «Заказчиком» могут быть заменены на более информативные или импортные приборы. Все последующие исследования должны перекрывать предыдущие методами ГК, ННК на 50 м для увязки по глубине к предыдущим исследованиям.

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

Индекс стратиграфического под-разделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
N_1^1	130	140	2			
P_3^{2+3}	220	230	2			
$P_3^1 chq$	320	330	2			

Таблица 4.18 - Прочие виды исследований

№	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	описание и фракционный анализ шлама	Образец	1 обр. на 1 м керна
2	люминесцентный анализ шлама, бурового раствора	Образец	1 обр. на 1 м керна
3	определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора	Образец	1 обр. на 1 м керна
4	периодическая термовакуумная дегазация проб раствора и шлама	Образец	1 обр. на 1 м керна
5	определение физико-химических свойств флюидов	Проба	3

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

Таблица 4.19 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс страти- графиче- ского под- разделе- ния	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой. фильтр. зацементированная колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная. стационарная	Плоск. фонтанирующей (ДА, НЕТ)	Количество Режимов (штуперов)	Диаметр туперов, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА). смена раствора на нефть (РАСТВОР- НЕФТЬ). смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ). аэрация (АЭРАЦИЯ). понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение экс. колонны при освоение	
		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
$P_3^1 chq$	I	350	370	-	-	зацементированная колонна	Передвижная	нет	-	-	ПАВ	150	1,05
$P_2^1 bl$		380	400	-	-								

Примечание: Интервалы опробования будут уточняться «Заказчиком» по результатам ГИС.

Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытания (освоение)

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Тип и размер перфоратора	Количество отверстий на 1 м.шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	ПЛОТНОСТЬ, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Бур.раство	1,18	2000	Кумулятивна	Импортный	20	800 (40*20отв)	13	да

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п.м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность и тип жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС.

Таблица 4.21 - 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		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	Длина столба газа по вертикали, м	Коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	0,71	0,75	26	-	21	25	-	-	1,3

Таблица 4.22 – 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 одн. 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	гидрогазодинамическое исследование в экспл. скважине	освоение. очистку и гидродинам. исследован.	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	нет	нет	-	-	две	да	нет	нет	да

Таблица 4.23 - 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

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.24 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип, параметры бурового инструмента, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
308	Бозой	73	120	N ₁ ¹	Газопроявление	Снижение реологических свойств бурового раствора, выброс бурового раствора.
		130	140	N ₁ ¹		
		220	230	P ₃ ²⁺³		

Примечания:

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Направление Ø 426,0 мм x 10 м - цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 324,0 мм x 70 м - цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна Ø 244,5 мм x 300 м - цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм x 450 м - цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи газа.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

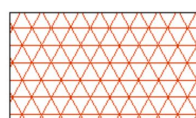
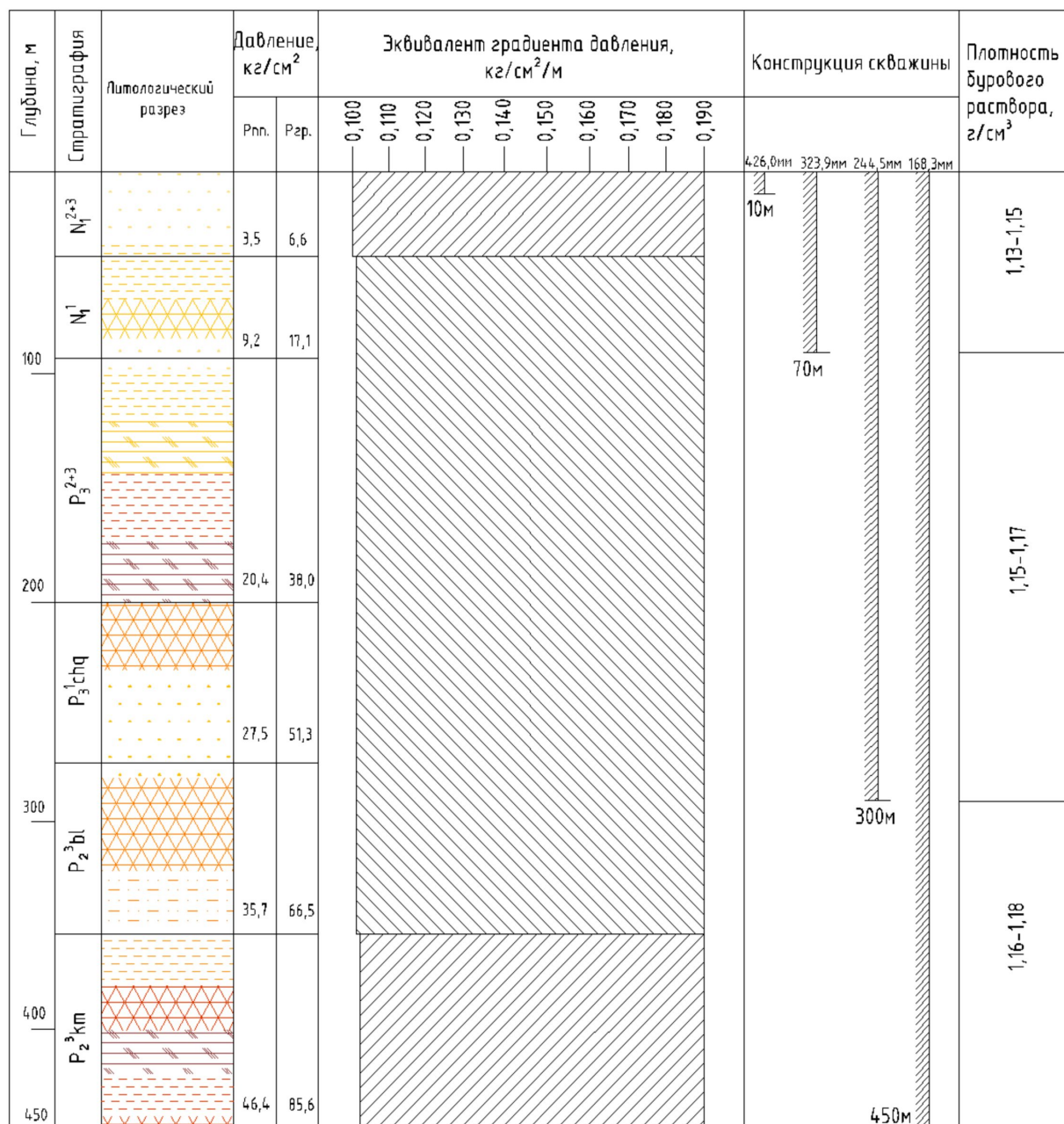
Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн - в таблице

5.3, в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены горно-геологическими условиями строительства скважин. В таблице 5.5 - максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважин.

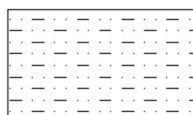
Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления.

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, м	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ. ОСТ. ТУ. МРТУ. МУ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
426	10	Ст.20	10,0	1,062	ГОСТ 8732-80	1. Устройство шахты 2.0м x 2.0м x 2.0м. 2. Направление цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему. 3. $G_{ц} = \frac{1,85}{1,5} [0,785(0,490^2 \times 1,25 + 0,426^2) \times 10 + 0,406^2 \times 2] \times 1,05 = 1,54 \text{ т}$

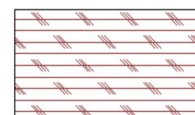
Примечание: Потребность цемента - 1,54 тн, время цементирования - 45 мин, расход долота - 1 шт. на скважину.



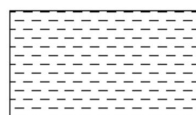
-песчаники



-алевролиты



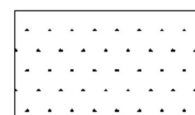
-алевролиты



-глины



-пески



-пески

Рис.5.1. Совмещенный график давлений.

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны (направление, кондуктор, эксплуатационная колонна)	Интервал по стволу скважины (установка колонны или от-крытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, шт.	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки, надбавки смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø324,0 мм	0	70	393,7	0	1	1	0	70	Цементируется до устья, кондуктор спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовибросовым оборудованием.
2	Промежуточная Ø244,5 мм	0	300	295,3	0	1	1	0	300	Цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовибросовым оборудованием.
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	0	450	215,9	0	1	1	0	450	Цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также закачке и откачки газа.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр. мм	интервал установки одноразмерной части (от стола		тол щина стенки, ММ	Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов со единений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа со- единения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												ОТ (верх)	ДО (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	324,0	0	70	9,5	1	1	ОТТМА	351	0	70
2	1	1	1	244,5	0	300	8,9	1	1	ОТТГА	269,9	0	300
3	1	1	1	168,3	0	450	8,9	1	1	ОТТГА	187,7	0	450

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

<i>n/n №</i>	<i>Наименование мероприятия или краткое описание</i>	<i>Причина проведения мероприятия</i>
1	2	3
1	До вскрытия продуктивных горизонтов провести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку знаний.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях	Раннее обнаружение НГП
3	С глубины 70 м с пунктом 280 Требований [5] иметь на буровой следующие объемы бурового раствора: - рабочий объем бурового раствора в циркуляционной системе в количестве 65,6 м ³ ; - запасной буровой раствор в количестве - 19,00 м ³ ;	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов
4	При ликвидации возможных НГП давление на устье промежуточной колонны не должно превышать 0,8 величины давления последней опрессовки.	Предупреждение разрушения обсадной колонны
5	В процессе спуска бурильного инструмента производить промежуточные промывки в башмаке промежуточной колонны	Предупреждение НГП
6	Ограничивать приток пластового флюида в скважину в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1.5 м3, - при СПО -1.0 м3.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП
7	Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить: - бурильные трубы - через 5 свечей; - УБТ - через каждую свечу.	Предупреждение и раннее обнаружение НГП
8	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объем вытесняемого раствора при ее спуске, и с использованием контрольного графика долива скважины.	
9	Ликвидацию возникающих НГП производить в строгом соответствии с «Методикой глушения при НГП»	Обеспечение безопасности и успешности работ.
10	Использовать для ведущих труб переводники с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
И	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально - возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадной колонны при ликвидации НГП
12	Обеспечить буровой (до начала бурения) следующим минимумом ловильного инструмента, соответствующего размерам скважины и применяемым бурильным трубам и УБТ: колокол с воронкой, метчик, магнитный фрезер. Ловильный инструмент должен быть исправлен, смазан и иметь соответствующие переводники под бурильные трубы. На каждый ловильный инструмент необходимо иметь эскизы с указанием размеров.	Предупреждение аварийных ситуаций.
13	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.	Предупреждение аварийных ситуаций

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
ОТ (верх)	ДО (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
10	70	0	1,05	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
70	300	1,05	4,5	В процессе освоения	
300	450	4,5	6,7	100	100

Примечания: В остальных интервалах допустимые гидродинамические давления по условию предупреждения поглощений ограничивается давлением гидроразрыва пород.

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимальнодопустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимальнодопустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
					минимальнодопустимый	максимальнодопустимый

Примечание: Профиль ствола скважины - вертикальный.

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Азимут по замеру, 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	10

Примечание: Профиль ствола скважины - вертикальный.

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов.

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора												
	от (верх)	до (низ)	Плотность, г/см ³	условная вязкость, с	Водоотдача, см ³ /30 мин	СНС. мгс/см ² через, мин		корка, мм	Содержание твердой фазы, %			рН	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига	плотность до утяжеления, г/см ³
						1	10		коллоидной. (активной) части	песка	всего				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Полимерный раствор	10	70	1,13÷1,15	50÷60	8÷10	5÷6	7÷8	1,5÷2,0	-	1÷2	<8	9,5÷10	10,0÷15,0	<20	1,00
Полимерный раствор	70	300	1,15÷1,17	50÷60	6÷7	10÷12	18÷20	0,5÷1	-	0,5÷1	<8	9÷9,5	15,0÷20,0	25-30	
Полимерный раствор	300	450	1,16÷1,18	40÷50	4÷5	20	36-38	0,5÷1	-	0,5÷1	<8	9÷9,5	15,0÷20,0	45-50	

Таблица 7.2.1 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов (1 вариант)

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала, (да, нет)	Название компонента	Плотность компонента, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), OZ	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	10	70	Полимерный раствор	1,13÷1,15	нет	Биополимер КМЦ КСІ Мел Нефть Сульфанола Вода	2,60 1,10 2,13 - 0,87 1,00 1,02	- - - - - - -	- - - - - - -	1 1 1 1 1 1 -	2,00 5,00 40,00 80,00 200,00 1,00 685,00
2	70	300	Полимерный раствор	1,15÷1,17	нет	Биополимер КМЦ КСІ Мел Нефть Сульфанола Каустическая сода Вода	2,60 1,10 2,13 - 0,87 1,00 2,13 1,02	- - - - - - - -	- - - - - - - -	1 1 1 1 1 1 1 -	2,00 8,00 50,00 100,00 200,00 1,00 1,00 651,0
3	300	450	Полимерный раствор	1,16÷1,18	нет	Биополимер КМЦ КСІ Мел Нефть Сульфанола Каустическая сода Вода	2,60 1,10 2,13 - 0,87 1,00 2,13 1,02	- - - - - - - -	- - - - - - - -	1 1 1 1 1 1 1 -	2,00 8,00 50,0 100,0 200,0 1,00 1,00 651,0

Примечание: 1) Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважины

2) Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Таблица 7.2.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов (2 вариант)

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала, (да, нет)	Название компонента	Плотность компонента, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жир-ости), %	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	10	70	Полимерный раствор	1,13÷1,15	нет	Биополимер(Xanthan	1,00	-	-	1	2,00
						Кальцированная сода	2,53	-	-	1	1,00
						Каустическая сода	2,13	-	-	1	1,00
						MIL-PAC LV	-	-	-	1	5,00
						MIL-PAC R	0,87	-	-	1	3,00
						Вода	1,02	-	-	-	1007,00
2	70	300	Полимерный раствор	1,15÷1,17	нет	Биополимер(Xanthan	1,00	-	-	1	2,00
						Кальцированная сода	2,53	-	-	1	1,00
						Каустическая сода	2,13	-	-	1	1,00
						MIL-PAC LV	-	-	-	1	3,00
						MIL-PAC R	0,87	-	-	1	5,00
						UNI-CAL CF	1/12	-	-	1	5,00
						KCL	1,99	-	-	1	50,00
						CaCO ₃	2,70	-	-	1	100,00
						WO Defoam	0,95	-	-	1	0,30
						Mil-Lube	0,88	-	-	1	3,00
						Вода	1,02	-	-	-	816,00
3	300	450	Полимерный раствор	1,16÷1,18	нет	Биополимер(Xanthan	2,60	-	-	1	2,00
						Кальцированная сода	1,10	-	-	1	1,00
						Каустическая сода	2,13	-	-	1	1,00
						MIL-PAC LV	-	-	-	1	3,00
						MIL-PAC R	0,87	-	-	1	5,00
						UNI-CAL CF	1,12	-	-	1	5,00
						KCL	2,13	-	-	1	50,00
						CaCO ₃	1,02	-	-	1	100,00
						WO Defoam	0,95	-	-	1	0,30
						Mil-Lube	0,88	-	-	1	3,00
						Вода	1,02	-	-	-	816,00

Примечание: 1) Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению «Заказчика» на раствор улучшающий качество проводки скважины

2) Могут применяться аналоги хим. реагентов, не уступающие по качеству проектным.

Таблица 7.3.1 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления (II Вариант).

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, в м³ и его компонентов, в кг/м³			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	поправочный коэффициент	запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	70		Полимерный раствор			1,0	-	40,0	12,0	52,0
			Биополимер	2,00			-	80,0	24,0	104,0
			КМЦ	5,00			-	200,0	60,0	260,0
			KCI	40,00			-	1600,0	480,0	2080,0
			Мел	80,00			-	3200,0	960,0	4160,0
			Нефть	200,00			-	8000,0	2400,0	10400,0
			Сульфанол	1,00			-	40,0	12,0	52,0
			Вода	685,00			-	27400,0	8220,0	35620,0
70	300		Полимерный раствор				24,0	41,6	29,0	65,6
		1,0	Биополимер	2,00			48,0	-	-	48,0
			КМЦ	8,00			192,0	124,8	-	316,8
			KCI	50,00			1200,0	416,0	-	1616,0
			Мел	100,00			2400,0	832,0	-	3232,0
			Нефть	200,00			4800,0	-	-	4800,0
			Сульфанол	1,00			24,0	-	-	24,0
			Каустическая сода	1,00			24,0	41,6	-	24,0
			Вода	651,0			15624,0	-	-	15624,0
300	450		Полимерный раствор				28,5	52,5	23,0	81,0
		1,5	Биополимер	2,00			57,0	-	-	57,0
			КМЦ	8,00			228,0	-	-	228,0
			KCI	50,00			1425,0	-	-	1425,0
			Мел	100,00			2850,0	-	-	2850,0
			Нефть	200,00			5700,0	-	-	5700,0
			Сульфанол	1,00			28,5	-	-	28,5
			Каустическая сода	1,00			28,5	-	-	28,5
			Вода	651,0			18553,5	-	-	18553,5

Таблица 7.3.2 - Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления (II Вариант).

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, в м³ и его компонентов, в кг/м³			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	поправочный коэффициент	запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	70		Полимерный раствор			1,0	-	40,0	12,0	52,0
			Биополимер(Xanthan Gum)	2,00				80,0	24,0	104,0
			Кальциированная сода	1,00				40,0	12,0	52,0
			Каустическая сода	1,00				40,0	12,0	52,0
			MIL-PAC LV	5,00				200,0	60,0	210,0
			MIL-PAC R	3,00				120,0	36,0	156,0
			Вода	1007,00				40280,0	12084,0	52364,0
70	300		Полимерный раствор				24,0	41,6	29,0	65,6
		1,0	Биополимер(Xanthan Gum)	2,00			48,0	-	-	48,0
			Кальциированная сода	1,00			24,0	-	-	24,0
			Каустическая сода	1,00			24,0	-	-	24,0
			MIL-PAC LV	3,00			72,0	-	-	72,0
			MIL-PAC R	5,00			120,0	-	-	120,0
			UNI-CAL CF	5,00			120,0	208,0	-	328,0
			KCL	50,00			1200,0	2080,0	-	3280,0
			CaCO ₃	100,00			2400,0	4100,6	-	6500,0
			WO Defoam	0,30			7,2	12,48	-	19,68
			Mil-Lube	3,00			72,0	124,8	-	196,8
			Вода	816,00			19584,0	-	-	19584,0

Продолжение таблицы 7.3.2

Продолжение таблицы 7.5.2									
300	450								
			Полимерный раствор				28,5	52,5,	23,0
		1,5	Биополимер(Xanthan Gum)	2,00			57,0	-	-
			Кальцированная сода	1,00			28,5	-	-
			Каустическая сода	1,00			28,5	-	-
			MIL-PAC LV	3,00			85,5	-	-
			MIL-PAC R	5,00			142,5	-	-
			UNI-CAL CF	5,00			142,5	-	-
			KCL	50,00			1420,0	-	-
			CaCO ₃	100,00			2850,0	-	-
			WO Defoam	0,30			8,55	-	-
			Mil-Lube	3,00			85,5	-	-
			Вода	816,00			23256,0	-	-

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

2. Количество рабочего бурового раствора в циркуляционной системе взято согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасностей».

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части	Номер ступени цементования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика химреагента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор ø324,0 мм	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	36,4
2	Промежуточная ø244,5 мм	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	45,92
3	Эксплуатационная ø168,3 мм	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	56,7

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
			плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: Дополнительная обработка раствора перед спуском обсадных колонн осуществляется по необходимости.

Таблица 7.6.1 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (I Вариант).

<i>Название компонентов бурового раствора</i>	<i>ГОСТ. ОСТ. МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление</i>	<i>Потребность компонентов бурового раствора, тн</i>			
		<i>номера колонн</i>			<i>суммарная на скважину</i>
		<i>I 10-70</i>	<i>II 70-300</i>	<i>III 300-450</i>	
1	2	3	4	5	6
<i>Вода, м³</i>	<i>Местная</i>	35,62	15,62	18,55	69,79
<i>Биополимер</i>	<i>Импортное</i>	0,104	0,048	0,057	0,209
<i>КМЦ</i>	<i>Импортное</i>	0,260	0,317	0,228	0,805
<i>KCI</i>	<i>Импортное</i>	2,08	1,616	1,425	5,121
<i>Мел</i>	<i>Импортное</i>	4,160	3,232	2,850	10,242
<i>Нефть</i>	<i>Импортное</i>	10,400	4,800	5,700	20,9
<i>Сульфанол</i>	<i>Импортное</i>	0,052	0,024	0,029	0,105
<i>Каустическая сода</i>	<i>ГОСТ 4568-95</i>	-	0,024	0,029	0,053

Таблица 7.6.2 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (II Вариант).

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, тн			
		номера колонн			суммарная на скважину
		I 10-70	II 70-300	III 300-450	
1	2	3	4	5	6
Вода, м ³	Местная	52,364	19,584	23,256	95,204
Биополимер (Xanthan Gum)	Импортное	0,104	0,048	0,057	0,209
Кальцированная сода	Импортное	0,052	0,024	0,029	0,105
Каустическая сода	Импортное	0,052	0,024	0,029	0,105
MIL-PAC LV	Импортное	0,210	0,072	0,089	0,371
MIL-PAC R	Импортное	0,156	0,120	0,143	0,419
UNI-CAL CF	Импортное	-	0,328	0,143	0,471
KCl	ГОСТ 4568-95	-	3,280	1,420	3,423
CaCO ₃	ГОСТ 4568-95		6,500	2,850	9,35
Wo Defoat	Импортное		0,20	0,09	0,29
Mil-Lube	Импортное		0,197	0,086	0,283

Таблица 7.7 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на из- готовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибро- сито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	Интервалу по ствол ство- лу, М	
					от	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросито	-	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	450
Пескоотделитель	-	1	Ст. АНИ	2 -1 + пескоотделитель		
Илоотделитель	-	1	Ст. АНИ	3 — 2+илоотделитель		
Центрифуга	-	1	Ст. АНИ	-		
Дегазатор	-	1	Ст. АНИ			
Газосепаратор	-	1	Ст. АНИ			
Емкости для раствора	-	3	Ст. АНИ			
Блок приготовления	-	1				
Мешалки	-	3				

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	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции м/час (местные нормы)
от (низ)	до (верх)				осевая нагрузка, т.с.	скорость вращения. тип забойного двигателя	расход бурового раствора л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	10	бурение	роторный	1	± 2 с навеса	60÷80	40÷50	20,0-25,0
10	70	бурение	роторный	2	10÷13	70÷90	30÷40	15,0-25,0
10	70	проработка	роторный	2	2÷4	60	20÷30	5,0
60	70	разбуривание ЦКОДа и башмака	роторный	3	2÷4	60÷80	20÷30	5,0
70	300	бурение	роторный	3	8÷10	60÷120	30	5,0-8,0
70	300	проработка	роторный	3	2÷4	60÷80	20÷30	5,0
290	300	разбуривание ЦКОДа и башмака	роторный	4	2÷4	60÷80	20÷30	5,0
300	450	бурение	роторный	4	10÷12	60÷120	18÷30	8,0

Примечание: 1. При бурении в возможном продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки ограничивается до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора согласно п.203 ТПБ НГО.
2. Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с заказчиком.

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

У слов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)									
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места уста- новки, м	Техническая характеристика				суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т	приме- чание
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пере- коса осей отклонит е ля			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	Долото $\varnothing 490,0$	0	490,0	0,65	316,0				
	2	КЛС $\varnothing 490,0$	0,65	490,0	1,21	465,0				
	3	УБТ $\varnothing 203,0$	1,86	2030	9,0	1737,0		10,86	2,52	
2	1	Долото $\varnothing 393,7$	0	393,7	0,53	210,0				
	2	КЛС $\varnothing 393,7$	0,53	393,7	1,1	477,0				
	3	УБТ $\varnothing 203,0$	1,63	203,0	27,0	5211,0		28,63	5,90	
3	1	Долото $\varnothing 295,3$	0	295,3	0,5	75,0				
	2	КЛС $\varnothing 295,3$	0,5	295,3	1,1	270,0				
	3	УБТ $\varnothing 203,2$	1,6	203,2	18,0	3474,0				
	4	УБТ $\varnothing 165,1$	19,6	165,1	27,0	3655,8		46,6	7,47	
4	1	Долото $\varnothing 215,9$	0	215,9	0,35	40,0				
	2	КЛС $\varnothing 215,9$	0,35	215,9	0,5	60,0				
	3	УБТ $\varnothing 165,1$	0,85	165,1	54,0	7311,6		54,85	7,41	

Примечание: 1) Возможна корректировка КНБК по фактическим горно-геологическим условиям (УБТ, стабилизаторов, долот) других ти-
пов, улучшающих качество проводки скважины.

2) КНБК уточняется в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7
Долото 490,0	бурение, проработка	0	10	300	местные нормы	1,0
КЛС 490,0 мм		0	10	900		1,0
УБТ-203,2 мм (DC 8)		0	10			1 комплект
Долото 393,7 С-ГВ	бурение, проработка	10	70	300	местные нормы	1,0
КЛС 393,7 мм (15 7, STB)		10	70	1800		1,0
УБТ-203,2 мм (DC 8)		10	70			1 комплект
Долото 295,3 С-ГВ	бурение, проработка	70	300	650	местные нормы	1,0
КЛС 295,3 мм (12-1/4)		70	300	1500		1,0
УБТ-203,2 мм (DC 8)		70	300			1 комплект
УБТ Ø165,1		70	300			1 комплект
Долото 215,9 СЗ-ГН	бурение, проработка	300	450	150	местные нормы	1,0
КЛС 215,9 мм (8 1/2» SSTD)		300	450	800		1,0
УБТ 165,1 мм (6 1/2 DC)		300	450			1 комплект

Примечание: Возможно использование долот других типов с согласия «Заказчика».

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.д. на изгото- вителя	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типо размеру или шифру
			для прора- ботки ствола	для бурения и расширки	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление Ø426,0	Долото 490,0 КЛС 490,0 мм	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79		0,07 1	1 1	316 465
Кондуктор Ø324,0 мм	Долото 393,7 С-ГВ КЛС0 393,7 мм (15 ½ STB)	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79		0,26 1,0	1,0 1,0	210 477
Промежуточная Ø 244,5 мм	Долото 295,3 С-ГВ КЛС 295,3 мм (12-1/4)	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79		1,0 1,0	1,0 1,0	75 270
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Долото 215,9 СЗ-ГН КЛС 215,9 мм (8 1/2» SSTD)	ГОСТ 20692-75 ОСТ 39-078-79		1,0 1,0	1,0 1,0	40 60

Примечание: По усмотрению «Заказчика» типы долот могут быть заменены на аналогичные

Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы.

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соедине- ния, тип резьбы. (тип размера замка)	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127	9,19	G-105	NC-50	450	есть

Примечание: СБТ могут быть пересмотрены в соответствии с программой бурения подрядной организации, согласованной с Заказчиком.

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 соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическая прочность	деформативность
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	10	70	70	2	СБТ	127	G-105	9,19	NC-50	41,37	1,20	7,10	>1,45	>1,5
Бурение	70	300	300	3	СБТ	127	G-105	9,19	NC-50	253,4	7,35	14,82	>1,45	>1,5
Бурение	300	450	450	4	СБТ	127	G-105	9,19	NC-50	395,15	11,46	18,87	>1,45	>1,5

Таблица 8.7 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор ø324,0 мм	10	70	УБТ-203,2	203,2	CAE 4145H	71,4	NC-56	9,0	1,74	1,82	
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC-50		1,20	1,26	
Промежуточная ø244,5 мм	70	300	УБТ-203	203,2	CAE 4145H	71,4	NC-56	18,0	3,47	3,64	
			УБТ-165,1	165,1	CAE 4145H	48,85	NC-44	27,0	3,66	3,84	
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC-50	253,4	7,35	7,72	
Эксплуатационная ø168,3 мм	300	450	УБТ-165,1	165,1	CAE 4145H	48,85	NC-44	54,0	7,31	7,68	
			СБТ-127	127,0	G-105	9,19	NC-44	395,15	11,46	12,04	

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	450	Бурение, спуск обсадной колонны	4	5

Примечание: Режим работы и размер втулок буровых насосов будут корректироваться в процессе бурения скважин.

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов (ZJ-30).

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, 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 цилиндровых 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	10	Бурение	RL3NB-1000D	2	0.9	170	117	1.0	120	25,0	40-50
10	70	Бурение	RL3NB-1000D	2	0.9	170	117	1.0	110	20,0	40,0
70	300	Бурение	RL3NB-1000D	2	0,9	140	117	1,0	100	15,0	30,0
300	450	Бурение	RL3NB-1000D	2	0,9	140	169	1,0	90	12,5	25,0

Примечание: Режим работы и размер втулок буровых насосов будут корректироваться в процессе бурения скважин.

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 (кгс/см ²) 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
10	70	Бурение	80-100	6,30	-	1,5	0,16	4,0
70	300	Бурение	80-100	4,40	-	3,8	1,0	2,5
300	450	Бурение	80-100	4,60	-	4,2	3,2	1,8

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с-см ²	Схема промывки долота (центральная. периферийная. комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность. срабатываемое на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						количество	диаметр мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
10	70	Бурение	0,32	0,033	Периферийная	-	3	19	47,05	30,3
70	300	Бурение	0,45	0,044	Периферийная	-	3	16	49,76	25,75
300	450	Бурение	0,86	0,068	Периферийная	-	3	12	73,72	14,4

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

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. Обсадные колонны

Таблица 9.1 - Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Таблица 2.1 Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн							
Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакера 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
1	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,15	-
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,17	-
3	1	нет	да	нет	техническая вода	1,02	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл.гр.1)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø324,0 мм	1	0	70	0	2,6	75,0	45,8
2	Промежуточная Ø244,5 мм	1	0	300	0	44,0	90,0	49,8
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	0	450	0	71,0	115,0	59,9

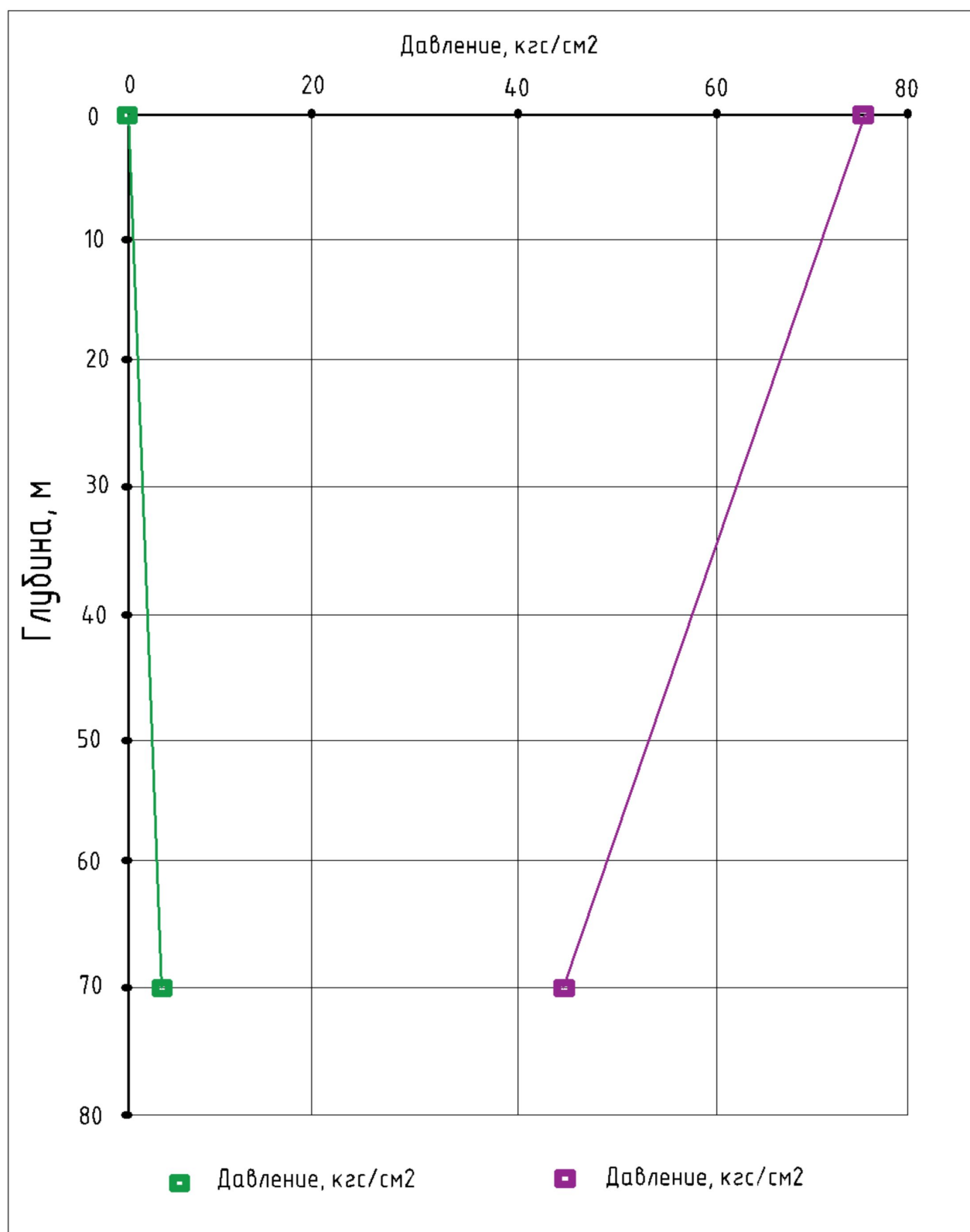


Рис. 9.1. Распределение давлений по длине колонны Ø 324,0 мм (Кондуктор)

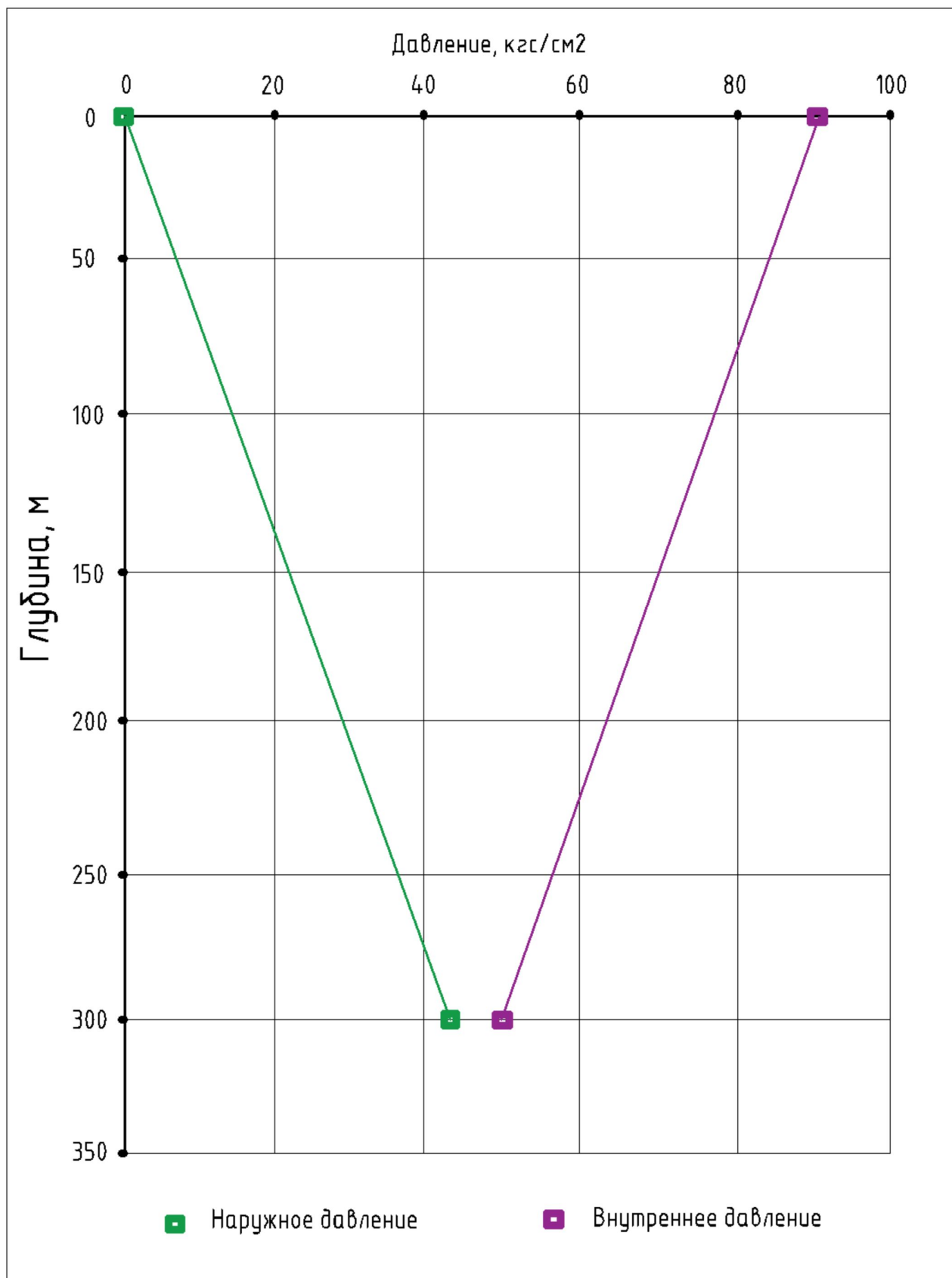


Рис. 9.1. Распределение давлений по длине колонны Ø 244,5 мм (Промежуточная)

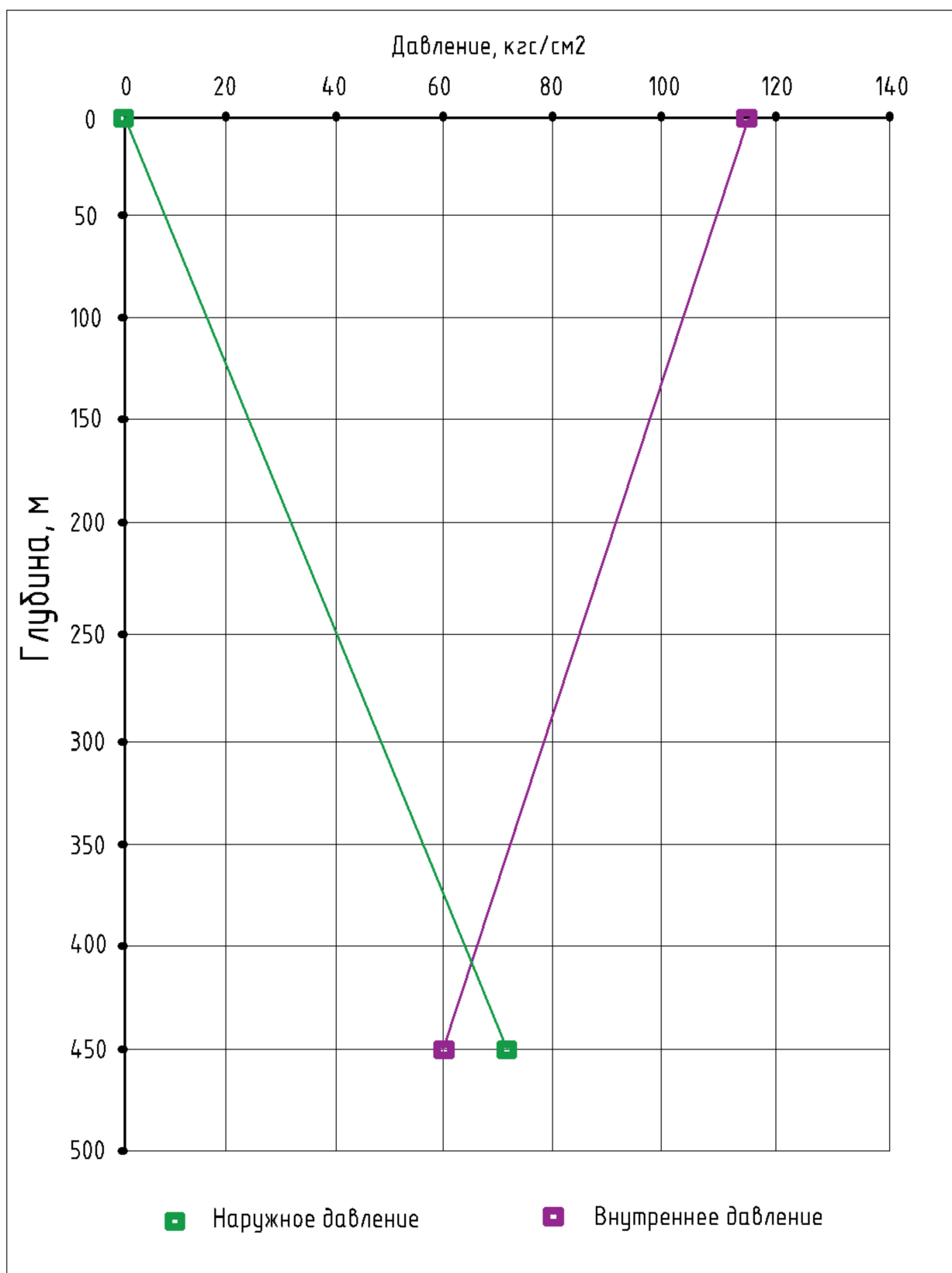


Рис. 9.3. Распределение давлений по длине колонны Ø168,3 мм (Эксплуатационная)

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	отечественное	ОТТМА	Д	9,5	да
244,5	отечественное	ОТТГА	Д	8,9	да
168,3	отечественное	ОТТГА	Д	8,9	да

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

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2.гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции по стволу, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа на прочность материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		Растяжению
												наруж. ном	внутрен. нем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	70	70	5,15	5,15	323,9	ОТТМА	Д	9,5	>1,10	>1,15	>1,30
2	1	1	0	300	300	15,57	15,57	244,5	ОТТГА	Д	8,9	>1,10	>1,15	>1,45
3	1	1	0	450	450	15,80	15,80	168,3	ОТТГА	Д	8,9	>1,15	>>1,15	>1,15

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб.

<i>Характеристика трубы</i>		<i>Масса труб с заданной характеристикой, т</i>		
<i>Код типа соединения</i>	<i>Условное обозначение трубы по ГОСТ 632-80 условное обозначение муфты по ГОСТ 632-80</i>	<i>теоретическая</i>	<i>с плюсовым допуском</i>	<i>с нормативным запасом</i>
1	2	3	4	5
<i>ОТТМА</i>	<i>323,9х9,5 Д</i>	<i>5,15</i>	<i>5,41</i>	<i>5,68</i>
<i>ОТТГА</i>	<i>244,5х8,9 Д</i>	<i>15,57</i>	<i>16,35</i>	<i>17,17</i>
<i>ОТТГА</i>	<i>168,3х8,9 Д</i>	<i>15,80</i>	<i>16,59</i>	<i>17,42</i>

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн.

Название обсадной колонны	Номер секции колонны в порядке	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на	
		Наименование шифр, типоразмер	ГОСТ. ост. МРТУ. МУ. и т.д. на изготовление	Масса элемента, кг.	Интервал установки а рото	ал установка стола	Количество элементов на интервале, шт.	Количество, шт.	Масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	1	Башмак-324	ОСТ 39-011-74	154		70	1	1	154
		Обратный клапан ЦКОД - 324-1	ТУ 39-01-08-282-	77		60	1	1	77
		Пружинные центраторы ПВЦ 324-340	ТУ 39-01-08-283-77	25	0	60	1	1	25
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	24,5			1	1	24,5
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	24,5			1	1	24,5
Промежуточная	2	Башмак-244,5	ОСТ 39-011-74	60		300	1	1	60
		Обратный клапан ЦКОД - 245-1	ТУ 39-01-08-282-	57		290	1	1	57
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-	17	70	290	7	7	119
		Жёсткие центраторы	ТУ 39-01-08-283-	12	0	70	2	2	24
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	7			1	1	7
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	7			1	1	7
Эксплуатационная	3	Башмак-168,3	ОСТ 39-011-74	21		450	1	1	21
		Обратный клапан ЦКОД - 168,3	ТУ 39-01-08-282-	17		440	1	1	17
		Пружинные центраторы	ТУ 39-01-08-283-	11	300	440	5	5	55
		Жёсткие центраторы	ТУ 39-01-08-283-	7	0	300	2	2	14
		ЦТ-168/216	ТУ 29-01-08-284-	5	350	400	5	5	25
		СК-168/216	-	2,8	350	400	5	5	14
		Пробка цем. верхняя	ТУ 39-01-268-76	5			1	1	5
		Пробка цем. нижняя	ТУ 39-01-268-76	5			1	1	5

Примечание: 1. Допускается использование технологической оснастки других фирм производителей при соответствии ее требованиям стандартов АНИ.

2. Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения качества центрирования не менее 80%.

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 $\varnothing 324,0$ мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402*	ТУ 38-101708-78	0	70	$0,5 \div 0,8$	70	контроль за уровнем	70	1 цикл	20
2	Промежуточная $\varnothing 244,5$ мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402*	ТУ 38-101708-78	0	300	$0,5 \div 0,8$	300		300	1 цикл	25
3	Эксплуатационная $\varnothing 168,3$ мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	УС-1*	ТУ 38-101-440-74 ТУ 6-05-1388-70	0	450	$0,6 \div 0,8$	450		350 450	1 цикл 1 цикл	25

Примечания: 1. Расход смазки для обсадных труб, кг. P-402* и УС-1* или зарубежный аналог

Кондуктор: $0,223 \cdot 7 \cdot 1,05 = 1,64$

Промежуточная: $0,15 \cdot 30 \cdot 1,05 = 4,73$

Эксплуатационная колонна

$0,07 \cdot 45 \cdot 1,05 = 3,31$

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

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны.

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давления на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секций в раздельно спускаемой части (снизу - вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секций на поверхности, кгс/см ²
				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
1	Кондуктор Ø324,0 мм	1	-	1,15	1,15	75,0	4,59	-	-	-	1	78,75
2	Промежуточная Ø244,5 мм	1	-	1,17	1,17	90,0	19,05	-	-	-	1	94,5
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1	-	1,02	-	115,0	-	-	-	-	1	120,75

Примечание: 1.- Давление на устье скважины при опрессовке горных пород под бабшаком кондуктора и промежуточной колонны составят:

1.1 Кондуктор:

$$P_y = P_{gr} * 0,95 - 0,1 * \gamma_p * L = 13,3 * 0,95 - 0,1 * 1,15 * 70 = 4,59 \text{ кгс/см}^2;$$

1.2 Промежуточная

$$P_y = P_{gr} * 0,95 - 0,1 * \gamma_p * L = 57,0 * 0,95 - 0,1 * 1,17 * 300 = 19,05 \text{ кгс/см}^2;$$

2. - Приведены допустимые значения по прогнозным давлениям гидроразрыва пород с коэффициентом безопасности 0.95. Давление гидроразрыва под бабшаком обсадных колонн следует уточнить после ОЗЦ методом закачек малых порций опрес- совочной жидкости до начала проникновения жидкости в пласт не допуская гидроразрыва пород.

9.2. Цементирование обсадных колонн.

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска	интервал установки, м		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного раствора	интервал глубины цементирования, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор Ø324,0 мм	Прямой	1	0	70	-	1	10	Тампонаж-2	0	70
2	Промежуточная Ø244,5 мм	Прямой	1	0	300	-	1	10	Тампонаж-2	0	300
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	Прямой	1	0	450	-	1	10	Тампонаж-2	0	450

Примечание:

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования.

Номер в порядке спуска	Название колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу - вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	Водоотделение, %	Водоотделение, см ³ /30 мин	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мз/см ² (фунт/100фм ²)	время начала загустевания, мин	время ози, час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор ø324,0 мм	1	1	Буферная	5,0	1,02	-	-	51	38-43		
				Тампонаж-	5,0	1,80			9	25-35	180	24
				Продавочная	4,67	1,15			<15	75-100		
2	Промежуточная ø244,5 мм	1	1	Буферная	5,0	1,02			51	38-43		
				Тампонаж-	10,34	1,80			9	25-35	300	24
				Продавочная	11,93	U7			<15	75-100		
3	Эксплуатационная ø168,3 мм	1	1	Буферная	5,0	1,02	-	-	51	38-43		
				Тампонаж-	9,0	1,80			9	25-35	300	24
				Продавочная	8,0	1,18			12			

Примечания: ** - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины и фактического пластового давления. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (ка- вернометрии). Последние порции продавочной жидкости в объеме 2,0 м³ закачать с одним агрегатом производительностью 5,3 дм³/с.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонентов	Плотность, г/см³	Норма расхода компонента, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор Ø324,0 мм	1	1	Буферная	Вода техническая	1,02	
			Тампонажная-2 (1,89 г/см³)	Цемент класс G **	2,45	1163,7
				Вода техническая	1,02	600,0
			Продавочная	Буровой раствор	1,15	-
Промежуточная Ø244,5 мм	2	1	Буферная	Вода техническая	1,02	
			Тампонажная-2 (1,89 г/см³)	Цемент класс G **	3,15	1295,0
				Понижитель фильтрации		9,31
				Замедлитель схватывания (HR-Диспергатор*		3,49
				Пеногаситель*	1,2	1,16
				Вода техническая	1,02	600,0
			Продавочная	Буровой раствор	U7	-
				Вода техническая	1,02	
Эксплуатационная Ø168,3 мм	3	1	Буферная	Вода техническая	1,02	
			Тампонажная-2 (1,89 г/см³)	Цемент класс G **	3,15	1295,0
				Понижитель фильтрации		9,31
				Замедлитель схватывания (HR-Диспергатор*		3,49
				Пеногаситель *	1,2	1,16
				Вода техническая	1,02	600,0
			Продавочная	Буровой раствор	1,18	

Примечания:

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

** - Допускается использование цементов марки ПЦТІ-G-CC-І других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 или стандартов АР

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования (снизу вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количества агрегатов работающих (буровых насосов)	Режим работы агрегатов(буровых насосов)						Время операции мин	
								Диаметр цилиндрических втулок, мм	Скорость агрегата или число двойных ходов бурового насоса	Суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	Давление допустимое для агрегатов (буровых насосов) МПа	Объем порции в данном режиме м³	Объем порции в данном режиме м³	В данном режиме	Нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1			21÷25			5,0	3,6	3,6
				Тампонаж-2		затворен	1			21,2			5,0	3,93	7,53
				Тампонаж-2		закачка	1			21,2			5,0	3,93	11,46
				Сброс пробки									5,0		16,46
				Бур. раствор		продавка	1			15,9			4,67	4,9	21,36
2	1	1	Цементирование промежуточной колонны	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1			21-25			5,0	3,6	3,6
				Тампонаж-2		затворен	1			21,2			10,34	8,13	11,73
				Тампонаж-2		закачка				21,2			10,34	8,13	19,86
				Сброс пробки									5,0		24,86
				Бур. раствор		продавка	1			13,3			11,93	14,95	39,81
3	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	Цементный агрегат ЦА-320	закачка	1			21-25			5,0	3,6	3,6
				Тампонаж-2		затворен	1			21,2			9,0	7,08	10,68
				Тампонаж-2		закачка				21,2			9,0	7,08	17,76
				Сброс пробки									5,0		22,76
				Бур. раствор		продавка	1			13,3			8,0	10,03	32,76
						продавка	1			5,3			2,1	6,6	39,36

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 обеспечивающие требуемые режимы цементирования

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементируемых агрегатах.

Номер ко лонны в по- рядке спуска	Номер части колон ны	Номер ступе- ни це- менто- вания	Интервал от стола ротора, м		номер схе- мы обвязки цемент- ировоч- ной техники	Потребное количество ЦА										
						основных								дополнительных		
			тип	всего		В том числе для:						дополнительных				
						затво- рения	пере- мешива- ния	за качки	про- давки	ам бара	пе- зерва	ТИП	всего	в том числе ре- зерв		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	1	1	0	70	4,2	ЦА-320	3	1	-	1	1	-	-	-	-	-
2	1	1	0	300	4,2		5	1	1	1	1	-	1	-	-	-
3	1	1	0	450	4,2		5	1	1	1	1	-	1	-	-	-

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал от стола ротора, м		Потребное количество														
					смесительные машины				цементовозов				автоцистерн						
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в т.ч.		тип	всего	тамп.1	тамп.2	тип	всего	в т.ч. для доставки				
							тамп.1	тамп.2							буферной	затворения	подвочной		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
1	1	1	0	70	СМН-20	1	-	1											
2	1	1	0	300		1		1											
3	1	1	0	450		1		1											

Примечания: Доставка цемента производится цементовозами или грузовым автотранспортом (в мешках BigBag).

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники.

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество						
		Номера колонны						Суммарное на скважину
		1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ЦА-320	3	5	5				13
2	СМН-20	1	1	1				3
3	ОСР-20	-	1	1				2
4	БМ-700	-	1	1				2
5	СКЦ-3М	1	1	1				3

Примечание: По усмотрению «Заказчик» тип цементирующей техники может быть заменён на аналогичные, по качеству не уступающие данной технике.

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов.

№№ п/п	Название или шифр	ГОСТ, ост, МРТУ, МУ, и т.д. на изго- товление	Единица измерения	Потребное количество			
				Номера колонн			Суммарное на скважину
				1	2	3	
				0-70	0-300	0-450	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цемент класса G (уд.вес р-ра 1.89 г/см ³)		тонн	6,11	14,06	12,24	32,41
2	D175 Пеногаситель		л	-	12,35	10,75	23,1
3	D065 Диспергатор		кг	-	12,35	10,75	23,1
4	Понизитель фильтрации (HALAD- 23)		кг	-	99,15	86,30	185,45
5	Замедлитель схватывания (HR-		кг		37,17	32,35	69,52
6	Вода пресная		м ³	3,3	6,82	5,94	16,06

Примечание: Рекомендуется иметь 10-30% запас материалов сверх расчетного, на случай непредвиденных обстоятельств. Допускается использование химических реагентов аналогичного действия других фирм-производителей. Количество воды, цемента и химических реагентов для обработки тампонажных растворов и буферных жидкостей взято с учетом коэффициента $K = 1.1$, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены.

9.3. Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого противовыбросового оборудования.

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название оборудования	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Ко личе ство, шт.	Допустимое рабо- чее дав- ление. кгс/см ²	Масса, тс	
Номер в по- рядке спуска	название		После установ- ки	Перед вскрытием напорного горизонта					еди ни цы	сум мар ная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø324,0 мм	35	75,0		ППГ 350х21 ПУГ 350х21	ГОСТ 13862- 2003	1	210	3,0 2,7	5,7
2	Промежуточная Ø244,5 мм	-	90,0		ППГ- 230х21 ПУГ 230х21	ГОСТ 13862- 2003	1	210	1,8 2,0	3,8
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	-	115,0		ОКК2-140-168х245х324	ТУ-26-02-1146-	1	210	1,650	1,650
					АФК3-65х14	ГОСТ 13846- 2003	1	140	1,06	1,06

Примечание: Конфигурация и размеры устьевого и противовыбросового оборудования могут быть изменены при условии что номинальное давление оборудования будут равняться или превышать 14 МПа. Фактическая схема монтажа и спецификации ПВО согласовывается с контролирующими органам.

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИН.

Таблица 10.1. Газодинамическая исследование скважин (ГДИС).

Название процесса при газодинамическом исследовании скважин	Цель выполнения работы	Номера скважин
синхронизировать и установить частоту замеров на МТУ (манометр-термометре) 1 замер в минуту	-определение коэффициентов фильтрационного	№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д
проверить исправность кранов на узлах замера на устье скважины и затрубном пространстве	сопротивления.	
установить МТУ на затрубном пространстве скважины и произвести замер статического давления (не менее 10 минут).	-определение коэффициента гидравлического	
установить ДИКТ на устье скважины смонтировать манометр-термометр	сопротивления.	
Проведение исследования скважины на стационарных режимах фильтрации (прямой ход).	-определение зависимости дебита газа от	
закрывать скважину до полного восстановления статического давления с регистрацией КВД (не менее 25-30 минут).	депрессии на пласт.	
продолжить исследования обратным ходом (не менее 2 режимов)	-определение зависимости дебита газа от давления на устье.	
остановить скважину до полного восстановления статического давления с регистрацией КВД (не менее 25- 30 минут).		
Демонтировать приборы и оборудование осуществить съем данных		
проводится аналитическая и графическая обработка полученной информации с использованием специальных программных продуктов.		
Составить отчет по результатам исследования по каждой скважине индивидуально.		

Примечание: Программу и режим исследовательских работ согласовать заказчиком.

Таблица 10.2 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).

Таблица 10.2 Характеристики колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).																
Номера скважины	Номер лифтового колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонны (снизу-вверх)	Интервал установки секции по стволу, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности			
			От (верх)	До (низ)	Номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности стали)	Толщи на стенки , мм	Теоретическая масса 1		Теоретическая	с учетом		На растяжение	На избыточное давление	
												Плюсового допуска	Запаса при спуске наличии и в скважи не серовод о-рода		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д	1	1	0	450	88,9	гладкий	Д	6,5	13,2	450	5,9 4	6,0 1	-	>1.3	>1.5	>1.3

Примечание: * - Глубина установки секции кровля интервала перфорации, который намечается по результатам ГИС или согласовывается заказчиком.

Таблица 10.3 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов.

Номера скважин	Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей									
		от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м³	Плотность г/см³	пластиче- ская вяз- кость, сП	динам иче- ское на- пряжение сдвига, Па	составляющие компоненты				
									название	плот ность, г/см³	влаж ность, %	сорт	удельный рас- ход на 1 м³ раствора, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечание: Установка цементных мостов не предусматривается.

Таблица 10.4 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов.

Номера скважины	Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3	4

Таблица 10.5 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов.

Номера скважины	Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. На изготовление	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5	6

Таблица 10.6 - Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут
		I
1	2	3
Строительно-монтажные работы	-	2,00
Подготовительные работы перед испытанием объекта	ЕНВ § 2-8, 17	0,90
Шаблонирование экс. колонны скребком	ЕНВ	0,4
Спуск НКТ, ПЗР	ЕНВ § 183, 192, 209	0,5
Установка ФА	ЕНВ	0,2
Смена воды на буровой раствор	ЕНВ § 62	0,17
Перфорация продуктивного пласта, ПЗР	ЕНВ § 77, 78,79	0,44
Вызов притока и испытание объекта, газогидродинамические исследования.	ЕНВ § 77, 78,79	2,39
Всего:		7,0

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

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Номер по порядку проведения дефектоскопии бурильного инструмента	Глубина скважины при проведении операции по стволу, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых буровых 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
Промежуточная ø244,5 мм		300	60 30	СБТ-127 УБТС-203 УБТС-165,1	44 4 6	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ. переводники. калибраторы и т.д.	2,4 2,4 2,4	1.76 0,08 0,12
Эксплуатационная ø168,3 мм		450	60 30	СБТ-127 УБТС-165,1	66 12	Трубные резьбы, зона сварного шва СУБТ. переводники. калибраторы и т.д.	2,4 2,4	1.32 0,24

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина от стола ротора, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давле- ние создаваемое агре- гатом при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм време- ни	Продолжительност ь операции, час.
			Тип (шифр)	количество, шт.			
Кондуктор Ø324 мм	Кондуктор совместно с ПВО	70	ЦА-320 М*	1	75,0	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	73	ЦА-320 М*	1	4,59	ЕНВБ&112	1,53
Промежуточная Ø244,5 мм	Промежуточная колонна совместно с ПВО	300	ЦА-320 М*	1	90,0	ЕНВБ&109	1,35
	цементное кольцо и горные породы	303	ЦА-320 М*	1	19,05	ЕНВБ&112	1,53
Эксплуатационная Ø168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2-140-168х245х324	450	ЦА-320 М*	1	115,0	ЕНВБ&109	1,35
	Фонтанная арматура АФК3-65х140 с эксплуатационной колонной	450	ЦА-320 М*	1	115,0	ЕНВu&17	1,45

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

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- *грузоподъемность;*
- *монтажеспособность;*
- *экономичность эксплуатации;*
- *уровень механизации рабочих процессов;*
- *мобильность.*

Принимая во внимание вышеперечисленное, для бурения 24 эксплуатационных нагнетательных скважин глубиной 450 м., при максимальном весе бурильной колонны в воздухе 18,87 тс. и наиболее тяжелой обсадной колонны - 15,80 тс., а также исходя из наличия буровых установок у бурового подрядчика, для бурения скважин выбран буровой установки ZJ-30 с максимальной грузоподъемностью 173,5 тн со- ответственно.

Буровое оборудование скомпоновано на мобильных платформах (крупных блоках), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты платформы (крупные блоки), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты.

Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровые установки оснащены 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 вы- буренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других сква- жинах.

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)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования.

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл. св. ап. маш/час	электроды	эл.св.ап. маш/час	эл.-троды кг
32	Топливопровод линейный	0.3	м	6.5	3	1.95	0.9
32	Спускные линии	0.1	м	2.5	3	0.25	0.3
38	Задвижки	19	шт	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-		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	2	шт.	1.91	0.94	3.82	1.88
256	для запаса топлива	2	II	2.61	1	5.22	2
	Обвязка оборудования						
257	водопроводом	1	к-т	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	20	шт.	1.41	0.18	28.2	3.6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10м	4.23	2.14	4.23	2.14
41	Пожарные гидранты	2	шт	1.57	0.01	3.14	0.02
274	Контур заземления	3	КОНТ.	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

12.1.Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)
Таблица 12.1 - Объем подготовительных работ к строительству скважин (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изм.	Номер варианта подготовит.рабо т	Коли чество
1	3	4	5	7
1	Снятие верхнего слоя песка 40 см и укладка его в валы $V=100\text{м} \times 90 \times 0,4\text{м}$	100 м^3		36
2	Планировка площадки механизированным способом а)при монтаже б)при демонтаже	1000 м^3	1;-	9
3	Рытье траншей экскаватором глубиной 1м с обратной засыпкой бульдозером	100м	2	10
4	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из- под вышечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0.8м. 0,8х0,5х150м и вокруг блоков	100м	2	1,5
5	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100 м^3	2	1,76
6	Обваловка площадки ГСМ (15м х2+35мх2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100 м^3	2	1,25
7	Топливопровод. маслопровод из эл.сварных труб 050- 80мм в траншее (подача к агрегатам)	100м	2	0,9
8	Трубопровод 245-324мм для подачи бур.раствора к всасывающим линиям насосов	100м	2	0,44
9	Пожарные стояки (гидранты)	шт	2	2
10	Ящики деревянные для задвижек и гидрантов гл.до 1м	шт	2	4
11	Установка вентилей 50-80 мм на топливopровод, маслопровод (подающий)	шт	2	4
12	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	2	4
13	Установка емкости на концах отводов ПВО	100 м^3	2	2
14	Установка полукруглых емкостей $V=50+40 \text{ м}^3$ для шлама	Ем кость	2	2
15	Рытье и засыпка амбаров с перемещением грунта на 30м	100 м^3	1	8,80

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодизических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер сква- жины	Количество скважин
1	2	3	4
<i>Положение №11</i>			
1	<i>Рекогносцировка участка работ</i>	<i>№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д</i>	24
2	<i>Заготовка вех и кольев</i>		
3	<i>Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположе- ния скважины</i>		
4	<i>Определение координат устья скважины методом теодолитного хода</i>		
5	<i>Определение координат устья скважины методом технического нивелирования</i>		
6	<i>Определение азимута</i>		
7	<i>Ведение полевой документации</i>		
8	<i>Камеральная обработка материалов</i>		
9	<i>Переезды на участке работ</i>		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо-геодизических работы производятся «Подрядчиком».

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодизических 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	№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, 251Д, 242Д, 248Д	24
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности ния скважины		
4	Определение координат устья скважины методом хода		
5	Определение координат устья скважины методом нивелирования		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

Примечание: Перечисленные в таблице 12.2 топографо-геодизических работы производятся «Подрядчиком».

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ.

Номер варианта	Номер расценки по БРБР или разовая		Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное, передвижка до 5м, на 15-20м, на 40-50м, без передвижки с наклоном вышки
	первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7
1/2	1	2	№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д,	ZJ-30.	две	первичный/повторный

Таблица 12.4 – Объемы работы по монтажу бурового и силового оборудования (буровая установка ZJ-30)

№.№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и Т.Д.)		Единица измерения	Номер варианта	Кол-во	Примечание
		первичный	повторный				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ-30" Грузоподъемность -173,5 т Привод буровой установки - ДВС Дизель "PZ12V190B". N=794 кВт -2шт. Дизель-генератор "TAD 1242 GEN". N=398 кВт Дизельный двигатель «CAT 3406» N=343 кВт			к-т шт к-т к-т		1 2 1 2	
1	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:						
1.1	Вышка буровая "JJ 170", г/п 173,5т, высота 36 м с лифт-люлькой	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2		
1.2	Кронблок "YG", г/п 173.5 т	-"		-"	1		в комплекте
1.3	Талевый блок "YC 173.5", г/п 173.5 т	-"		-"	-"		-"
1.4	Крюк тип "7", г/п 173.5 тн	-"		-"	-"		-"
1.5	Вертлюг "SL250", г/п 250.0 т, рабочее давление 35,0 МПа	-"		-"	-"		-"
1.6	Балкон верхового рабочего	-"		-"	-"		-"
1.7	Устройство быстрой эвакуации верхового рабочего	узел	узел	-"	-"		-"
1.8	Ротор "ZP 275", г/п 459 т	агр.	кр. бл.	-"	-"		-"
1.9	Система передачи (трансмиссия)			-"	1;2		-"
1.10	Привод ротора - карданный			-"	-"		-"
1.11	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером ZQ-ЮО	агр.	агр.	-"	-"		-"
1.12	Пульт бурильщика "ИБЭ-50"	агр.	кр. бл.	-"	-"		-"
1.12.1	Индикатор веса на крюке	-"		-"			-"
1.12.2	Индикатор числа оборотов ротора	-"		-"	-"		-"
1.12.3	Индикатор крутящего момента на роторе	-"		-"	-"		-"
1.12.4	Индикатор давления на стояке	-"		-"	-"		-"
1.12.5	Индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"	-"		-"
1.12.6	Счетчик числа ходов бурового насоса	-"		-"	-"		-"
1.12.7	Индикатор расхода бурового раствора	-"		-"	-"		-"
1.12.8	Регистратор объема бурового раствора	-"		-"	-"		-"
1.12.9	Регистратор механической скорости проходки	-"		-"	-"		-"
1.12.1	Индикатор давления в пневмосистеме	-"		-"	-"		-"
1.12.1	Индикатор глубины скважины	агр.		-"	-"		-"

12.4.1 Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
1.13	Датчики веса, числа оборотов ротора, крутящего момента на роторе, давления на стояке, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	агр.	агр.	к-т	1; 2	1	
1.14	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (стационарный датчик H ₂ S, дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)			-"	!!	1	
1.15	Станция контроля параметров бурения (по требованию Заказчика)			-"	!!	1	
1.16	Стояк Ø114.0 мм на макс.рабочее давление 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	узел	узел	-"	!!	1	
1.17	Подсвечник для бурильных труб	агр.		-"	1	1	в комплекте
1.18	Шурф для квадрата	-"		-"	1; 2	1	
1.19	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	-"		-"	-"	1	
1.20	Лебедка "JC750 SN", N = 560 кВт, тип привода механический	-"	кр. бл.	-"	-"	1	
1.20.1	Основной тормоз (ленточный)	-"		-"		1	в комплекте
1.20.2	Вспомогательный тормоз WCB 324 DB (электромагнитный)	-"		-"	-"	1	
1.20.3	Талевый канат 35мм	-"		-"	-"	1	
1.20.4	Тартальный барабан	-"		-"	-"	1	
1.20.5	Предохранитель кронблока (тросовый, пневматический)	-"		-"	-"	1	
1.21	Лебедка пневматическая "YUG4-50-100-16ZP" и "YUG3-30-80-14ZP"	-"	агр.	-"	-"	2	
1.22	Гидроустановка (гидротрансформатор)	-"		-"	-"	3	
1.23	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната	-"		-"	-"	1	
1.24	Металлические полы рабочей площадки	-"		-"	1	1	в комплекте
1.25	Основание буровой "ZT 250/5-Z", 8м х 6м х 5.5 м	кр. бл.	кр. бл.	-"		1	
2	Энергетический блок, в том числе:						
2.1	Дизель "CAT 3406", N=343 кВт - 2кт.	м.бл.	м.бл.	-"	1; 2	2	
2.2	Дизель-генератор "TAD 1242 GEN ", N=398 кВт	м.бл.	м.бл.	-"	-"	2	
2.3	Консольный поворотный кран з/п 3 т	-"	-"	-"	-"	2	
2.4	Электрическая подстанция ZJ-30	-"	-"	-"	-"	1	
3	Воздушный компрессор "LGFD-6/10-X" с электродвигателем N=55 кВт	-"	-"	11	-"	2	
4	Воздухосборник GB150 объемом 3,5 м ³ , рабочее давление 1,0 МПа	-"	-"	-"	-"	2	
5	Циркуляционная система, в том числе:						
5.1	Насос " 3NB-1000 C", N = 735 кВт трехплунжерный,	м.бл.	м.бл.	K-T	1;2	2	
5.2	Всасывающая линия низкого давления бур. раствора буровых насосов Ø 305 мм	узел	узел	-"	-"	2	

12.4.2 Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
5.3	Задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø 305 мм	агр.	агр.	-"-	-"-	4	
5.4	Буровой рукав 4SP-102 x 350 0101,6 мм, 350 кгс/см ² длиной 18 м для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления			-"-	-"-	2	
5.5	Задвижки высокого давления Ø 100 мм на манифольде буровых насосов			-"-	-"-	4	
5.6	Выкидная линия бурового раствора Ø 406 мм (скважина - выбросито)	узел	узел		-"-	1	
5.7	Ёмкость для бурового раствора "D 37", V=37 м ³	м.бл.	м.бл.	шт.	-"-	4	
5.8	Ёмкость для запаса бурового раствора: V=50 м ³				-"-	2	
5.9	Ёмкость для сбора отходов бурения и бытовых отходов V=40 м ³				-"-	2	
5.10	Ёмкость долинная V=7.3 м ³ с центробежным насосом с электроприводом N=15 кВт				-"-	1	
5.11	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	шт.	1;2	8	
6	Система очистки бурового раствора:						
6.1	Выбросито "ZY N8" (одинарное) с электроприводом	агр.		к-т		3	в комплекте
6.2	Пескоотделитель "CSCN250/125с" с центробежным насосом 6х8 и электроприводом N=55 кВт					1	
6.3	Илоотделитель "LCN 100x10/1,5x0,6" с центробежным насосом 6х8 и электроприводом N=55 кВт			-"-	1	1	
6.4	Вакуумный дегазатор ZCQ V ₄ с центробежным насосом с электроприводом к нему N=55 кВт			-"-		1	
6.5	Центрифуга "LW 450*842NA" с центробежным насосом и электроприводом к нему N=25 кВт		м. бл.	-"-	1; 2	1	
7	Система приготовления бурового раствора:			-"-			
7.1	Гидроворонка на емкости 18 м ³	агр.	агр.	-"-	-"-	1	
7.2	Центробежный насос с электроприводом "6х8", N=55 кВт			-"-	-"-	2	
7.3	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора в модуле			-"-	-"-	1	
7.4	Шламмовый насос с электроприводом к нему N=5.5 кВт			-"-	-"-	1	
7.5	Ёмкость для химреагентов, V=1,5 м ³ с обвязкой и мех. перемешивателем N=7,5 кВт и для приготовления бурового раствора V=18 м ³	м. бл.	м. бл.	к-т	1; 2	1/1	
8	Ёмкость для дизтоплива V=20 м ³ и 30 м ³ с 3,5 м ³ расходной емкостью и 2 центробежными насосами и электроприводом к ним			-"-		2/1	
9	Ёмкость для масла секционная, V=1,5 м ³			-"-	-"-	1	
10	Ёмкость для воды V=12 м ³ и 60 м ³ с 2 центробежными насосами и электроприводами к ним			-"-	-"-	2	
11	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"-	-"-	4	

12.4.3 Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
12	Насос с электроприводом к нему N=55 кВт для подачи воды	м. бл.	м. бл.	-"	-"	3	
13	Противовыбросовое оборудование:			-"			
13.1	Превентор универсальный "ВХ-9 х 350S" 230 мм.на 350 атм	агр.	агр.	-"		1	
13.2	Превентор двухплащечный "ХДУ 9" х 700" 230 мм на 350 атм с трубными и глухими плашками	агр.	агр.				
13.3	Буровая катушка ХДУ 9" х 700 атм 0230 мм						
13.4	Блок глушения Ø65 мм на 700 атм			-"	-"		
13.5	Дистанционная система управления ПВО "СН6V-70"			-"	-"		
13.6	Блок дросселирования 80 мм на 700 атм			-"	-"		
13.7	Гидроаккумулятор			-"	-"		
13.8	Выкидная линия глушения и дросселирования 0 73 мм 70 атм	узел	узел	-"	-"	2	
13.9	Линии управления превентором на рабочее давление 350 атм 20 мм			-"	-"	20	
13.10	Емкость V=50 м³ на концах отводов ПВО	м. бл.	м. бл.	-"	-"	2	
14	Сепаратор бурового раствора и газа (дегазатор Poorboy) объемом 2 м³ с обвязкой			-"	-"		
15	Приемный мост металлический горизонтальный	м. бл.	м. бл.	-"	-"		
16	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"		
17	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-"	-"	-"	-"		
18	Инструментальная площадка	-"	-"	-"	-"		
19	Котел ПКН-2М	-"	-"	-"	-"		
20	Емкость V=20 м³ для воды с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой	-"	-"	-"	-"	2	
21	Топливная емкость V=4 м³ для питания котла ПКН-2М с центробежным насосом и электроприводом к нему N=7,5 кВт с обвязкой	-"	-"	-"	-"	2	
22	Обвязка оборудования коммуникациями:	-"	-"				
22.1	Водопроводы	-"	-"	-"	-"		
22.2	Топливопроводы	-"	-"	-"	-"		
22.3	Воздухопроводы	-"	-"	-"	-"		
22.4	Паропроводы	-"	-"	-"	-"		
23	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	к-т	1; 2		
24	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	агр.	агр.	к-т	1;2		
25	Электромонтаж оборудования			-"	-"		
26	Электроосвещение буровой установки			-"	-"		
27	Контур заземления			к-тур	-"		
28	Опрессовка обвязки буровых насосов			агр/оп	-"		

12.2.4 Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8
29	Центрирование вышки в процессе бурения	опер.	опер.	вышка	-"		
30	Система двухсторонней связи						
31	Спутниковый телефон						

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 - Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и превышенных сооружений для оборудования буровой установки

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами	площадка	1;2	1
3	Монтаж помещения для бурового мастера	к-т	1;2	1
4	Монтаж помещения для смены одежды	к-т	1;2	1
5	Монтаж помещения для столовой	к-т	1;2	1
6	Электромонтаж помещения (вагончиков)	к-т	1;2	1
7	Лестницы на буровой установке согласно схеме: — для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста; — для прохода с прием-платформы на поверхность земли; — для прохода с рабочей площадки на циркуляционную систему; — для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли; — для прохода с рабочей площадки на платформу	лестница лестница лестница лестница лестница	1;2 1;2 1;2 1;2 1;2	1 1 1 2 2
6	Металлический контейнер (склад) для бентонита и химреагентов для обработки бурового раствора 6м*3м*2.5м	контейнер	1;2	1
9	Бетонные блоки (через 10 м) для крепления манифольда насоса, линии ПВО (20м+30м+30м): 10	стойка	1;2	8
10	Устройство шахты 2мх2м*1,5м без установки направления с облицовкой дна и бетоном	шахта	1;2	1
11	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяжка	1;2	4

Примечание: *- Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.

Таблица 12.6 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Фундамент бутобетонный под: вышечный, силовой, насосный блоки	м ³	1;2	43
2	Основание из 50% бурильных труб 127-140мм под вышечно-агрегатный	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 127-140мм	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	тн	- « -	31,95
8	Бетонирование площадок под:			
8.1	Вышечным блоком (12х12х0,1м)	м ⁵	- « -	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) х 0,05м	-« -	- « -	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	м ³	- « -	97,3

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

Таблица 12.7 - Объемы работ при использовании специальной установки «УПА-60/80», для испытания скважины.

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1;2	1	
2	Конденсатосборник с обвязкой трубопроводом	-"	-"	1	
3	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	-"	-"	100	
4	Емкость 50 м3 для накопления и временного хранения пластовых	шт.	-"	3*50 м ³	
5	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	-"	3	
6	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1	
7	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	1;2	15	
8	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х	контур	-"	1	
9	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6	
10	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1	
11	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15мх15х1м	100 м ³	-"	0,345	
12	Агрегат УПА-60/80	к-т	-"	1	
13	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт.	-"	4	
14	Дизельгенератор Teksan N=37 кВт	к-т	-"	1	
15	Прожектор	-"	-"	4	
16	Трапные установки высокого и низкого давлений	-"	-"	1/1	
17	Выкидная линия 73мм.для отработки скважины	м.	-"	50	
18	Задвижки д.-80 мм высокого давления на линиях	шт.	-"	4	
19	Емкость для накопления и временного хранения пластовых флюидов	-"	-"	3*50 м ³	
20	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	-"	-"	1	
21	Замерная емкость 10 м3	шт.	-"	1	
22	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х	контур	-"	1	
23	Фундамент из ж/б плит 6м х2м 0,2м под емкости	-"	-"	6	
24	Фундамент ж/б плит под ц/б насос 3м х 2м х 0,2м	-"	-"	1	
25	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15мх15х1м	100 м ³	II	0,345	

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважин

Номер скважины	Продолжительность цикла строительства				
	Всего	в том числе			
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и испытание (с учетом испытания в открытом стволе)	испытание в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6
№ 206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д, 186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д,	32,0	3,0	2,0 (согласно ВСН)	20,0	7,0

Примечание: Продолжительность бурения скважины включает в себя.

675,0 - проектная скорость бурения, м/ст.мес $T_{\text{бур}} = (450 \cdot 30) / 675,0 = 20,0$ сут.

$T_{\text{бур}}$ - продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совместным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	0,5	0	10		0,5	
2	Кондуктор	1,0	10	70		2,0	
3	Промежуточная	2,0	70	300	-	3,0	-
4	Эксплуатационная	2,0	300	450	-	9,0	
	Всего	5,5				14,5	

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

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации.

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Шиф р	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 НИТ.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	1к-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	1шт.
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 монентомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту
23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Патрубки подъемные по диаметрам УБТ	БУ	2 к-т

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
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 промыслового 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	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	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	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	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 промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
45	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
46	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1шт.
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 скважин	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	компрес сор	1 к-т
57	поклажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т

продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съемные упоры и др.)	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора	электро сварочный трансф.	1 шт.
61	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы «Дрэгер»	БУ	1 к-т на раб.
62	Аппарат искусственного дыхания	БУ	1 шт.
63	Аварийное освещение (аккумуляторные)	БУ	2 к-т
64	Светильник переносной во взрывозащищенном исполнении напряжением	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	Количество 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
7	Газоанализаторы со звуковой сигнализацией в случае превышения ПДК	Импортные	К-т

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 изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	<i>Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)</i>	<i>ст.АНИ</i>	1
2	<i>Электронная почта, радиостанция и сотовый связь</i>	<i>ст.АНИ</i>	1
3	<i>Система связи станциями, расположенными: у представителя Заказчика, бурового мастера, инженера по буровым растворам, у пульта бурильщика, у пульта ПВО, на виброситах, на буровых насосах, объекте перемешивания бурового раствора</i>		<i>Один стационарный блок</i>

15. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ТЕХНИКА

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

Основные требования и мероприятия (ссылкой на действующие документы)	
1	2
1)	<i>Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» и Технический регламент «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями»</i> <i>а) методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»);</i> <i>б) план по безопасному ведению буровых работ;</i> <i>в) борьба с загрязнением окружающей среды;</i> <i>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;</i> <i>д) первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание;</i> <i>е) хранение легковоспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.;</i> <i>ж) мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.</i>
2)	<i>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.</i>
3)	<i>Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.</i>
4)	<i>В каждой смене должен быть ответственный за противопожарную безопасность. Этот человек несет ответственность за текущий инструктаж всех членов смены и за средствами пожаротушения.</i> <i>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.</i>
5)	<i>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.</i> <i>В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей.</i> <i>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.</i> <i>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.</i>
6)	<i>Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100°C ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.</i> <i>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.</i> <i>Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо</i>

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:

«Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»;

Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94;

Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94;

Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94;

Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94;

Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;

Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;

Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94;

Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин;

Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении;

Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;

План ликвидации возможных аварий при ГНВП;

Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;

Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;

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

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	При принятии проектных решений взяты санитарные правила и нормы: СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», утвержденный Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.
2	Согласно «Санитарно-эпидемиологическим требованиям к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» утв от 28.02.2016 г, для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиена труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами индивидуальной защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.
3	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профзаболеваний 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 регламентирована «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.
4	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов, альдегидов в воздухе рабочей зоны и в соответствии с каталогом “Промышленные противогазы и распылаторы” члены буровой бригады опробования скважин 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 -26000 мг/м ³ (по бензолу).
5	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации, и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации.
6	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятия нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНИП П-4-79» «Естественное освещение. Нормы проектирования», «Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий», «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ-76), «Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон», Использование, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.
7	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, нормы освещенности которых представлены в таблице 15.3. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается, для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания, для освещения производственных помещений, проездов, следует также применять газоразрядные источники света. Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высота помещения.

1	2
	В помещениях, на открытых площадках, где могут быть по условиям технологического процесса образовываться взрыво и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категорий взрыво и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
8	Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 15.5 за исключением помещений, для которых показатель ослепленности не ограничен. Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхнего рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники 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 производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
9	В соответствии с СНИП-2-82 «Вспомогательные здания и помещения промышленных предприятий» и РД 39-22-719-82 «Нормативы санитарно-бытовых оснащения бригад, занятых бурением и ремонтом скважин», строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтовоэкспедиционном методе организации труда быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.5. Рабочие должны быть обеспечены горячим питанием, с не регламентированным обеденным перерывом для работающих расстояние до столовой не должно превышать 75 метров. При доставке горячего питания на объекты, должны быть организованы пункты приема пищи. Условия доставки и условия в пунктах приема пищи согласовываются с государственными органами санитарно - эпидемиологической службы. В комплексе обустройства буровой установки должна быть оборудована столовая (вагон - столовая).

Примечание: При строительстве проектируемых проектных скважин необходимо соблюдать санитарные правила и нормы указанные в таблице 15.2. пункте 1.

Таблица 15.3 - Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется ос- вещенность	Плоскость формирования освещенности: Г-горизон- тальная; В- верти- кальная	Разряд и подразряд зри- тельной работы	Рабочее освещение		Показатель ослепленности не более, %	Аварий- ность освеще- ние, лк
					Освещенность, лк			
					при лампах нака- ли- вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура. пульт и щит с измерительной аппаратурой	Шкала приборов. кнопки управления	Г.В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г.В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV з	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,	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебедочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещенность установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебедка	барабан	В	X	30	30		
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	челюсть	В	VIIIa	30	75		
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		
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных работ	Механизм захвата	Г	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15	Элеватор на уровне площадки рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, установки свеч	B	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	B	Villa	30	75		
19	Растворопровод (желобная	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
20	Глиномешалка. смеситель, то, пескоотделитель	Рабочая поверхность	B	Villa	30	75		
21	Емкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	B	VIIIВ	20	50		
22	Насосное помещение. Воздушный пенсатор бурового насоса	Лиафпагменный	B	VI	75	150	Во время см.разделите	5
23	Дизельное помещение (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от стола	Г	VI	50	100		5
24	Противовибросовое оборудование. Превентор. штурвал. дистанционное управление	Превентор, штурвал	B	Villa	30	75		
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы	Пульт	B	Ivr	75	100		10
26	Цементировочная головка повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	B	X	50	50		
27	Мерный бак цементировочного агрегата. бочек для цементного	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
28	Место заряджения прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место заряджения	Г	Vr	75	100		
29	Капотажный подъемник Путь движения геофизического от капотажного подъемника до ланса; от подвесного ролика до устья	Барабан. пульт, кабины машиниста Кабель	 Г B Г	 X XI	 30 50 10	 30 50 10	Освещенность экспериментально	

Продолжение таблицы 15.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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 от пола	Г		75	75	Освещенность установлена эксперимен- тально	
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля. пол	Г	XI	10	10		
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля. пол мостков	Г		2	2		

Таблица 15.4 - 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	комплект	Ротор. желобной системе. вибросит. насосном помещении (2 штуки), у приемных емкостей (2 штуки), Помещение отдыха персонала

Таблица 15.5 - Санитарно-бытовые помещения.

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

Примечание: 1. Допускается замена типов и количество санитарно-бытовых помещений зарубежными аналогами.

2. На период в/строения, бурения, крепления, освоения 1 объекта - одинаковое количество вагон-домиков.

Таблица 15.6 - Первичные средства пожаротушения

№ n/n	Наименование	ГОСТ. ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители 25 кг ОПУ-Ю		4	Порошковые
2	Огнетушители 6 кг ОПУ-4		10	Порошковые
3	Огнетушители 5 кг ОВП-Ю		10	Пенные
4	Огнетушители 5 кг ОУ-5		10	Углекислотные
5	Ящики с песком вместимостью 0,5		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: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементного растворов.
6. Осложнения связанные с межколонными давлениями.

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

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

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
2.	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.	2.1. Знать зоны осложнений.
		2.2. Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.	2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.	
		2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.	2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в баширак колонны.
		2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.		2.4. Параметры раствора под держивать 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 буровой колонны включать ясы необходимого размера		

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
3.	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.	3.1. Определить место заклинки.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
		3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.
		3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.
		3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
			3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	
4.	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.	4.1. Определить место прихвата.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску.
		4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок.	4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.		4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.
				4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.
			4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	
			4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.
			4.5. Продолжить спуск колонны.	4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера
			4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика	
5.	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы.
		5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб.	5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать ручную.
		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.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук".	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.
		6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).	6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с 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.	Нефтегазоводопроявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.
		8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.	8.2. Установить обратный клапан под квадрат.	8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.

продолжение таблицы 16.1

1	2	3	4	5
		8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.	8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.	8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.
		8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.	8.4. Приступить к вымыву разгазирова- ванного 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 не-обходимую плотность раствора для за- давки 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 пункта 280 Требований [51		
		8.10. Параметры раствора необходимо вы- равнивать 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.		

окончание таблицы 16.1

1	2	3	4	5
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.
		9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных Требованию промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.	9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и Т.д.)	9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.
		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.
		9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.		
		9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.		
		9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.		
		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		
10.	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.
		10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл".	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: стравливание давления; смену колонной головки; ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики.
		10.3. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.		
		10.4. Применять колонные головки, исключаяющие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

16.1 Мероприятия по защите людей в случае возникновения аварийных ситуаций.

Сложные аварии в скважине должны ликвидироваться по утвержденному плану и под непосредственным руководством инженера или мастера по сложным работам. До начала ликвидации аварии, т.е. расхаживания прихваченного в скважине инструмента при бурении, а также при подземном и капитальном ремонте скважин следует:

а) проверить исправность вышки или мачты, оттяжек, талевой системы, лебедки, индикатора веса и инструменты;

б) удалить из буровой или от станка на расстояние, превышающее высоту вышки (мачты) не менее чем на 10 м, всех рабочих, за исключением бурильщика (оператора) и дизелиста (тракториста).

17. Спецификация договора

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель директора
УМГ «Актобе»
Ахметов К.С.
« » 2021г

Техническая спецификация

Бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин-дублеров участка
Жаманкоянжулак ПХГ «Бозой» с разработкой ПСД.

1. Предмет работ

Бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин на ПХГ "Бозой" с разработкой проектно-сметной документации (ПСД).

2. Обоснование производства работ

Согласно рекомендации ООО «Газпром ВНИИГАЗ» осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией подземного хранилища газа (ПХГ) «Бозой», (3 этап отчета договор № 133-01-17R 29.12.2017г «Оценка возможности увеличения объемов хранения газа и повышения эффективности ПХГ «Бозой»»). При циклическом режиме эксплуатаций ПХГ Жаманкоянжулак в соответствии технологической схемой необходимо увеличить эксплуатационный фонд скважин до 235-245 единиц. Для оздоровления фонда скважин и увеличения суточной производительности ПХГ по отбору и закачке газа, а также выхода ПХГ на проектную мощность, необходимо осуществить на ПХГ «Бозой» бурение 24-х эксплуатационных скважин. Пробуренные 24 эксплуатационные скважины необходимо подключить к действующим шлейфам сборных пунктов участка «Жаманкоянжулак» ПХГ «Бозой».

3. Определения и сокращения

АКШ (АКВ) – акустический каротаж широкополостный.
АСУТП – автоматическая система управления технологическими процессами.
АКЦ – акустический каротаж цемента.
АКВ – акустический каротаж волновой.
БКЗ – боковое каротажное зондирование.
БК – боковой каротаж.
БМК – боковой микрокаротаж.
ГИС – геофизические исследования скважин
ГДИ – газодинамические исследования
ГТИ – геолого-технические исследования
ГГК-П – гамма-гамма каротаж плотностной.
ГК - гамма-каротаж.
ГТН – геолого-технический наряд.
ИК – индукционный каротаж.
КС (А2МО,5N) – метод кажущихся сопротивлений.
КИП - контрольно-измерительные приборы.
ЛПУ – линейно-производственное управление.
ЛМ - локатор муфт колонн.
МК – микрокаротаж.
МИД – магнитноимпульсный дефектоскоп.
МКВ – микрокавернометрия.
НКТ – насосно – компрессорные трубы
НГК - нейтронный гамма-каротаж.
НК - нейтронный каротаж.

ПХГ - подземное хранилище газа.
ПЗП – призабойная зона пласта.
ПФБ – противофонтанная безопасность.
ПЖ – промывочная жидкость.
ПНР – пусконаладочные работы.
ПТС – профиломер трубный скважинный.
ПС – потенциал собственной поляризации.
СГДТ – гамма-плотномер-толщиномер скважинный.
Т – термометрия.
ФКД – фазокорреляционные диаграммы.
ФЕС – фильтрационно – емкостные свойства.
ЭХЗ – электро-химическая защита.
ЭМДС – электромагнитная дефектоскопия.
2ННК - двухзондовый нейтрон-нейтронный каротаж.

4. Полное описание и требуемые технические и качественные характеристики закупаемых работ:

4.1. Состав проектируемых и планируемых к строительству сооружений.

4.1.1. ПСД на бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин на ПХГ «Бозой».

- Подземное оборудование скважины (обсадные колоны, НКТ, фильтр).
- Наземное оборудование скважины (колонная головка, фонтанная арматура).
- Устьевая обвязка, регулирующий штуцер, обратные клапана, КИП, продувочная линия, площадка для обслуживания скважины, площадка установки специальной техники при ремонте, периметральное ограждения и подключение существующим шлейфам.

Проектные решения должны обеспечивать безопасное проведение ремонтных и исследовательских работ, замер давления и температуры при эксплуатации.

4.2. Общие требования по разработке проекта.

Все предлагаемые в проекте материалы, оборудования и выполняемые работы должны соответствовать действующим ТУ и ГОСТам, нормативным документам. Гарантийные требования осуществляются в рамках законодательства РК;

Выбор оборудования при проектировании согласовать с Заказчиком;

Структура и состав проекта должна включать следующие разделы:

- Общая пояснительная записка.
- Технологические и технические решения;
- Порядок организации работ;
- Мероприятия по охране недр, окружающей среды и обеспечению промышленной безопасности, с разработкой деклараций по промышленной безопасности.
- Сметный расчет, в соответствии с «Порядком определения сметной стоимости строительства РК СН РК 8.02-02-2002».

Рабочие проекты должны получить согласование ООО «Газпром ВНИИГАЗ», осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ «Бозой», кроме того необходимо проведение ГИС, противофонтанных мероприятий осуществляющиеся специализированной организацией при буровых работах. Затраты на проведение указанных выше работ необходимо отнести на счет организации производящей буровые работы.

Все производимые работы должны соответствовать требованиям последних принятых стандартов, правил, законодательных и нормативных документов Республики Казахстан. Получить на проекты необходимые положительные заключения экспертных организаций, государственных надзорных и контролирующих органов.

4.3. Бурение скважин.

4.3.1. Описание геологического строения ПХГ.

На ПХГ «Бозой» продуктивный горизонт залегает в кровле алевроито – глинистых отложений кумской свиты. Вышележащие образования белоглинской свиты совместно с породами нижнего олигоцена служат покрывкой для залежи. Горизонт состоит из двух пачек (I и II), представленных чередованием пластов разнотернистых песков, песчаников (толщиной 1-27 м), алевроитистых глин и алевролитов. Продуктивные пачки разделены прослоями глин толщиной 10-19 м. Открытая пористость коллекторов 27,5 – 37%, проницаемость 0,169 – 0,725 мкм².

Верхняя продуктивная пачка является основным газосодержащим объектом поднятия Жаманкоянжулак. Эффективная толщина порового коллектора – 2,7-9,7 м. Пластовые давление и температура в пределах поднятий Жаманкоянжулак и Жаксыкоянжулак в пачках I и II находятся в пределах соответственно 3,41 – 2,24 МПа и 250С.

Продуктивный пласт – коллектор залегает на глубинах 300-400 м и приурочен к верхней части кумских отложений верхнего эоцена. Литологически горизонт представлен алевроитами, часто чередующимися с алевроитовыми глинами, встречаются прослои алевролитов, а в кровельной части – мелкозернистого песчаника. Общая толщина I пачки на площади Жаманкоянжулак достигает 28 м, эффективная – 2,9-15,6м.

4.3.2. Требования конструкции скважин.

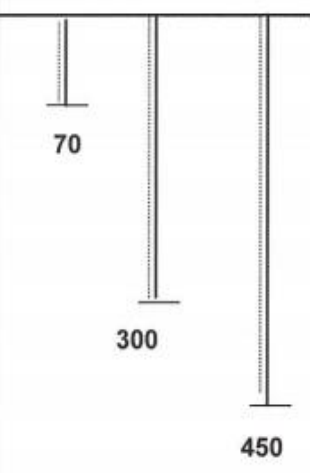
Глубина установки башмака НКТ с установкой перо или воронки принимается по согласованию заказчика по результатам каротажа.

В проекте предусмотреть глухая колонна с перфорацией кумского горизонта.

Скважины оборудуются НКТ Ø 89 мм, которые спускаются в кровлю пласта-коллектора.

Конструкции скважин и интервалы вскрытия пласта-коллектора согласовать с Заказчиком и с организаций, осуществляющей авторский надзор за эксплуатацией ПХГ «Бозой».

Конструкцию скважин

324	244,5	168,3
		
1. Профиль скважины – вертикальная. 2. Направление Ø 324 x 70 м. 3. Кондуктор Ø244,5 x 300 м. 4. Эксплуатационная колонна Ø168,3 x 450м спускается до подошвы пласта – коллектора. 5. Лифт (НКТ) Ø 89x5мм. Примечание: Типы труб (толщина стенки, группа прочности рассчитываются в проекте)		

Глубину спуска кондуктора выбрать из расчета перекрытия контрольного горизонта.

Глубины спуска колонн обосновываются проектом и должна корректироваться службой ПХГ «Бозой» с учетом фактических геолого-технических условий в зависимости от места расположения скважины на структуре.

Проектные решения должны решать вопросы:

- обеспечение герметичности скважинной крепи;
- сохранение первоначальных ФЭС продуктивного пласта;
- обеспечение максимальной долговечности и высокой эксплуатационной надежности скважинного и внутрискважинного оборудования.

Для этого конструкция скважины должна отвечать следующим основным требованиям:

- обеспечение возможности достижения проектной глубины и решения технологических и геологических задач в процессе бурения;
- использование обсадных колонн оптимального диаметра для перекрытия зон возможных осложнений и достижения проектной глубины с учетом существовавшей практики бурения, принятой технологической схемы эксплуатации ПХГ для достижения запроектированных режимов закачки - отбора газа при длительной эксплуатации скважин;
- предупреждение интенсивного механического износа внутренней части обсадных колонн;
- наличие возможности создания значительных по абсолютным величинам избыточных внутренних давлений в закрепленной части ствола скважины для борьбы с возникающими газоводонефтепроявлениями или при ожидаемом вскрытии пластов с период максимальных давлений в ПХГ;
- исключение затрубных проявлений и межпластовых перетоков;
- обеспечение прочности конструкции в сочетании с качественным креплением обсадных колонн и созданием надёжного цементного кольца за ними;
- применение современных методов испытания, освоения и ремонта скважин;
- обеспечить возможность применения современных методов заканчивания, освоения, ремонта, надёжной консервации и ликвидации скважин подземного хранилища газа;
- конструкция должна быть экономичной и обеспечить охрану недр в период строительства и эксплуатации скважины;
- конструкция устья скважины должна обеспечить возможность и условия опрессовок межколонных пространств
- конструкция скважин должна проектироваться на основании анализа литологических особенностей горных пород, совмещенного графика давлений, анализа ожидаемых осложнений в скважинах с учетом требований "Правил охраны недр" ПБ 07-601-03 , "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" ПБ 08-624-03, нормативных документов и опыта строительства скважин в аналогичных геологических условиях;
- согласно «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважины должны определяться количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород.
- анализ горно-геологических условий бурения должен осуществляться по графику совмещенных давлений поинтервально сверху вниз, зоны совместимых условий бурения являются зонами крепления скважины обсадными колоннами.

Пластовые флюиды ПХГ «Бозой» (вода, газ) не являются агрессивными. Поэтому в проекте предусмотреть обсадные колонны с высокогерметичными (газоплотными) резьбовыми соединениями только для эксплуатационной колонны. Свинчивание резьбовых соединений должно быть обеспечено с требуемым и контролируемым крутящим моментом.

Количество и интервал установки центраторов может быть откорректирован по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования колонны не менее 90%.

Допускается использование технологической оснастки импортного производства при условии соответствия требованиям API.

4.3.3. Рекомендуемый комплекс исследований в процессе бурения и заканчивания скважин.

В проекте необходимо отразить комплекс исследований, который должен быть проведен в процессе бурения. Комплекс исследований состоит из:

комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) при бурении и КРС;

комплекса газодинамических исследований.

С целью изучения геологического разреза в проект должен быть включен рекомендуемый

комплекс ГИС.

Структура комплекса ГИС:

1. Комплекс ГИС для решения задач бурения;

2. Проведение ГТИ (таблица 2.).

Таблица 2. Комплекс исследований при бурении скважин на не минерализованной промывочной жидкости

№ п/п	Цель исследований	Интервал (м)	Методы ГИРС	Масштаб исследований
1	2	3	4	5
1.	Сопровождение бурения	По всему стволу скважины	Геолого - технологические исследования	Общие исследования
1.1.	Исследования бурового раствора, шлама для решения геологических задач.	По всему стволу скважины	- описание и фракционный анализ шлама; - люминисцентный анализ шлама, бурового раствора; - определение объемного и суммарного газосодержания бурового раствора; - периодическая термовакuumная дегазация проб раствора и шлама.	
1.2.	Измерение и определение технологических параметров бурения	По всему стволу скважины	- глубина скважины и скорость проходки; - вес на крюке и нагрузка на долото; - Рвх, число ходов насоса; расход или поток ПЖ; уровень и объем ПЖ в емкостях: плотность и температура ПЖ на входе и выходе; скорость вращения и крутящий момент на роторе; скорость спуска и подъема бурового инструмента.	
2.	Бурение под направление Дд = 394 мм, dk = 324 мм			
2.1.	Изучение геологии верхней части разреза	~ 0 - ~70	ПС, КС (А2МО, 5N), ГК, НК, профилометрия	Общие исследования 1: 500
3.	Бурение под кондуктор бурильной головкой Ø 295,3 мм, dk = 244,5 мм			
3.1.	Детальное геологическое изучение разреза, в том числе нового контрольного горизонта	~ 70 - ~300	ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, БМК+МКВ, профилометрия, резистивиметрия, ГК, НГК (2ННК), АКШ (АКВ), ГГК-П	Детальные исследования 1:200
3.2.	Перед спуском колонны для определения состояния открытого ствола и объема затрубья	0 -(~300)	Профилометрия, инклинометрия	Общие исследования 1: 500

Для приготовления и обработки бурового раствора могут быть использованы аналоги химические реагенты не ухудшающие свойства бурового раствора. В случае утяжеления бурового раствора применяется мел CaCO_3 10-15%.

4.3.5. Комплекс газодинамических исследований.

ГДИ выполняются после освоения пласта-коллектора (объекта хранения газа). Основными исходными данными в процессе проведения ГДИ являются изменяющиеся во времени производительность, давление скважины на забое и величина депрессии.

Первичные (фоновые) ГДИ на скважинах, выходящих из бурения должны быть выполнены для начальной оценки их продуктивных характеристик и выявления возможных ограничений, накладываемых на режим работы скважины (например, максимально-допустимая депрессия). Первичные ГДИ проводятся силами организации, осуществляющей ГИС, или НИИ, «прямым» и «обратным» ходом до тех пор, пока полученные значения депрессии и дебитов не будут совпадать в обоих случаях.

Если ГДИ исследования проводятся геофизической организацией, то программа проведения исследований, должна быть согласована с заказчиком.

4.3.6. Общие требования к бурению скважин на ПХГ.

Бурение скважин должно осуществляться в соответствии с ПСД и требованиями действующей нормативно-технической документации РК, на основании которых должны составляться ГТН на конкретную скважину и индивидуальные планы работ. Планы работ по бурению должны быть составлены в соответствии с проектной документацией, утверждены Главным инженером Подрядчика, согласованы с местным представителем заказчика, с территориальным органом технического надзора Республики Казахстан, противофонтанной организации и природоохранными органами. В планах должны быть предусмотрены все работы необходимые при бурении скважин с указанием ответственных исполнителей, а также с указанием мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды. Планы должны быть согласованы в установленном порядке (нормативными документами) и являются основанием для проведения работ по бурению.

Подрядной буровой организации необходимо заключить договор с специализированной организацией осуществляющей противофонтанную безопасность при проведении работ. Типовая схема монтажа и спецификация противовыбросового оборудования согласовывается с контролирующими органами. При вскрытии пласта-коллектора необходимо обязательное присутствие представителя специализированной организации по противофонтанной безопасности и Заказчика.

Подрядной буровой организации получить необходимые положительные заключения экспертной организации, государственных надзорных и контролирующих органов для выполнения работ. Все осложнения, аварии при проведении буровых и исследовательских работах устраняются силами и средствами подрядной организации.

4.4. Требования к устью скважин.

При проектировании устьевой обвязки предусмотреть регулирующий штуцер режима газа, заглушки с ответным фланцевыми соединениями для обеспечения безопасности при ремонтных работах на шлейфе газовых скважин и на устье скважины, обратные клапана, приборы КИПиА для контроля давления и температуры газа, продувочная линия, площадка для обслуживания скважины, площадка установки специальной техники при ремонте, периметральное ограждение и подключение скважин к существующим шлейфам.

4.5. Требования к средствам защиты от коррозии

Электрохимическая защита от коррозии должна быть выполнена с учетом действующей электрохимической защиты пересекаемых газопроводов.

5 Объем работ

Таблица №1

№№ п/п	Полное описание и требуемые технические и качественные характеристики работ	Ед. изм.	Кол- во	Целевые показатели по доле местного содержания, %
1	2	3	4	5
1	Бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин на ПХГ «Бозой» работы в соответствии с разработанными рабочими проектами			
1.1	Подготовительные работы к бурению и обустройству устья 24-х эксплуатационных скважин			
1.1.1	Оформление разрешений на производство работ на участках, в порядке установленном действующим законодательством и нормативными документами	Комплекс работ	1	100
1.1.2	Получение разрешения на эмиссии в окружающую среду на период бурения и обустройство устья скважин в территориальном управлении охраны окружающей среды	Комплекс работ	1	100
1.1.3	Регистрация в территориальном органе по контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью	Комплекс работ	1	100
1.1.4	Получение разрешения эксплуатирующей организации на выполнение работ	Комплекс работ	1	100
1.1.5	Разработка проекта производства работ (ППР), согласование его с Заказчиком (УМГ «Актобе») и контролирующими организациями	Комплекс работ	1	100
1.1.6	Размещение заказов на оборудование, изделия и материалы	Комплекс работ	1	50
1.1.7	Обустройство производственных баз и жилых городков	Комплекс работ	1	100
1.1.8	Обеспечение энергетическими ресурсами	Комплекс работ	1	100
1.1.9	Организация перевозки техники, оборудования и основного персонала	Комплекс работ	1	100
1.1.10	Устройство подъездных дорог к производственной базе и жилому городку, переездов через действующие магистральные газопроводы в районах узлов подключений, площадок складирования материалов	Комплекс работ	1	100
1.1.11	Доставка, приемка и складирование обсадных труб, запорной арматуры, металлоконструкций, материалов и оборудования на складских площадках производственных баз	Комплекс работ	2	50
1.1.12	Обеспечение авторского надзора проектной организации, технического надзора	Комплекс работ	1	100
1.2	Бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин			
1.2.1	Бурение 24-х эксплуатационных скважин	Комплекс работ	1	100

1.2.2	Обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин (обвязка устья скважины, установка обратных клапанов, манометров)	Комплекс работ	1	100
1.2.3.	Строительство площадок для обслуживания скважины и установки специальной техники при ремонте.	Комплекс работ	1	100
1.3	Подключение скважины к существующей электрохимической защите	Комплекс работ	1	100
1.4	Испытание устьевой обвязки скважин	Комплекс работ	1	100
1.5	Рекультивация нарушенных земель	Комплекс работ	1	100
1.6	Установка ограждающих конструкций на устья скважин	Комплекс работ	1	100
1.7	Заключительные работы			
1.7.1	Утилизация отходов производства и потребления, а также образующихся сточных вод при бурении и продуктов жизнедеятельности рабочего персонала на всех этапах строительства	Комплекс работ	1	100
1.7.2	Возврат по актам землепользователям земельных участков, использованных при строительстве	Комплекс работ	1	100
1.7.3	Передача Заказчику всей технической и исполнительной документации (оформляется в четырех экземплярах)	Комплекс работ	1	100
1.7.4	Организация работ по приемке объектов в эксплуатацию.	Комплекс работ	1	100

6 Место выполнения работ

Комплексные работы по строительству «под ключ» (Разработка проекта на бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин на подземном хранилище газа "Бозой". Бурение и обустройство устья 24-х эксплуатационных скважин на ПХГ "Бозой") должны быть выполнены и сданы Заказчику по адресу: Актобинская область, Аральское ЛПУ, УМГ «Актобе».

7 Сроки выполнения работ

Начало - со дня вступления Договора в силу, окончание в течение 360 дней.

8 Особые требования

Гарантия на проделанную работу должна составлять 3 (три) года со дня подписания Акта приемки объекта в эксплуатацию.

Заместитель главного инженера

Кадыров А.К.

/Ведущий инженер по работе с ПХГ
ПТС УМГ «Актобе»

Ошанов К.С.

Начальник ОКСиР УМГ «Актобе»

Хисматуллин Е.С. /

18. ОХРАНА НЕДР

а. Обоснование критериев ликвидации и консервации скважины

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации эксплуатационных скважин на ПХГ «Бозой» с проектной глубиной 450 м 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 АО «Интергаз Центральная Азия». Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет АО «Интергаз Центральная Азия».

АО «Интергаз Центральная Азия» 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 АО «Интергаз Центральная Азия».

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 «Требование промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по скважине 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 буровых 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, согласованным с территориальным.

органом Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности..

а. 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 Типовых Проектов консервации и ликвидации скважин согласованные с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности., ВПФО «Ак Берен» и «Требованиями промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

Вариант 1. Скважина доведена до проектной глубины, спущена «эксплуатационная» колонна Ø168,3 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» колонны Ø168,3 мм, 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 Ø168,3 мм, устанавливаются цементные мосты:

- мост № 1 - 290-420 м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазонос-

ного пласта;

- мост № 2 - 100-150 м - согласно инструкций;

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

- мост №1 - 285-420 м - для перекрытия интервала перфорации нефтегазоносного пласта и башмака предыдущей колонны;
- мост №2 - 100-150 м - согласно инструкций;

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

в. Порядок организации работ по ликвидации скважины

Все работы по ликвидации скважины проводятся в соответствии с планами работ, составленными на основании проектных решений с учетом фактических данных, согласованными с территориальными органами Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности..

В плане ликвидационных работ должна быть представлена информация о фактическом состоянии скважины, предусмотрены все работы по установке цементного моста, испытанию его на прочность разгрузкой и гидравлической опрессовкой (если необходимо по проекту), работы по оборудованию устья скважины и рекультивации земли с указанием ответственных исполнителей, мероприятий по промышленной безопасности, охране недр и окружающей природной среды.

При установке цементных мостов предусматриваются следующие технологические особенности:

- способ установки цементного моста - на равновесие,
- метод установки - с контролем по объему,
- заливочная колонна - НКТ-73 или СБТ 73 -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 цементного раствора;

- 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 №2», вымыв с контролем излишек цементного раствора.

При отсутствии на «выходе» цементного раствора и буфера продолжать обратную промывку из расчета дополнительной прокачки V_i 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 подъём 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. Компонентный состав бурового раствора приведён в таблице 7.2.1 - 7.2.2

При завершении подъёма заливочной колонны необходимо заполнить верхнюю часть скважины (10м) дизельным топливом(нефтью).

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

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, АО «Интергаз Центральная Азия» и даты окончания бурения, а также надпись.

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 АО «Интергаз Центральная Азия». Проект акта о ликвидации скважины вместе с утвержденным актом на выполненные работы и актом на рекультивацию земли представляются в территориальный орган Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности на согласование в соответствии с требованиями «Требование промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».

с. 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 «эксплуатационной» колонне Ø168,3 мм высотой 50 м и с подошвой моста на 20 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 нейтрализатором 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 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 «Эксплуатационной» колонне используются тампонажные портландцемента типа ПЦТ I по ГОСТ 1581-96. Транспортирование цементов осуществляется по ГОСТ 22237, хранение - по ГОСТ 30515.

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 руб.

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_n следует исходить из уравнений

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

$$\Delta V = \frac{H_M S_T}{V_T} C_0 + C_1 + C_3$$

где: V_T - внутренний объем колонны заливочных труб, м³; 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.

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

$$U_{\Sigma} = H S_{\Sigma} + V_T (C_1 + C_2 + C_3 + C_0)$$

где: S_{Σ} - площадь поперечного сечения скважины в интервале установки моста, м²; C_2 - коэффициент потери цементного раствора при смещении 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 18.1. - Сводка коэффициентов к расчетам

Коэффициенты	Для буровых труб с высаженным		Для НКТ	
	внутри концами		с буферной	без буферной
	с буферной жидкостью	без буферной жидкости	жидкостью	жидкости
1	2	3	4	5
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 глинистой 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

$$H_{см} = H_m + \frac{C_2 V_T + C_6 V_{см}}{S_k}$$

где: $V_{см}$ - объем зоны смешения, м³; S_k - площадь кольцевого сечения скважины, м²; C_6 - коэффициент потери, учитывающий смешение цементного раствора в кольцевом пространстве (от башмака заливочной колонны) без учета образования застойных зон (см. табл. 17.1); $C_2 = 0,02$ - Ю,04 и $C_6 = 0,2$ - при контакте тампонажного раствора с буровым, а при контакте тампонажного раствора с водой $C_2 = 0,0$ КО,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:

$$\text{для первой порции} \quad VI = C_4 V_T + C_5 H_m S_c$$

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

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 (1), (2), (3), и (4). 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 18.2.

Таблица 18.2 - Осложнения, возникающие при установке цементных мостов, и мероприятия по их недопущению

Осложнения при установке	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 консисометра с учетом температуры и давления.
	Образование застойных зон цементного раствора при вымывании его избытка.	Цементирование с расхаживанием колонны, применение легко разрушаемых или отсоединяемых хвостовиков.
Низкая прочность или отсутствие цементного камня в проектом 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 не-точности при продавливании, применение буферной жидкости, разделительных пробок и контролирующих устройств, контрольный замер внутреннего объема заливочной 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	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 изоляционноликвидационных 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 ГОСТ 16293. Все работы по ликвидации скважин будут производиться установкой УПА-60/80 или подобный.

Технические характеристики подъемного агрегата УПА-60/80 приведены в таблице 18.3.

Таблица 18.3 - Техническая характеристика агрегата УПА-60/80

Наименование	Шифр, тип оборудования, ГОСТ, ОСТ, ТУ	Показатель
1	2	3
Допустимая нагрузка, кН		600
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		60
Диаметр проходного отверстия, мм		142
Компрессор	М155-2В5	
Промывочный насос	НБ-125 (9МГр-73)	
Лебедка вспомогательная	ТВ-224В (ТЛ-9) (ГОСТ 2914-10)	
Грузоподъёмность, т		50

Порядок организации работ по консервации скважины и обеспечению промышленной безопасности

Все работы по консервации скважины проводятся по утвержденным АО «Интергаз Центральная Азия» и согласованным с территориальными органами Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности. планам, обеспечивающим выполнение проектных решений. План консервации скважины должен составляться с учетом конкретных горно-геологических особенностей разреза, содержать подробную информацию по техническому и технологическому состоянию скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию устья и ствола с указанием ответственных исполнителей. Указанные в плане сроки консервации и порядок контроля технического состояния законсервированной скважины должны соответствовать требованиям промышленной безопасности.

Периодичность проверок состояния скважины, находящейся в консервации согласовывается с территориальными органами Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности..

Последовательность работ по консервации скважины следующая:

- заглушить скважину;*
- демонтировать фонтанную арматуру и через переходную катушку на крестовину смонтировать противовыбросовое оборудование, предусмотренное проектом;*
- спустить НКТ или СБТ до глубины ниже интервала перфорации на 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 0-10 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 - АО «Интергаз Центральная Азия», дата (срок) консервации, произвести планировку при скважинной площадке.

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

Оформленный и подписанный акт на консервацию представляется в Управление территориального округа Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности вместе с актом на выполненные работы для согласования.

Продление сроков консервации законченной строительством скважины осуществляется в порядке, установленном предприятием - АО «Интергаз Центральная Азия» и согласованном с учреждением "Департамент Комитета индустриального развития и

промышленной безопасности Министерства индустрии и инфраструктурного развития Республики Казахстан по Актыбинской области".

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 противифонтанной 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 газоводопроявлений;*
- использования в работе противовыбросового и другого оборудования, обеспечивающего надежную герметизацию устья скважины в случае газоводопроявлений 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 противовыбросового 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 устьевой арматуры скважина должна быть заглушена, при этом давление в трубном и затрубном пространстве должно быть снижено до атмосферного.

Разборку устьевой арматуры производить после визуально установленного 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 газоводопроявлений;

-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 осложнений ствола;

-надежная герметизация трубного и затрубного пространства и недопущение различных проявлений пластового флюида на поверхность;

-недопущение грифонообразования 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 демонтажа 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, ко-торые должны быть рекультивированы после завершения строительства скважины.

19. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА НЕДР

Технологические операции по контролю за поступлением флюида в процессе бурения

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

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

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

При получении "провала" инструмента без полного поглощения - бурение прекратить. Промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора до полного вымывав забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину до устья буровым раствором.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины.

Основными из таких решений и мероприятий являются:

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

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

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

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

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

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

Если при полностью поднятом инструменте начнется перелив скважины, приступить к спуску на максимально возможную глубину, навернуть "аварийную" трубу с шаровым краном, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубье.

При достижении критической величины давления (80% от давления опрессовки обсадной

колонны при бурении под эксплуатационную колонну) производится стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

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

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

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

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

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

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

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 газо-нефтепроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки газонефтепроявлений, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодавления в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодавлением в межколонном пространстве. После ОЗЦ посадка колонны на клинья и оборудование устья с установкой ПВО, опрессовка колонны производится в соответствии с таблицей 9.17.

19.2. 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 геологотехническим 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 АО «Интергаз Центральная Азия».

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

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

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

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

3. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважине проводятся в соответствии с требованиями действующих Единых правил безопасности при взрывных работах.

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 АО «Интергаз Центральная Азия» и Подрядчика и письменного разрешения согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности», от 30 декабря 2014 года № 355. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторным устройством, обеспечивающим герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА (прострелочно-взрывная аппаратура). Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. В скважине с температурой и давлением в интервале перфорации на уровне предельно допустимых (+, - 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА. Во время перфорации

должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

4. Освоение скважины осуществляется по плану работ (составленного с учетом технологических регламентов на эти работы), утвержденному техническим руководителем бурового предприятия и согласованного с АО «Интергаз Центральная Азия».

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

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности или техническую воду (с разницей в плотностях не более 0,5-0,6 г/см³, при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт)
- использования пенных систем.
- Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством сваби-рования, 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 Ø168,3 мм прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и ПВО на расчетное давление (табл. 9.17);
- фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии должны быть оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой (согласованной с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности, и противофонтанной службой)

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

19.3. Технология установки аварийного цементного моста.

1. Аварийный цементный мост устанавливается при необходимости ликвидации поглощений бурового раствора или нефтегазопроявлений в процессе бурения, а также в случае забуривания нового ствола при аварийной ситуации.

2. При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с применением соответствующих цементных растворов.

3. Обеспечить наличие и готовность цементировочной техники и цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.

4. При установке цементных мостов использовать тампонажный раствор нормальной (не ниже $1,85 \text{ г/см}^3$) или повышенной плотности.

5. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии) либо цементированием под давлением с оставлением цементного стакана над интервалом осложнения. При установке цементного моста балансовым способом выполнить следующие операции:

- промыть скважину в течение 1,5- 2 циклов до выравнивания плотности бурового раствора;
- закачать первую порцию буферной жидкости;
- затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора;
- закачать вторую порцию буферной жидкости;
- продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравниваются;
- поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора;
- поднять заливочную колонну, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ;
- после окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой буровой колонны на мост или испытать мост на герметичность созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине, либо заменой бурового раствора на воду.

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

19.4. 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 мЗ, а емкость долива должна иметь поплавковый уровнемер с измерительной шкалой.

Первая емкость в циркуляционной системе должна иметь возможность отделяться от остальных, чтобы по поплавковому уровнемеру была возможность контролировать объем вытесняемого из скважины бурового раствора, при спуске бурильного инструмента. При подъеме бурильной колонны из скважины желоб возле устья должен быть перегороджен, 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 паробогрев.

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

Система измерительных и индикаторных приборов должна обеспечивать регистрацию и тревожную сигнализацию об изменении начальных параметров циркуляции.

При получении сигналов от измерительных приборов и индикаторов, следует учитывать

потери бурового раствора в системе очистки и на розлив, при ремонтных и других работах, а также увеличение объема за счет вводимых в раствор химических реагентов и утяжелителей.

Тревожная сигнализация уровнемеров должна срабатывать при увеличении объема циркуляции не более 0,3-0,5 м³, при условии что в циркуляции участвуют 3 емкости. Эта сигнализация должна находиться во включенном состоянии при бурении, разного рода промывках и перерывах в работе скважины.

Тревожная сигнализация желобного индикатора измерения расхода должна срабатывать при увеличении или уменьшении расхода бурового расхода на выходе из скважины на 10% от исходной величины (нормальной производительности насосов). Эта сигнализация включается только на время циркуляции с постоянной производительностью буровых насосов. Во всех случаях организация работ при бурении должна обеспечить обнаружение притока и герметизацию устья скважины, таким образом, чтобы объем притока был минимальным и не превышал 0,5*V пред, но не более 1,5 м³, от момента начала ГНВП до момента герметизации устья ПВО.

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

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

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

Подъем труб немедленно должен быть прекращен, если для заполнения скважины до устья будет долито менее 0,5 м³ бурового раствора от контрольной величины.

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

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

Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:

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

19.6. 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, кНхм;*
- давление в буровом манифольде, МПа;*
- число ходов в буровом насосе, ход;*
- расход на выходе, л/с;*
- уровень бурового раствора в рабочей и запасных емкостях, м;*
- температура бурового раствора на входе и выходе, °С;*
- плотность бурового раствора на входе и выходе, кг/м³;*
- газосодержание на выходе, %;*

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

19.7. 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".

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

Контроль за состоянием фонтанной безопасности оговаривается "Руководством по организации фонтанной безопасности".

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

19.9. 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.

19.10. 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 буровой колонной - слом буровой (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.

3.4. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.

3.5. Места посадок и затажек тщательно прорабатывать.

3.4. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.

3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.

3.4. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

Прихват обсадных колонн

4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений.

4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок,

4.3 Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.

4.1. Определить место прихвата.

4.2. Продолжить спуск колонны.

4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску

4.3. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).

4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время.

4.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.

4.5. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.

4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности _

4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.

4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.

4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.

4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.

19.11. Оценка степени риска при строительстве скважины.

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

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

Рабочим проектом намечается строительство эксплуатационных скважин в пределах блоков, с целью увеличения производительности ПХГ «Бозой», а так же откачке и закачки газа.

Заложенная технология строительства скважин соответствует требованиям.

19.12. Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

- *трудовой дисциплины в предприятии;*
- *производственного объекта (буровой);*
- *обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;*
 - *проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска следующие:*
 - *травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;*

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

- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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

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

19.13. Анализ видов и последствий отказов

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

Критерии отказов по тяжести последствий: Первый - катастрофический - приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невосполнимый ущерб окружающей среде;

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

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

Категории отказов (степень риска отказов): А - обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности; D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица "вероятность - тяжесть последствий"

приводятся вероятности возникновения аварийных ситуаций на 1000 м проходки (в целом по нефтегазовой отрасли):

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле:

$$P_{ав} = P_m \times n_{СКВ} \times L/1000$$

где, P_m - примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на 1000 м;

$n_{СКВ}$ - количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией. Цикл строительства скважины состоит из многих этапов. Первый этап - проектирование, второй - строительство, третий - освоение. Первый этап - проектирование. Здесь целью риск-анализа может быть:

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

Обеспечение информацией по разработке инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, планов ликвидации при ГНВП, противопожарные мероприятия, действия членов вахты в аварийной ситуации. Второй этап - строительство скважины. Здесь целью риск-анализа может быть сравнение геологического разреза ранее пробуренных скважин, уточнение информации по пластовым давлениям нефтегазонасыщенных коллекторов.

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее: На первом этапе проектирования.

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

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

Проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, специалистами Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока, освоение скважины, газодинамическая исследование скважин и др.)

К техническим мероприятиям относятся:

1. проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
2. опрессовка бурильных и обсадных колонн;
3. испытание вышки;
4. совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление, соответствующее полному замещению бурового раствора пластовым флюидом;
5. применение высококачественных материалов и химреагентов;
6. применение высокотехнологического и безопасного оборудования (гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превенторов, гидравлических манометров, индикаторов веса и др.);
7. автоматизация процессов бурения;
8. механизация трудоемких работ.

вскрытие пласта с применением качественного бурового раствора с минимальным превышением гидростатического столба жидкости над текущим пластовым давлением, максимальным сокращением времени между вскрытием объекта и его испытанием.

Для выполнения указанных требований геолого-техническая служба бурового предприятия должна осуществлять контроль за режимом бурения (посредством станции ГТК), буровым раствором, газопоказаниями, составом шлама, чтобы своевременно выявить перспективный интервал. Все это позволяет уменьшить количественную и качественную оценку риска, выбрать и заложить в план по испытанию оптимальный вариант.

Оборудование устья скважины:

- *обязка ПВО должна обеспечивать промывку скважины при избыточном давлении на устье с выходом бурового раствора в желобную систему через систему очистки;*
- *обеспечивать закачку бурового раствора в межтрубье буровым насосом или цементировочным агрегатом, обратную промывку через специальную линию в желобную систему;*
- *отвод пластовой жидкости из буровых труб с дегазацией бурового раствора и сжиганием пластового флюида на безопасном расстоянии.*

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

На этапе освоения.

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

Заключение:

Во всех геологических зонах осадочная толща горных пород вскрыта не полностью, можно считать, что геологический разрез изучен не достаточно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении дальнейших работ могут ожидать встреча с какими-либо аномальными явлениями. В течение последних 10 лет ежегодно геологотехнические службы рассматривают реальные геологические условия площади, на которой ведутся работы по бурению скважин с целью исключить возможность риска возникновения ГНВП. Знание геолого-технических условий, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационнотехнических 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.

- *удостоверения по технике безопасности и медицинские книжки*
- *схемы монтажа противовыбросового оборудования*

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

19.14. 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, промысловый 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 «требованиями 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, исключаящие 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.

19.15. Определение степени риска строительства скважины

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

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа. Количественная оценка безопасности бурения скважин связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и строительства. Степень риска рассчитана по «Методике определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин», утвержденной Госгортехнадзором РФ 26 декабря 1996г.

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.*

19.16. Идентификация опасностей.

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

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

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

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

Система обеспечения безопасности от возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последний возможен только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы являющиеся причинами их появления.

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 ревертора: _ 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: _

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.

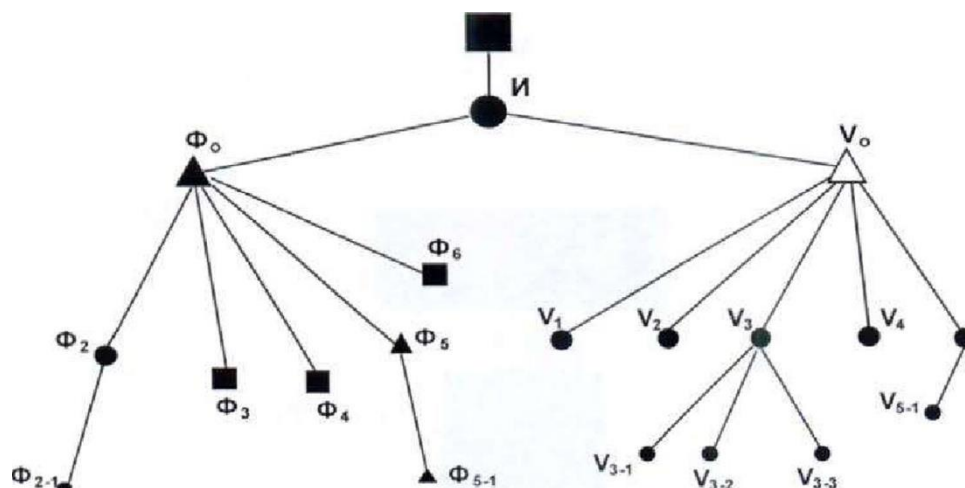


Рис. 19.1. Дерево отказов и событий

	Наименование событий	Условные >бозмачеи ия	Расчетные эна чения
О	Открытый фонтан (вероятность головного события)	●	0,001260
И	Логическое событие		0,001260
	Наличие факторов аварийности (вероятность отказа	▲	0,003790
	Газонефтепроявления	Δ	0,332890
Φ ₁	Отсутствие превенторного оборудования (ПВО)	▲	0,000000
Φ ₁₋₁	Не предусмотрено проектом	▲	0,000000
	Не установлено перед началом бурения	▲	0,000000
Φ ₁₋₂	Неисправность превенторного оборудования	●	0,000500
Φ ₂	Не герметичность плашек превентора	●	0,000500
Φ ₂₋₁	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	■	0,001100
Φ ₅	Разрушение обсадной колонны	▲	0,000800
Φ ₅₋₁	Отсутствие контроля за состоянием обсадной	▲	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	●	0,010000
V ₃	Поглощение бурового раствора	●	0,070000
V ₃₋₁	Несоответствие конструкции скважины	●	0,020000
	условиям		
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	●	0,050000
	скважине		
V ₅	Недолив скважины	●	0,160000
V ₅₋₁	При подъеме инструмента	●	0,060000
V ₅₋₂	При спуске обсадной колонны	●	0,100000

19.17. Охрана недр.

19.17.1. Общая задача охраны недр в период эксплуатации скважины на площади.

Охрана недр должна осуществляться в строгом соответствии с Законами Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» действующий с изменениями на 22.01.2016 г. В современном мире понятия экологической и промышленной безопасности неразделимы и уровень их обеспечения является важным критерием эффективности работы предприятия. Учитывая это, требование к технологии бурения эксплуатационных 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 эксплуатационных 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, грифонообразования, обвалов стенок скважин и межпластовых перетоков нефти, газа и воды в процессе проводки, освоения и последующей пробной эксплуатации скважин;

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

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

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

19.17.2. 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 $\rho = 1,16 - 1,18 \text{ г/см}^3$, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов.

При бурении скважин велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, 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 1,16 до 1,18 г/см³
- Условная вязкость 40-50 сек
- Водоотдача 4-5 см³/30 мин
- Корка 0,5-1,0 мм
- pH 9-9,5

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 плашечного и одного универсального превенторов. На плашечном 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 плашечного превентора позволяет обеспечить герметичность устья при давлении в скважине 210 кгс/см². Конструкция универсального превентора позволяет герметизировать скважину при наличии в ней труб любого диаметра при давлении скважины до 210 кгс/см². Управление превенторной установкой производится гидросиловой станцией, установленного на посту бурильщика на буровой площадке. Штуцерный манифольд с рабочим давлением 210 кгс/см² позволяет плавно регулировать давление в скважине при проведении работ по глушению 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 выбросах 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, общим объемом 220 м³.

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).

При освоении скважины пластовые флюиды подаются через отводы выкидной линии в металлические емкости накопления объемом 100 м³ для последующего вывоза и утилизации.

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 санитарно-эпидемиологическим правилам и нормам "Санитарно-эпидемиологические требования к воздуху производственных помещений" от 14.07.2005 г. N 355.

Для проведения буровых работ в пределах блоков земельный отвод на одну скважину составит 3,5 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 легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможен выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.

Зона О (В-1)

Открытые пространства радиусом 1,5м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.

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

Зона О (В-1)

Зона О (В-1)

Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.

Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод.

Зона О (В-1)

Зона 1 (В-1а)

Открытые пространства:

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

Зона 1 (В-1а)

Зона 2 (В-1 г)

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

19.17.3. 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 «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» 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:

Направление Ø 426,0 мм х 10 м - цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.

Кондуктор Ø 324,0 мм х 70 м - цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна Ø 244,5 мм х 300 м - цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопоявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм х 450 м - цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также закачке и откачке газа.

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

1. Тщательное соблюдение проектной технологии бурения и крепления скважины.
2. Строгое соблюдение проектных параметров и рецептур бурового и тампо-нажного растворов путем точной дозировки компонентов в растворе.
3. Выполнение в полном объеме, предусмотренном проектом, комплекса геофизических исследований.
4. Обеспечение достаточно высокой экологической культуры персонала.

После окончания бурения скважины, проведения необходимого комплекса промыслово-геофизических исследований, получения положительных результатов испытания на нефть и газ, скважина ликвидируется в соответствии с «Проектом на консервацию скважин», согласованных с «Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности». «Проведения ликвидационных работ в вертикальной эксплуатационной скважине», согласованных с Департаментом комитета индустриального развития и промышленной безопасности.

При отрицательных результатах испытания скважина ликвидируется. Ликвидация скважины производится согласно «Требованиям промышленной безопасности по ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов», № 380 «Утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК» от 12 сентября 2011 года.

19.17.4. Контроль окружающей среды

Проведению буровых работ с целью для уточнения продуктивной характеристики и запасов углеводородов залежи должна предшествовать подготовка проекта работ с учетом мирового опыта, включая раздел охрана окружающую среду (ООС), предусматривающую экологическое картирование района работ с проведением фоновых исследований и выявление экологически особо чувствительных зон.

Нефтяные операции регулируются следующим природоохранным законодательством Республики Казахстан:

- Экологическим кодексом Республики Казахстан»;
- Законом «Об особо охраняемых территориях»
- Законом «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира»;
- Законом «О земле»;
- Законом «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»;
- Законом «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера»;
- Концепцией экологической безопасности Республики Казахстан;
- Стратегией развития Республики Казахстан до 2050 года, где большое значение

придается охране окружающей среды;

Сбор хозяйственно-бытовых отходов будет проводиться в водонепроницаемые контейнеры. Техническое водоснабжение будет осуществляться от водозаборной скважины. Расход технической воды на одну скважину составляет около 5,42 м³/сут или более точно объем определяют из конкретных условий. Шламы от бурового раствора будут собираться в специальные емкости, поэтому фильтрация раствора и воды практически исключена. В такие же емкости будет сбрасываться выбуренная порода после отделения. Приготовление бурового раствора будет осуществляться в глиномешалке, хранение в металлических емкостях.

В соответствии с «Экологическим кодексом РК», а также другим действующим законодательством, предусматривается ряд мероприятий, обеспечивающих выполнение установленных требований охраны биологических ресурсов.

При этом:

- все буровые работы должны производиться строго в пределах отведенного участка;
- циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключая его выброс и загрязнение окружающей среды;
- для предотвращения возможного открытого фонтанирования, бурение скважин осуществлять строго соответствии с утвержденным ГТН;

- своевременно устранить течи смазывающих веществ, ГСМ и продуктов их обработки и не допускать загрязнения почвы;
- для смазки бурового оборудования применять соответствующие масла;
- хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах;
- для хранения и складирования сыпучих веществ применять контейнера;
- жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках;
- использовать металлические емкости с общим объемом не менее 100 м³ для сбора нефти в случаях выброса и при испытании.

Основными источниками воздействия на окружающую среду при безаварийной деятельности являются:

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

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

Рекомендуется осуществление следующих мероприятий по охране почвы:

- герметизация системы сбора, сепарации, подготовки нефти;
- автоматическое отключение скважин при авариях отсекающими;
- обваловка устья скважин земляным валом на случай разлива нефти в течение первых часов;
- организация движения транспорта только по автодорогам;
- проводить качественную техническую рекультивацию земель.

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

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

- защита окружающей воздушной среды;
- защита поверхностных и подземных вод от техногенного воздействия;
- защита птиц от поражения электрическим током, путем применения "холо-стых" 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.

19.17.5. Радиационная безопасность

Основанием для составления настоящего подраздела является «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 2611.

Известно, что все природные органические соединения, в том числе нефть и газ, являются естественными активными сорбентами радиоактивных элементов. Их накопление в нефти, газоконденсате, пластовых водах является закономерным геохимическим процессом.

Поэтому проектом предусматриваются следующие мероприятия по радиационной безопасности:

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 Гигиеническими нормативами «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденных Постановлением Правительства Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 2611, 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 Гигиеническими нормативами с обязательным оформлением санитарных паспортов на право производства с радиоактивными веществами соответствующего класса. Район работ не представляет радиационной опасности. Естественный фон не превышает 10-14 мкР/час. Древние осадочные породы на поверхности отсутствуют. Предусмотрено проведение анализа добываемой нефти на радиоактивность. Нефть, полученная при испытании и опробовании скважин из первых продуктивных скважин, рекомендуется доставить в Республиканскую санэпидемстанцию для проведения анализа на радиоактивность в необходимом для проведения анализа объеме. В случае подтверждения результатами проводимого анализа радиоактивности добываемой нефти, работы на загрязненном радиоактивностью действующем производственном оборудовании должны соответствовать Гигиеническим нормативам и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности».

На площади будет организован постоянный дозиметрический контроль нефтепромыслового оборудования, труб (особенно НКТ). На возможный случай накопления радиоактивных отходов будет предусмотрено создание пункта сбора и приземного захоронения этих радиоактивных отходов.

19.17.6. 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.

Противофонтанная и газовая безопасность

19.17.7. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению

Газонефтеводопроявлений

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо провести: - инструктаж членов буровой бригад по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлении согласно «Инструкции по организации и проведению профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов на территории РК», Алматы 2002 г; проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений; учебную тревогу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;

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

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

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

Запрещается углубление скважины после крепления кондуктора 339,7 мм без составления акта готовности и без письменного разрешения военизированного отряда.

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

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

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

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 выброситах;
- 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).

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

Первое сочетание признаков (интенсивное проявление):

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

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

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

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

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

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

При СПО и при остановках признаки проявлений не являются косвенными.

19.17.7.1. Технологические мероприятия по предупреждению ГНВП

Плотность бурового раствора выбирается по интервально в соответствии с Техническим регламентом «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями». При вскрытии высо-

конапорных 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, согласованному с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности.

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.

19.17.7.2. 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 1м³ бурение прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и затрубном пространстве, проверено движение раствора из скважины. Объявить общую тревогу «Аварийная готовность». Начальник буровой обязан сообщить о случившемся руководству организации и организовать наблюдение за возможным грифонообразованием. В течение 10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объема в приемных емкостях, определить параметры ГНВП, давление в бурильной колонне и затрубном пространстве, объем притока раствора. Приступить к подготовке для ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану, утвержденному главным инженером бурового предприятия и на основе карты глушения.

При снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину.

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

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

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступать только после

заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска буровой колонны.

Спуск колонны буровых 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 м³ 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 дизельгенератор) для

привода в действие основных пожарных насосов в целях создания водяного орошения вышки, аварийного устья и приустьевой зоны, а также орошения струй фонтана и создания водяных завес между жилым поселком и скважиной, другими бурящимися и добывающими скважинами, определить загазованность помещений жилого и технологического блоков, путей эвакуации, подготовить индивидуальные средства защиты к эвакуации персонала.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение привода (ротора);
- поднять долото над на 0,5 м;
- зафиксировать тормоз буровой лебедки;
- остановить насос без открытия ДЗУ;
- открыть гидроуправляемую задвижку крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор;
- закрыть задвижку перед дросселем.

Не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 0,02 г/см³ от установленной проектом величины.

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

после его монтажа на устье и спуска обсадных колонн на рабочее давление;
перед вскрытием продуктивного горизонта и после каждого соединения и отсоединения секций направляющей от блока превенторов на ожидаемое устьевое давление в соответствии с табл. 9.17

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

Проверку элементов ПВО на функционирование следует проводить:

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

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

20. 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.

Техническим проектом намечается строительство эксплуатационных скважин №206Д, 219Д, 22БИС, 112Д, 139Д, 154Д, 144Д, 17Д, 21БИС, 291Д, 121Д, 122Д, 123Д, 128Д, 129Д, 194Д,

186Д, 273Д, 131Д, 285Д, 259Д, на ПХГ «Бозой» с целью увеличения суточной производительности ПХГ, закачки и откачки газа.

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

Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины

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

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

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

трудовой дисциплины в предприятии;
производственного объекта (буровой);
обученности персонала и наличие навыков при проведении работы в нештатных ситуациях;
проведение организационно-технических мероприятий и др. При строительстве скважин основные причины риска следующие:

травматизм персонала при нарушении функционирования оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособного оборудования, объекта;

- 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 «Охрана окружающей среды» (ООС) к рабочим проектам на строительство скважин, учитывает особенности окружающей среды, природного и растительного мира, позволяет более рационально разместить оборудование.

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, повреждает объект, окружающей среде;

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

Категории отказов (степень риска отказов):

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

В - желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С - рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D - анализ и принятие мер безопасности не требуются.

Матрица «вероятность - тяжесть последствий».

Таблица 20.1

Частота возникновения (1/год)	Тяжесть последствия			
	Катастрофи ческий	Критически й	Некритически й	отказ с пренебрежимо
1	2	3	4	5
Частый отказ > 1	A	A	A	C
Вероятный отказ МО-	A	A	B	C
Возможный отказ 10"2-ю-4	A	B	B	C
Редкий отказ ю-4-] 0'6	A	B	C	д
Невероятный отказ < 10"6	B	C	c	д

Примерная вероятность возникновения аварийных ситуаций на скважине определяется по формуле: $P_{ав} = P_m \times NCKB \times L/1000$,

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

NCKB- количество скважин с данной аварией;

L - проектная глубина скважины с данной аварией.

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

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

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

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

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

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

Для уменьшения риска на каждом этапе делается следующее:

На первом этапе проектирования

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

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

У обязательная подготовка кадров в специализированных УКК;

У стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;

У сдача экзаменов по профессии и видам работ;

> периодическая проверка знаний;

У инструктаж перед опасными видами работ;

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

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

За этими организационными причинами осуществляется контроль:

> администрацией бурового предприятия;

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

> проверка буровых комиссиями УБР, санитарными врачами, инспекторами военизированного отряда, главными специалистами Департамента Комитета индустриального развития и промышленной безопасности, комитетом по охране окружающей среды Республики Казахстан.

Руководство и контроль осуществляют ИТР при проведении сложных операций (спуск и крепление обсадных колонн, вскрытие продуктивных горизонтов, перфорация, вызов притока, газодинамическая исследование 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:

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

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

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

Рассмотренные мероприятия позволяют 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.

21. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ РЕШЕНИЙ.

<i>№№ n/n</i>	<i>Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания</i>	<i>Номера разделов (под разделов) проекта, где использовался источник</i>
1	2	3
1	ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИОЭНГ, 1987	
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.	
3	Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. М.: ВНИИБТ, 1973	
4	Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 123. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых (по сост на 30.09.2014 г)	
5	Постановление Правительства Республики Казахстан от 10 февраля 2011 года № 118 Правила осуществления экспертизы проектов контрактов на недропользование	
6	Технический регламент «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» Постановление Правительства Республики Казахстан от 31 декабря 2008 года № 1335	
7	Постановление Правительства Республики Казахстан от 29 декабря 2009 года № 2231. Об утверждении технического регламента «Требования к безопасности нефтегазопромыслового, бурового, геологоразведочного и геофизического оборудования»	
8	ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним. М.: ГОСТстандарт, 1980	
9	СанПиН «Санитарно - эпидемиологические требования по установлению санитарно - защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237.	
10	Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда, Недра, КД П-190/80(КД П М-190/80). М.: ВНИИБТ, 1975.	
11	РД39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	
12	Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин. М.: ВНИИБТ, 1974.	
13	РД39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газодонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИ- ИКРнефть, 1983.	
14	РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть. 1980.	

1	2	3
15	РД39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. М. ВНИИБТ, 1986	
16	Справочник инженера по бурению, т.1 под редакцией В.И.Мищевича. М.: Недра 1976	
17	РД39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом М.: ВНИИБТ,	
18	РД39-1-306-79. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980	
19	РД39-0147009-528-86. Инструкция по технологии ступенчатого цементирования обсадных колонн. Краснодар, ВНИИКР-нефть. 1987	
20	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	
21	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна. М.: Недра, 1976	
22	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Недр, 1981	
23	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. М.: ГОСТстандарт, 1982	
24	Спутник буровика. Справочник К.Йогансен. М.: Недра, 1986	
25	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	
26	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	
27	Б.И. Мительман, Справочник по гидравлическим расчетам в бурении, М.: Недра, 1963	
28	Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. К.: ВНИИКРнефть. 1975	
29	Методическое пособие по испытанию эксплуатационных и разведочных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. М.: Недра, 1976.	
30	РД39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, М.: ВНИ-ИКРнефть, 1986	
31	Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. М.: ВНИИБТ, 1976	
32	Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В.И.Мищевича. М.: Недра, 1978	
33	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦЕНТ ГК СССР, 1987	
34	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М.: НИИтруда, 1987	
35	Инструкция по определению допустимой длины незацементированной части эксплуатационной колонны. Краснодар, НИ-ПИнефть, 1975	
36	СНИП IV-2-82 том. 10 сборник 49 «Скважины на нефть и газ».	
37	Справочник укрупненных сметных норм (СУСИ) на строительство нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1981.	
38	ССНВИ. М.: ВНИИОЭНГ, 1985.	
39	Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. М.: Стройиздат, 1976	
40	РД39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. М.: ВНИИБТ, 1990	
41	Дополнение к РД39-0148052-537-87. Раздел 3, Охрана окружающей природной среды, Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М.: ВНИИБТ, 1990	

1	2	3
42	РД39-3-819-82. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983	
43	РД-08-41-94. Инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытаниях пластов. А, МНП РК, 1994	
44	РД-08-47-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов. А. МНП РК,	
45	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995	
46	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. А.: МНП РК, 1994	
47	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. А.: МНП	
48	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. А.: МНП	
49	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. А.: МНП РК, 1994	
50	Требования промышленной безопасности по устройству и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов, Утверждены приказом Министра по чрезвычайным ситуациям РК от 29.10.2009 года № 245 (действует с изменениями от 17.06.2013 г)	
51	Гигиенические нормативы «Сан -эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (от 27.03.2015 г № 2611)	
52	Санитарные правила обращения с радиоактивными отходами СПОРО-97. М., Атомиздат, СП.5.01.011-97.	
53	Инструкция радиационной безопасности РД-39-97. г. Актау, НИПИМунайгаз, 1997.	
54	КПР 96 (Критерии принятия решений по ограничению облучения). Алматы, 1996	
55	Водный кодекс Республики Казахстан (с изменениями в соответствии с Законом РК от 29.12.2014 года)	
56	Земельный кодекс РК (действует с изменениями на 29.12.2014 г)	
57	Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 09.07.2004 г. №593-ІІ (по сост.на	
58	Закон РК «О недрах и недропользовании» (действует с имз. на 22.01.2016 г)	
59	РНД 03.3.0.4.01 — 96 «Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходами производства и потребления», утв. Министерством экологии и биоресурсов РК,	
60	РНД 03.1.0.3.01-96 «Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства».	
61	ГОСТ 12.0.003-74. Опасные и вредные производственные факторы.	
62	«Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территории населенных мест» (от 24.03.2005 г)	
63	Инструкция по проведению оценки воздействия хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации, (по сост. на 24.09.2013г г)	
64	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014 № 355	
65	Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями от 31.12.2008 г № 1335.	
66	«Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства» от 28.02.2015 г.	

РАЗДЕЛ II
ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчетная потребность в тех. воде, м ³ /сут.	Объем запасных емкостей для водо снабжения, м ³	Необходимо ли: (ДА, НЕТ)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода		Реквизиты проекта строительства скважин для водоснабжения
		бурить скважину для водо снабжения	строить водопровод	подключени е водопровода к источнику водопровода	подвозить воду цистерна ми	Наименование (магистр. водопровод, водовод. водозабор и т.д.)	Место расположение	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	20	нет	нет	нет	да	Привозная или водозаборная	Бозой		7			
Хоз.бытовых нужд и котельной установки	20	нет	нет	нет	да	Привозная или водозаборная	Бозой		7			

2. СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ.

Таблица 2.1 - Энергоснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт. час	Заявленная мощность, кВт. час		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электрооборудования буровой	трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
Буровая установка: Источникам электроэнергии являются: 1. Двигатель САТ 3412 N=551 кВт - 1 комплект; для привода 1х насосов 2. Дизельный - генератор «Caifu», N - 400 кВт - 1 комплект (освещения) 3. Дизельный двигатель САТ C15, N=354 кВт - 1 комплект 4. Дизельный двигатель Д-144, N - 37 кВт - 1 комплект (Сварочный агрегат САК) 5. Паровой котел Бойлер 125 НР Буровая установка ZJ-20 1. Двигатель G12V190PZL1 N=551 кВт - 1 комплект; для привода 1х насосов 2. Дизельный - генератор «Caifu», N - 400 кВт - 1 комплект (освещения) 3. Дизельный двигатель САТ 3412 DITA, N=485 кВт - 1 комплект 4. Дизельный двигатель Д-144, N - 37 кВт - 1 комплект (Сварочный агрегат САК) 5. Паровой котел Бойлер 125 НР Буровая установка ZJ-30 1. Двигатель PZ12V190B N=794 кВт - 2 комплекта; для привода 2х насосов 2. Дизельный - генератор TAD 1242 GE, N - 398 кВт - 1 комплект (освещения) 3. Дизельный двигатель САТ 3406, N=343 кВт - 2 комплекта 4. Дизельный двигатель Д-144, N - 37 кВт - 1 комплект (Сварочный агрегат САК) 5. Паровой котел Бойлер 125 НР Буровая установка УПА-60/80 (при испытании): Источникам электроэнергии являются: 1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238М2-4, N - 176 кВт - 1 комплект (силовой); 2. Дизельный - генератор Teksan, N - 37 кВт; - 1 комплект (освещения) 3. Дизельный двигатель (ЦА-320) ЯМЗ-236, N - 132 кВт - 1 комплект;							

Потребность в ГСМ на бурение

Потребность в ГСМ для двигателей установки				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, тн.	База снабжения ГСМ	
Всего	В том числе				наименование	Расстояние до буровой
	топлива	масла	смазки			
Буровой станок ZJ-30						
256,83	254,95	1,882		30,42		
Буровая установка УПА - 60/80 (при испытании)						
11,242	11,07	0,172				

Расход топлива для дизельных двигателей определен согласно спецификации руководству на эксплуатацию буровых станков.

Буровая установка ZJ-30.

При строительно-монтажных работах скв.

Дизельный двигатель Д-144, N - 37 кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 4,35 кг/ч. при номинальной мощности - 37 кВт.

Дизельное топливо: $0,1044 * 3,0 * 0,5 = 0,157$ тн.

Масло: $0,002 * 3,0 * 0,5 = 0,003$ тн

где: 0,1044 - средний расход топлива, тн/сут

0,002 - расход масла за сутки, тн/сут

Двигатель PZ12V190B, N=794 кВт - 2 комплекта

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 209,6 г/кВт.ч. в рабочем положении, расход масла - 1,6 г/кВт.ч..

Дизтопливо: $0,000001 * 794 * 209,6 * 0,85 * 24 * 2 * (20,0 + 2) = 149,38$ тн

Масло: $0,000001 * 1,6 * 794 * 24 * 2 * (20,0 + 2) = 1,34$

где: 0,000001 - перевод г в тонну 794 - мощность двигателя кВт

209,6 - расход топлива г/кВт*час

1,6 - удельный расход масла, г/кВт*час 0,85 - плотность

дизельного топлива, кг/л 24 - часа в сутки

2 - количество дизелей

20,0 - бурение крепление 2 - подготовительные работы.

Двигатель CAT 3406, N=343 кВт - 2 комплекта

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 64 л/ч. в рабочем положении, расход масла - 0,8 г/кВт.ч..

Дизтопливо: $0,001 * 64 * 0,85 * 24 * 2 * (20,0 + 2,0) = 57,45$ тн

Масло: $0,000001 * 0,8 * 343 * 24 * 2 * (20,0 + 2,0) = 0,29$ тн

где: 0,001 - перевод кг в тонну 0,000001 - перевод г в тонну 64 - расход топлива л/час 0,8

- удельный расход масла, г/кВт*час 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л 24 -

часа в сутки 2 - количество дизелей

20,0 - бурение крепление 2 - подготовительные работы

Дизельный - генератор TAD 1242 GE, N-400 кВт

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 87,6 л/ч. в рабочем положении, расход масла - <0,4 % расхода топлива

Дизтопливо: $0,001 * 87,6 * 0,85 * 24 * (20,0 + 2 + 3) = 44,68$ тн

Масло: $0,001 * 87,6 * 0,85 * 24 * (20,0 + 2 + 3) * 0,004 = 0,179$ тн

где: 0,001 - перевод кг в тонну

87,6 - расход топлива л/час 0,85 - плотность дизельного

топлива, кг/л 24 - часа в сутки

20,0 - бурение крепление

2 - подготовительные работы

3 - строительно монтажные работы

0,004 - коэффициент расхода масла по отношению к топливу

Оборудование для обогрева:

Паровой котел - Бойлер 125 НР для обогрева в зимний период.

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 137,8 л/час.

Расход топлива составит: $0,001 * 0,85 * 137,8 * 24 * (2 + 20,0 + 3) * 158 / 365 = 30,42$ тн. где: 24 часа - сут 0,001 - перевод г в тонну 0,85 г/см³ - плотность топлива

137,8 л/час - расход топлива

158 суток - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4 2,

20, — подготовительные работы, бурения и крепления, сут.

3,0 - испытание в открытом стволе,

Цементировочный агрегат - ЦА-320 двигатель ЯМЗ-236, N - 132 кВт

Диз.топливо: $0,719 \cdot (5,5 \cdot 0,83) = 3,28 \text{ тн}$

Масло: $0,016 \cdot (5,5 \cdot 0,83) = 0,07 \text{ тн}$

где: 0,719 - расход топлива, т/сут

0,016 - расход масла за сутки, т/сут

5,5 - продолжительность работы цементировочных агрегатов, сут.

Буровая установка УПА - 60/80:

Дизельный двигатель ЯМЗ-238М2-4, N -176 кВт;

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 214 г/кВт.ч. при номинальной мощности - 176 кВт.

Дизельное топливо: $0,904 \cdot 7,0 = 6,33 \text{ тн.}$

Масло: $0,018 \cdot 7,0 = 0,126 \text{ тн}$

где: 0,904 - средний расход топлива, тн/сут

0,018 - расход масла за сутки 2 % от расхода топлива, тн/сут

Дизельный - генератор Teksan, N - 37 кВт; -1 комплект (освещения):

Согласно паспортной характеристики расход топлива - 8 литр в час.

Дизельное топливо: $0,161 \cdot 7,0 \cdot 0,5 = 0,56 \text{ тн.}$

Масло: $0,003 \cdot 7,0 \cdot 0,5 = 0,011 \text{ тн.}$

где: 0,161- средний расход топлива, тн/сут

0,003 - расход масла за сутки 2 % от расхода топлива, тн/сут

Цементировочный агрегат - ЦА-320 двигатель ЯМЗ-236, N -132 кВт

Диз.топливо: $0,719 \cdot (7,0 \cdot 0,83) = 4,18 \text{ тн}$

Масло: $0,006 \cdot (7,0 \cdot 0,83) = 0,035 \text{ тн.}$

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		
							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)
наименование организации, промбазы, и т.д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ст.Шалкар	ПХГ «Бозой»	1		Ст. Шалкар-ПХГ	250	Наземный	степь	Специальный транспорт	нет
ПХГ «Бозой»	Ст. Шалкар	2		«Бозой»		Наземный		(специальная техника)	нет