

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»

УТВЕРЖДАЮ:

**Заместитель Генерального директора
по производству**

ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz»

Бакбергенев А.Ж.

2023 г.



**ДОПОЛНЕНИЕ К ГРУППОВОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ НА БУРЕНИЕ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН ГЛУБИНОЙ 3500 ± 250 м НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ АНАБАЙ**

Договор № 6883011/2023/1 от 01.08.2023 г.

**Генеральный директор
ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»**

Б.К.Құрманов



г. Астана – 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный специалист СПСС



Асеев Г. В.

Старший специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

Специалист службы оформления проектов



Диортгесова М. И.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	5
СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ	8
СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ	8
РЕФЕРАТ	9
1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	10
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	16
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	27
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины	30
4.4. Исследовательские работы	33
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	36
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	39
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	47
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ	48
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	57
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	65
9.1. Обсадные колонны	65
9.2. Цементирование обсадных колонн	74
9.3. Оборудование устья скважины	80
10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ	81
10.1. Испытание пластов в процессе бурения	81
10.2. Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	82
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	85
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	87
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	89
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для бурения скважины	90
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ	94
14. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	95
15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН	98
15.1. Общие положения	98
15.2. Ликвидация скважины	98
15.3. Порядок организации работ по ликвидации скважины	99
15.4. Консервация скважины	101
16. Технология установки аварийного цементного моста	103
17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника	106
17.1. Общие положения	106
17.2. Классификация взрывоопасных зон	106
17.3. Пожарная безопасность на объектах	109
17.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	113
17.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда	115
18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурении скважин	125
18.1. Общие положения	125
18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин	125

18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	127
18.4. Обустройство устья скважины	127
18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	128
19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования	131
19.1. Общие положения	131
19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	132
19.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах ..	134
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И БУРЕНИИ СКВАЖИН	137
21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ	139
21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ	139
21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ	140
21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ	141
ПРИЛОЖЕНИЯ	142

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные.....	10
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины	11
Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы	11
Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет	12
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 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	14
Таблица 3.4 Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов	15
Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях	15
Таблица 3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях.....	15
Таблица 4.1 Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов.....	23
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины.....	24
Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины.....	25
Таблица 4.4 Геокриологическая характеристика разреза скважины	26
Таблица 4.5. Нефтеносность.....	27
Таблица 4.6. Газоносность.....	27
Таблица 4.7. Водоносность.....	28
Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины	29
Таблица 4.9. Поглощение бурового раствора	30
Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины.....	30
Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления	31
Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны	31
Таблица 4.13. Текучие породы	32
Таблица 4.14. Прочие возможные осложнения	32
Таблица 4.15. Отбор керна, шлама и грунтов.....	33
Таблица 4.16. Геофизические исследования.....	34
Таблица 4.17. Прочие виды исследований.....	35
Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	36
Таблица 4.19. Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)	36
Таблица 4.20. Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине.....	37
Таблица 4.21. Дополнительные работы при испытании (освоении)	37
Таблица 4.22. Данные по эксплуатационным объектам.....	37
Таблица 4.23. Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	38
Таблица 4.24. Данные по нагнетательной скважине	38
Таблица 4.25. Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам – аналогам.....	38
Таблица 5.1. Характеристика и устройство шахтового направления	40
Таблица 5.2. Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	42
Таблица 5.3. Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	43

Таблица 5.4 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции.....	44
Таблица 5.5 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	46
Таблица 6.1. Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины.....	47
Таблица 6.2. Профиль ствола скважины.....	47
Таблица 7.1. Типы и параметры буровых растворов.....	49
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	50
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	52
Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков.....	54
Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн.....	54
Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину	55
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	56
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.....	57
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК).....	58
Таблица 8.3. Потребное количество элементов КНБК.....	59
Таблица 8.4 Бурильные трубы.....	60
Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн.....	61
Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	62
Таблица 8.7. Оснастка талевой системы	63
Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов	63
Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой	63
Таблица 8.10. Гидравлические показатели промывки.....	64
Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн.....	65
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	65
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	69
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб	69
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб.....	70
Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн	71
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб.....	72
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	73
Таблица 9.9. Общие сведения о цементировании обсадных колонн	74
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования	75
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов.....	76
Таблица 9.12 Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	78
Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники.....	79
Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов	79
Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО).....	80
Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах.....	81
Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле.....	81
Таблица 10.3. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	82

Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов.....	82
Таблица 10.5. Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов.....	82
Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов	82
Таблица 10.7. Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне	83
Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне.....	83
Таблица 10.9. Потребное количество материалов для проведения ГРП в эксплуатационной колонне.....	84
Таблица 10.10. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины 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. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии	85
Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника	86
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования	89
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин).....	89
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ	89
Таблица 12.4. Объемы работ по комплекту аналог бурового станка ZJ-40 и силового оборудования	90
Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту	91
Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)	92
Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов.....	93
Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины.....	94
Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин	94
Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации	95
Таблица 14.2 Средства контроля.....	97
Таблица 14.3 Средства диспетчеризации.....	97
Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности	109
Таблица 17.2 Спецдежда, спецбувь и средства индивидуальной защиты	116
Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	117
Таблица 17.4 Нормы освещённости	118
Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды	122
Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения	124
Таблица 20.1.Список литературы.....	137
Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины	140
Таблица 1. Персонал буровой бригады подрядчика (нормативный состав на один буровой станок)	149
Таблица 0.1. Конструкция скважины.....	150
Таблица 0.3. Параметры бурового раствора	150
Таблица 0.5. Параметры бурового раствора.	151
Таблица 0.7. Параметры бурового раствора	153

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 4.1. Обзорная карта района работ	20
Рисунок 4.2. Структурная карта по кровле продуктивного горизонта D ₃ fm. (масштаб 1:25000)	21
Рисунок 4.3. Геологический профиль по линии I-I	22
Рисунок 5.1. График совмещённых давлений.....	41
Рисунок 9.1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)	66
Рисунок 9.2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)	67
Рисунок 9.3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)	68

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Техническое задание
Протокол НТС
Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин
Схема расположения обвязки устья при испытании скважин
Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин
Регламент на буровые растворы
Режимно-технологическая карта (РТК)
Геолого-технический наряд (ГТН)

РЕФЕРАТ

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 3500 ± 250 м на месторождении Анабай разработано 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).

Основной задачей разработки дополнения является:

- корректировка группового технического проекта на бурение эксплуатационных скважин средней глубиной 3500 м на месторождении Анабай в связи с переносом сроков бурения скважин.
- корректировка раздела выбора бурового станка

Объектом проектирования является бурение эксплуатационных скважин № № 17, 18, 19, 20 глубиной 3500 м на месторождении Анабай.

С целью оптимизации затрат на бурение скважин принят тип буровой установки грузоподъемностью 225 тн на стационарной платформе.

Глубина спуска эксплуатационной колонны может быть скорректирована в диапазоне ± 250 м по результатам геологических исследований в процессе проводки скважины («Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» п.168).

Цель работы - расчет конструкции 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.

Параметры, указанные в данном техническом проекте, могут уточняться, меняться в ходе бурения скважин, в зависимости от фактического состояния ствола скважины, результатов ГИС в открытом стволе.

Дополнение к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 3500 ± 250 м на месторождении Анабай выполнено в соответствии с договором № 6883011/2023/1 от 01.08.2023 г. между ТОО «Проектный институт «OPTIMUM» и ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz».

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	Номера скважин, строящаяся по данному типовому проекту	№№ 17, 18, 19, 20
2	Площадь (месторождение)	Анабай
3	Расположение (суша, море)	Суша
4	Глубина Балтийского моря на точке бурения, м	-
5	Цель бурения и назначенные скважины	эксплуатационная, добыча газа
6	Проектный горизонт:	верхний девон (D ₃)
7	Средняя проектная глубина (от уровня моря), м по вертикали по стволу	3500 -
8	Число объектов испытания: в колонне: в открытом стволе	1 1
9	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	Вертикальная
10	Тип профиля	-
11	Азимут бурения, град	-
12	Максимальный зенитный угол, град	-
13	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	-
14	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	3460
15	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	45
16	Способ бурения	Роторный (или верхний привод), ВЗД
17	Вид привода	Дизельэлектрический
18	Вид монтажа (первичный, повторный)	Первичный / повторный
19	Тип буровой установки	Аналоги станка ZJ-40 грузоподъемностью не менее 225 тн
20	Максимальная масса колонны, т: обсадной бурильной	126 119
21	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
22	Продолжительность цикла бурения скважин, сут.:	193
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	6,0
	подготовительные работы к бурению	4,0
	бурение и крепление, в том числе испытание в открытом стволе 2 суток	150
	освоение всего:	33
	ГРП	12,0
	в эксплуатационной колонне:	21

Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0	0	30	0	30
Кондуктор	323,9	0	400	0	400
Промежуточная колонна	244,5	0	1720	0	1720
Эксплуатационная колонна	168,3	0	3500	0	3500

Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонт- ных баз, площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (да, нет)	Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство, работа бульдозеров, автомашин на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой (сдельная, повременная, контрактная и тд)
1	2	5	6	7	8
-	По тендеру	-	-	Бульдозер – 12 часов	Контрактная

Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы	Объёмы отходов, м ³
При бурении		При испытании			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6
0	3500	не предусматривается		ОБР	570,3945
				Шлам	465,4754
				Сточные воды	782,9696

Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (ФОНТАННЫЙ, ШГН ЭЦН, ГАЗЛИФТНЫЙ)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	В течении всего срока эксплуатации		Не предусматривается	3500	146	Общая коррозия	незначительная*	При необходимости после ГРП 3410	Газ	0,712

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ пп	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Проект разработки месторождения Анабай по состоянию на 01.07.2021 г.
2	Техническое задание к договору №883011/2023/1 от 01.08.2023 г. на составление «Дополнения к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 3500 м на месторождении Анабай»

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Анабай
Блок (номер или название)	-
Административное расположение: Республика Область (край) Район	Казахстан Жамбылская Мойынкумский
Год ввода, г: месторождения в эксплуатацию площади в бурение	- - 1973
Расположение (суша, море)	Суша
Температура воздуха, °С среднегодовая наибольшая летняя наименьшая зимняя	+ 15°С + 40°С - 30°С
Животный мир	паукообразными и парнокопытными (сайгаками, джейранами), а также волками, лисицами и зайцами.
Среднегодовое количество осадков, мм	180
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	180
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	122
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-Западный.
Максимальная скорость ветра, м/с	18,0 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	барханный
Состояние местности	полупустынная равнина
Толщина снежного покрова, см	30 (максимально на зиму)
Почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров (гумус)	Ковыльно-полынная
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения эксплуатационной скважины.	3,5	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин, СН 459-74

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

Название вида снабжения: (ВОДОСНАБЖЕНИЕ: для бурения, для дизелей, питьевая вода, для бытовых нужд, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, СВЯЗЬ, МЕСТНЫЕ СТРОЙМАТЕРИАЛЫ) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение:			
Техническая вода для бурения	Водяная скважина м. Амангельды	51,5	Автотранспорт
Пресная вода: 1. Для котельной и хозяйственных нужд; 2. Для питьевых целей	Водяная скважина м. Амангельды г. Тараз	51,5 252	Автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель электростанция	На буровой площадке	
Местные стройматериалы:			
а) грунт	Местный карьер	85	Автосамосвал
б) песчано-гравийная смесь	Местный карьер	85	Автосамосвал
Связь	Спутниковая, радиостанция,	-	Связь с головным офисом и представительством

Таблица 3.5 Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесоматериалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
до 5 км	Песчано-гравийная смесь	6,0	20,0	временный

Примечание: Подъездные пути будут определены во время переезда станка.

Таблица 3.6 Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км	наличие (ДА, НЕТ)	название	расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
да		252	нет	-	

Примечание: От города Тараз до месторождений Амангельды асфальтированная дорога 200 км. От м. Амангельды до скважины м.Анабай дорога с покрытием щебеночно гравийно-песчаной смеси- категории IV-B.

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: Дополнения к групповому техническому проекту на бурение эксплуатационных скважин глубиной 3500 ± 250 м на месторождении Анабай.

Цель бурения: добыча газа

Проектная глубина: 3500 ± 250 м

Проектный горизонт: верхний девон (D₃)

Старший специалист службы Г и Р



Косаманова А. К.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Площадь Анабай расположена в Мойынкумском районе Жамбылской области Республики Казахстан, в 210 км к северу от г. Тараз. Ближайшими населенными пунктами являются поселок Малый Камкалы (20 км) и поселок Уланбель в 60 км. на северо-западе от площади работ.

Географически месторождение Анабай находится в северо-восточной части песков Мойынкум, ограниченных с юго-запада предгорной равниной Малого Каратау.

Орографически район представлен полузакрепленными барханными песками с относительным превышением песчаных гряд до 20 м. Севернее от площади Анабай в 35 км. протекает река Чу, которая пересыхает летом. Абсолютные отметки рельефа местности в районе месторождения составляют +350 - +360 м и увеличиваются в районе г. Тараз до +600 м. Местность на всём протяжении равнинная, вздымающаяся к югу, в сторону Тянь-Шаня.

Источниками водоснабжения являются колодцы и артезианские скважины, пробуренные на водоносный горизонт верхнего мела с уровнем воды на глубине 130-200 м. Водоснабжение бурения обеспечивается за счёт водяных скважин.

На юго-западе, в 40-50 км, находится обустроенное месторождение Амангельды, с которым площадь работ связана грунтовой дорогой. Через месторождение проходит высоковольтная линия электропередач (ЛЭП) районного значения. Через Амангельды проходит шоссейная дорога, которая соединяет областной центр, город Тараз, с сёлами Акколь, Уюк, Уланбель.

Месторождение Амангельды связано с основным газопроводом Бухара – Алматы линией газопровода протяженностью 194 км.

Ближайшая железнодорожная станция разгрузок - станция Тараз.

Климат района резко-континентальный с сухим жарким летом (до +40 °С) и холодной (до -40 °С) малоснежной зимой, продолжительность отопительного сезона 178 суток (с 15 октября по 15 апреля). Господствующее направление ветров - северо-восточное.

В тектоническом отношении структура Анабай расположена в северо – восточной части Мойынкумского прогиба, в пределах Анабай – Малдыбайского вала.

Месторождение открыто в 1979 году бурением скважин № 1 и № 2.

Недропользователем является ТОО «Разведка и добыча QazaqGaz», который имеет контракт на совмещенную разведку и добычу углеводородного сырья с Министерством нефти и газа Республики Казахстан (№ 611 от 12. 12. 2000 г.). На основании рекомендации Экспертной комиссии по вопросам недропользования (Протокол № 23/3 МЭ РК от 13.08.2021 года) Компетентным органом принято решение выдать разрешение на

закрепление участка добычи Анабай и подготовительного периода продолжительностью 3 года (Дополнение к контракту №17 от 13.10.2021 г.).

Структура Анабай впервые выявлена в 1967 году сейсморазведкой, далее детально изучено в период 1976-1977 года, и подготовлена к бурению детальными сейсморазведочными работами МОГТ в 1977 г.

Поисковое бурение проводилось на площади в 1978–1982 гг. По результатам бурения первых скважин установлены залежи газа в отложениях фаменского, нижневизейского, средневизейского и серпуховского ярусов. Однако промышленные притоки получены только из средневизейских (скв. № 1 и № 4) и фаменских (скв. №2) отложений.

Запасы газа поставленные на Государственном балансе в 1980г подсчитаны только по средневизейским отложениям по категории C_1 – и составили 3120 млн. м³.

В 2006 г. ЗАО НП «Запприкаспийгеофизика» был составлен отчет «Проведение сейсморазведочных исследований МОГТ-2D на месторождении Амангельды и площадях Анабай, Жаркум в Жамбылской области» по договору субподряда № 05-3601 от 27.10.2005 г.

В 2007 г. был выполнен «Проект доразведки месторождения Анабай» и утвержден в ЦКР при МЭиМР Республики Казахстан, в результате которого было предусмотрено бурение 4 разведочных скважин (2 независимые, 2 зависимые) с проектными глубинами 3700 м и проектным горизонтом D_3fm .

Проект остался не реализованным. На территории месторождения, после утверждения вышеуказанного проекта, были проведены 3Д сейсмические работы.

В 2014 г. ТОО «МКБ-АЛ» подготовил отчет «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Анабай (отложения средневизейского C_{1v2} и фаменского D_3fm ярусов)» по состоянию изученности на 02.01.2014 г. Отчет был представлен в ГКЗ РК для экспертизы. Отчет по подсчету запасов не стали утверждать, ввиду недостаточной изученности и вернули с рекомендациями провести доразведку месторождения.

На основании рекомендаций ГКЗ, недропользователем – ТОО «Амангельды Газ» было решено разработать «Проект оценки месторождения Анабай», который был согласован ЦКРиР и утвержден в КГиН МИР РК.

В 2019 г на основании письма недропользователя в Компетентный орган о продлении периода разведки Контрактной территории, был разработан «Проект разведочных работ по оценке месторождения Анабай (участок Анабай-Малдыбай)». Контракт продлен на 3 (три) года до 12 декабря 2021г.

В связи с завершением срока периода разведки, в 2021 году был составлен «Подсчет запасов газа и попутных компонентов месторождения Анабай» и утвержден ГКЗ РК.

Согласно Протоколу ГКЗ РК №2331-21-У от 02.07.2021 г. на Государственный баланс РК приняты геологические/извлекаемые запасы пластового газа в следующих количествах: C_1 – 3417/2379 млн.м³, C_2 – 4239/1857 млн.м³; из них запасы газа нижневизейских залежей равны по категории C_1 -1359/850 млн. м³ и C_2 - 4239/1857 млн. м³, запасы фаменской залежи оценены по категории C_1 и равны 2058/1529 млн.м³.

На основе «Подсчета запасов..» был составлен «Проект разработки месторождения Анабай», в котором рекомендуется бурение 8 проектных эксплуатационных скважин (№№ 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20). Из них 4 скважины (№№ 13, 14, 15, 16) относятся к I объекту (средневизейский горизонт, средней глубиной 2518-2664м.), и еще 4 скважины (№№ 17, 18, 19, 20) относятся к II объекту (фаменский горизонт, средней глубиной 3448-3604м.).

В данном проекте планируется бурение 4-х (№ 17, 18, 19, 20) эксплуатационных скважин с проектной усредненной глубиной - 3500 м, проектным горизонтом –верхний девон D₃.

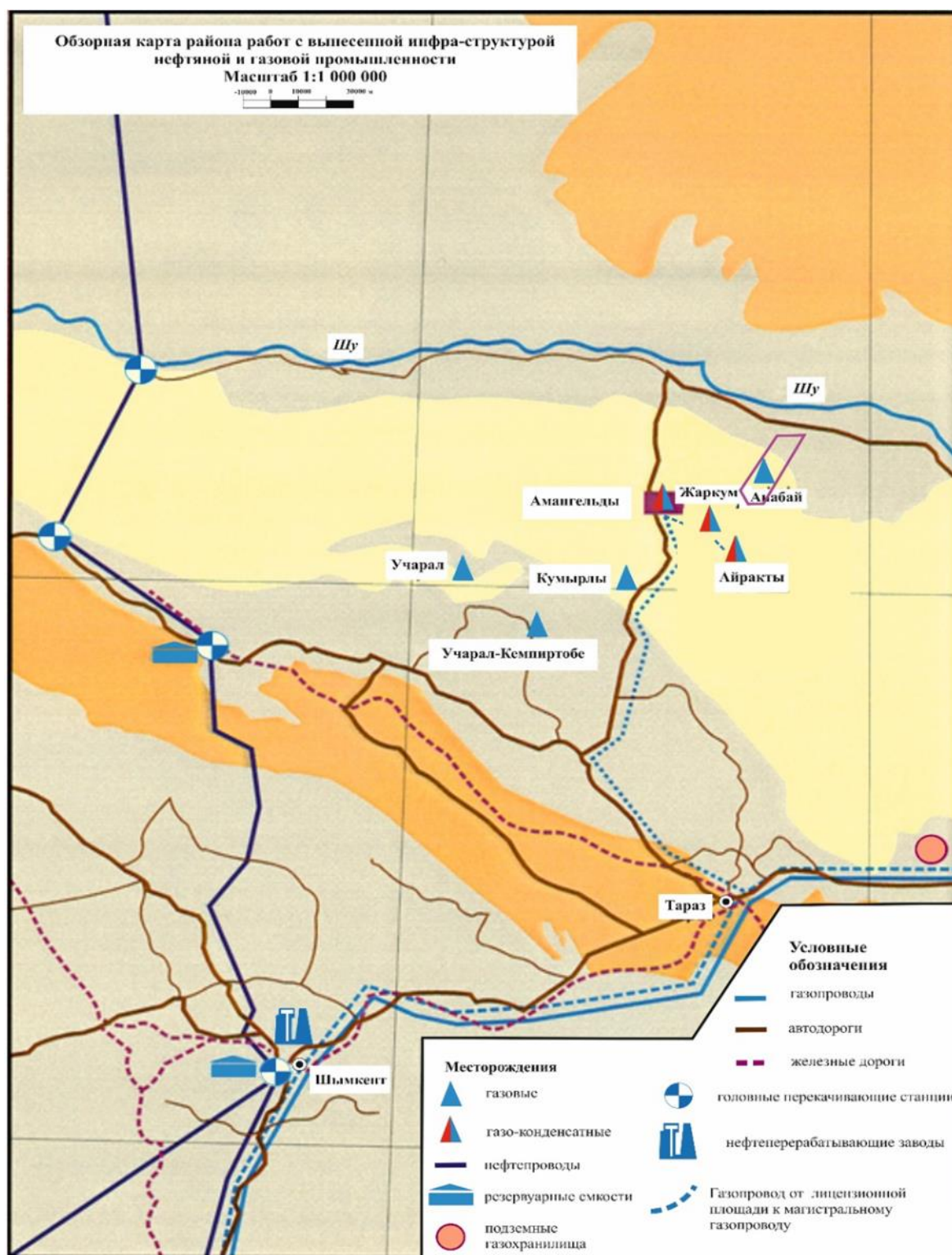


Рисунок 4.1 Обзорная карта района работ

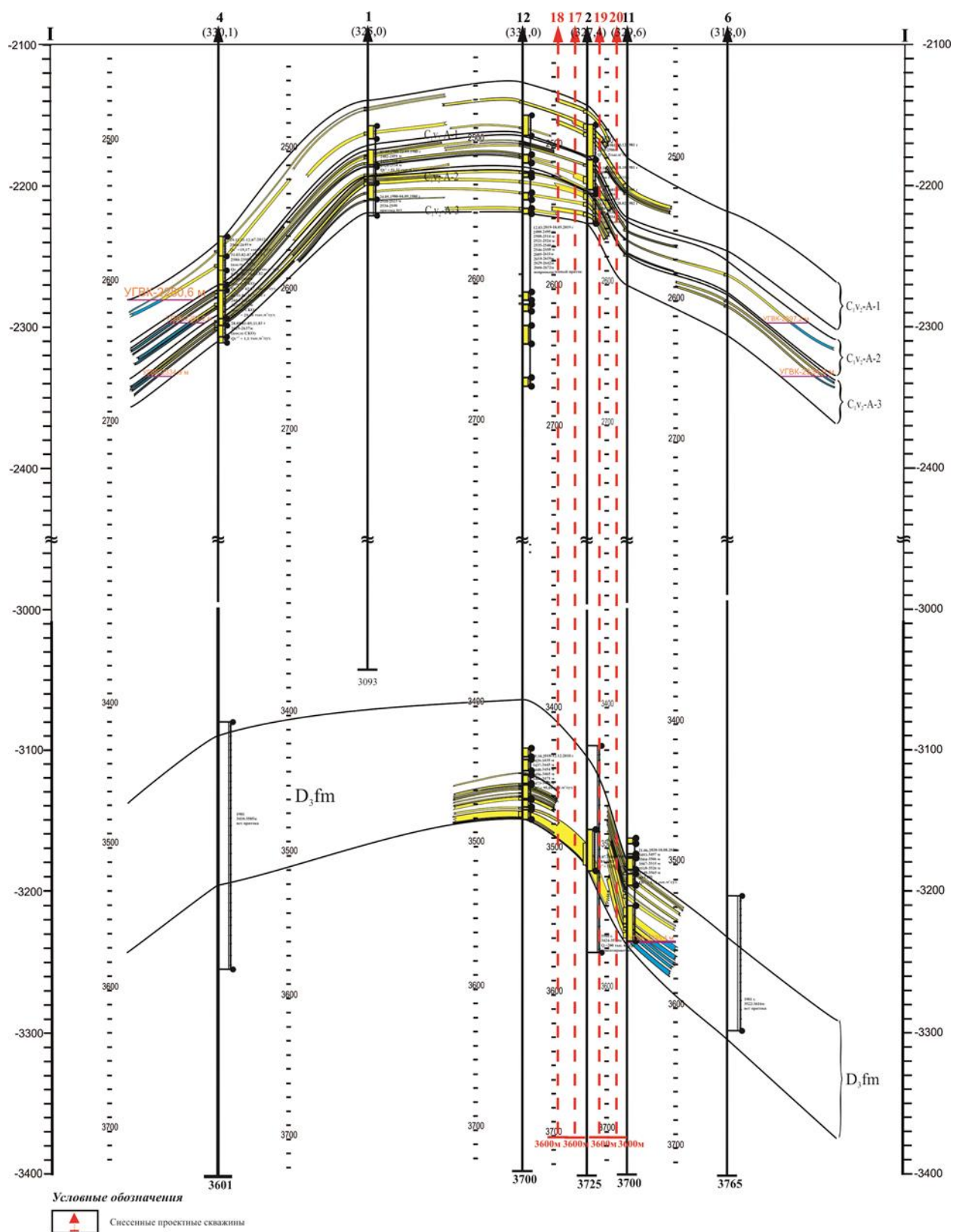


Рисунок 4.3. Геологический профиль по линии I-I

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания от стола ротора, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол. пад.	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	70	Мезозой-кайнозой	Mz+Kz	0	0	1,33
70	1854	Пермь-Средне-верхний карбон	P ₁ пс+C ₂₋₃	0	0	1,24
1854	2116	Средний карбон	C ₂	0	0	1,17
2116	2244	Серпуховский ярус нижнего карбона	C ₁ sr	4	15/160*	1,21
2244	2500	Верхневизейский ярус нижнего карбона	C ₁ v ₃	4	15/160	1,23
2500	2754	Средневизейский ярус нижнего карбона	C ₁ v ₂	4	15/160	1,15
2754	2988	Нижневизейский ярус нижнего карбона	C ₁ v ₁	4	15/160	1,22
2988	3168	Верхнетурнейский ярус нижнего карбона	C ₁ t ₃	4	15/160	1,24
3168	3358	Турнейский ярус нижнего карбона	C ₁ t ₁	4	15/160	1,24
3358	3412	Фаменский ярус верхнего девона	D ₃ fm	4	15/160	1,23
3412	3500	Верхний девон	D ₃	4	15/160	1,17

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

Таблица 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
Мезазой-кайнозой	0	70	Суглинки	25	Пески светло-серые, разномерные, встречаются в виде прослоев и линз в глинах.
			Глины	70	Глины от желтого до коричневого, плотная.
			Пески	5	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
Пермь-Средне-верхний карбон	70	1854	Песчаники	70	Песчаники красноватые, контактово-поровые
			Алевриты	15	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
			Аргиллиты	15	Аргиллиты темно-серые редко зеленоватые.
Средний карбон	1854	2116	Песчаники	25	Песчаники красноватые, контактово-поровые
			Алевриты	25	Алевриты красноватые с прослоями аргиллитов.
			Аргиллиты	50	Аргиллиты темно-серые редко зеленоватые.
Серпуховский ярус нижнего карбона	2116	2244	Известняк	35	Известняки глинистые, часто с фауной брахиопод, мшанок и аргиллитов.
			Ангидриты	40	Ангидриты белый, мелкокристаллический, слаботрешиноватый.
			Песчаники	25	Песчаники мелкозернистые, тонкослоистые.
Верхневизейский ярус нижнего карбона	2244	2500	Аргиллиты	35	Аргиллиты темно-серые, редко зеленоватые.
			Известняк	45	Известняки глинистые, черные, с прослоями ангидритов, доломитов.
			Песчаники	20	Песчаники маломощные, повсеместно желваки ангидрита.
Средневизейский ярус нижнего карбона	2500	2754	Известняк	35	Известняки глинистые, черные, с прослоями ангидритов, доломитов.
			Песчаники	40	Песчаники мелко до грубозернистых на глинисто-кремнистом цементе.
			Аргиллиты	25	Аргиллиты темно-серые, с линзами и тонкими прослоями угля.
Нижневизейский ярус нижнего карбона	2754	2988	Песчаники	70	Песчаники средние и крупнозернистые на сульфатно-глинистом цементе.
			Аргиллиты	30	Аргиллиты бурые, светло-зеленоватые.
Турнейский ярус нижнего карбона	2988	3358	Аргиллиты	50	Аргиллиты красно-коричневые, светло-бурые, светло-серые до черных, слюдистый.
			Алевриты	30	Алевриты красно-бурые, серовато-бурые.
			Песчаники	20	Песчаники мелкозернистые, тонкослоистые.
Фаменский ярус верхнего девона	3358	3412	Песчаники	70	Песчаники средние и крупнозернистые, розовато-бурые на сульфатно-глинистом цементе.
			Аргиллиты	30	Аргиллиты буровато-красно-коричневые зелеными пятнами.
Верхний девон	3412	3500	Песчаники	65	Песчаники средние и крупнозернистые на сульфатно-глинистом цементе.
			Аргиллиты	35	Аргиллиты бурые, светло-зеленоватые.

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графичес- кого подраздел- ения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Порис- тость, %	Про- ницае- мость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость, кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е х 10 ⁻⁴ , МПа	Гидратационное разуплотнение (набухание)
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Mz+Kz	0	70	Суглинки	1,75	-	-	-	-	-	-	10-30	-	-	M+C	-	-	-
			Глины	1,75	-	-	-	-	-	3		1	3		0,5	200	0,8
			Пески	1,75	26	300	18	2	-	1		2	6		0,27	500	0,16
P _{1пс} +C ₂₋₃	70	1854	Песчаники	2,09	-	-	-	-	-	1,5	54-181	3	3	C+T	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,26	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,28	600	0,75
C ₂	1854	2116	Песчаники	2,15	-	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,27	500	0,16
			Алевролиты	2,27	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,3	400	0,21
			Аргиллиты	2,31	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C _{1sr}	2116	2244	Известняк	2,52	19	5	-	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Ангидриты	2,35	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,21
			Песчаники	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C _{1v3}	2244	2500	Аргиллиты	2,39	-	-	-	-	-	3,5	58-244	3	3	C+T+K	0,28	600	0,75
			Известняк	2,52	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,25	19	5	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
C _{1v2}	2500	2754	Известняк	2,53	19	5	-	-	-	2,5	58-244	2	6	C+T+K	0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,30	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,44	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
C _{1v1}	2754	2988	Песчаники	2,34	19	5	-	-	-	1,5	58-244	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,46	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
			Аргиллиты	2,52	-	-	-	-	-	3,5	-	3	3	C+T+K	0,28	600	0,75
C _{1t}	2988	3358	Алевролиты	2,56	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,3	400	0,21
			Песчаники	2,41	19	5	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
D _{3fm}	3358	3412	Песчаники	2,42	19	5	-	2,8	-	1,5	62-280	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,53	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75
D ₃	3412	3500	Песчаники	2,50	19	5	-	-	-	1,5	62-280	2	6,5	C+T+K	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,60	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,28	600	0,75

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.	таликов	Межмерзлотных , напорных (защемленных) вод	Пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: В разрезе проектной скважины многолетнемерзлые породы отсутствуют.

4.2. НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5. Нефтеносность

Индекс стратиграфическ ого подразде ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Параметры нефти						Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		плотность, г/см ³		подвижно сть, Д на сП	содержа ние серы , % по весу	содерж ание параф ина, % по весу	Свободный дебит., м ³ /сут	газов ый факто р, м ³ / м ³	содержа ние серовод орода, %	содержа ние углекис лого газа, %	относит ельная по воздуху плотнос ть газа	коэффициен т	Давление насыщения в пластовых условиях.
				в пластовых условиях	после дегазац ии 20°C										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Примечание: Нефтеносные залежи по разрезу не ожидаются.

Таблица 4.6. Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по вертикали)		Тип коллектора	Содержание в % по объему			Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент отклонения газа в пластовых условиях	Свободный дебит тыс. м ³ /сут.	Параметры конденсата	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂				в пластовых условиях г/см ³	на устье скважины кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C _{1sr}	2116	2244	поровый	0,16	0,07	0,89	0,631	-	7,0	-	-
C _{1v2}	2500	2754	поровый	0,06	0,09	1,20	0,594	0,05	25	-	-
C _{1t}	2988	3358	поровый	-	0,09	0,34	0,580	-	до 2	-	-
D _{3fm}	3358	3470	поровый	-	0,18	0,59	0,610	-	50	-	-

Примечание: - Свойства и состав газа взяты из «Подсчета запасов...» по состоянию на 02.01.2021 г.

Таблица 4.7. Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг/ л						Степень минерализации, мг-экв/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатно- натриевый; ХК-хлор- кальциевый; ХМ-хлор- магниевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (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
Рпс+С	80	200	Поровый	1,002	5	1555	829	151	1441	43	200	4219,1	СФН	Да
С ₂	1431	2116	Поровый	1,156	5	130381	1235	116	59423	1216	20842	195840	ХЛК	Нет
С _{1V2}	2500	2655	Поровый	1,151	10	114091	615	48	46626	4496	24850	190726	ХЛК	Нет
С _{1V1}	2855	2885	Поровый	1,151	10	114091	615	48	46626	4496	24850	190726	ХЛК	Нет

Таблица 4.8. Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м				Температура в конце интервала, градус
	от (верх)	до (низ)	пластового*	порового	гидроразрыва пород	горного	
1	2	3	4	5	6	7	8
Mz+Kz	0	70	0,100	0,100	0,175	0,179	19,40
P ₁ пс	70	620	0,110	0,110	0,175	0,198	32,34
C ₂₋₃	620	1854	0,113	0,113	0,175	0,201	62,32
C ₂	1854	2116	0,113	0,113	0,175	0,203	70,43
C ₁ sr	2116	2244	0,113	0,113	0,175	0,205	76,15
C ₁ v ₃	2244	2500	0,113	0,113	0,175	0,209	82,75
C ₁ v ₂	2500	2754	0,113	0,113	0,175	0,211	89,68
C ₁ v ₁	2754	2988	0,113	0,113	0,175	0,212	93,81
C ₁ t	2988	3358	0,110	0,110	0,175	0,215	102,66
D ₃ fm	3358	3412	0,109	0,109	0,170	0,216	103,50
D ₃	3412	3500	0,107	0,107	0,170	0,218	114,18

Примечание:* - градиент пластового давления взяты по фактическим данным скважины –аналога № 12

4.3. ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

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
Mz+Kz	0	70	5÷10	-	нет	-	-	гидропроводность пласта

Таблица 4.10. Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратигра- фического подраздел- ения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотнос- ть, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Mz+Kz	0	70	Тех.вода	1,0	-	-	1	Перекрытие обсадной колонны Проработка, промывка
C ₂₋₃	620	1854	Глин	1,41	-	10	1	
C _{1v3}	2370	2470	Глин	1,41	-	8	1	
C _{1v1}	2754	2988	Глин	1,43	-	6	1	
C _{1t}	2988	3300	Глин	1,43	-	6	1	

Таблица 4.11. Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия и характер проявлений	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)
	от (верх)	до (низ)		трубное	затрубное		
1	2	3	4	5	6	7	8
Рпс+С ₂	80	200	вода	1,002	1,002	при изменении параметров раствора против проектных значений, несоблюдение технологий операций	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции
С ₂	1431	2116	вода	1,156	1,156		
С _{1sr}	2116	2244	газ	0,631	0,631	при вскрытии газонасыщ.пластов	разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
С _{1v2}	2500	2754	газ	0,594	0,594		
С _{1v2}	2630	2655	вода	1,151	1,151	несоблюдение технологий операций при вскрытии газонасыщ.пластов	перелив раствора через устье при прекращении циркуляции разгазирование бурового раствора, фонтанирование газом
С _{1v1}	2855	2885	вода	1,151	1,151		
С _{1t}	2988	3358	газ	0,580	0,580		
D _{3fm}	3358	3470	газ	0,610	0,610		

Примечание: в графах 5,6 указаны относительные плотности газа

Таблица 4.12. Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип	плотность, г/см ³	водоотдача, см ³ / 30 мин и вязкость (УВ), с	смазывающие добавки (название)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Рпс+С _{2,3}	70	1854	Глин	1,41	10	н/д	да	Сальникообразование	В результате осыпей возможно сальникообразование, возможны кавернообразования (в верхах), сужение ствола скважины
С ₂ +С _{1sr}	1854	2244	Глин	1,41	8	н/д	да		
С _{1v3}	2370	2470	Глин	1,41	8	н/д	да		
С _{1v1}	2754	2988	Глин	1,43	6	н/д	да		
С _{1t}	2988	3360	Глин	1,43	6	н/д	да		

Таблица 4.13 Текучие породы

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

Примечание: В разрезе проектных скважин текучие породы не ожидаются.

Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
C ₂₋₃	620	1854	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C ₂	1854	2116	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C _{1sr}	2116	2244	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C _{1v3}	2244	2500	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C _{1v2}	2500	2754	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C _{1v1}	2754	2988	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
C _{1 t}	2988	3358	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
D _{3fm}	3358	3412	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
D ₃	3412	3500	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов

Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керна					Условия отбора шлама				Условия отбора грунтов			
	Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керна, м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта , м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт.
	от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C _{1v2}	2470	2475	5	100	5	C ₂₋₃ , D ₃	620	3600	ч/з 10м	По результатам ГИС			
	2480	2490	10	100	10								
	2520	2530	10	100	10								
	2545	2550	5	100	5								
D _{3fm}	3400	3410	10	100	10								
	3495	3510	15	100	15								
	3540	3550	10	100	10								

Примечание: Интервалы отбора керна, шлама и грунта корректируется геологической службой недропользователя по фактически вскрываемому разрезу. При проявлении и признаков углеводородов отбор керна производить до полного исчезновения признаков и отбор шлама производить через каждые 5 метров.

Таблица 4.16. Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб вывода диаграмм	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (кровля)	до (подошва)	
1	2	3	4	5
КС, ПС, кавернометрия-профилеметрия, БК, РК (ГК, КНК), АК, ГГКП, резистивиметрия, инклинометрия (через 200-250м), термометрия	1:500	30	400	
		400	1720	
		1720	3500	
БМК, МКЗ, ВИКИЗ, ИК, СГК (в отдельных скважинах), профилеметрия	1:200	2100	3500	после спуска колонн
АКЦ, ОЦК, СГДТ, ЛМ	1:500	0	400	
		0	1720	
		0	3500	
Геолого-технологические исследования скважин (ГТИ) с датчиками H ₂ S	1:200	400	3500	при испытании в обсаженной колонне в интервале перфорации
ГИС - профиль притока (ГК, ЛМ, ТМ, БМ, ТА, РИ, ВЛ, РМ)	1:200	3300	3500	

Примечание:

Виды исследований могут быть заменены на более информативные по согласованию.

Проведение геолого-технологических исследований скважин корректируется, по согласованию.

Объемы и методы Геофизических исследований будут корректироваться по согласованию в программе бурения а также по фактический вскрываемому разрезу.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	интервал, м		количество циклов промывки после проработки	интервал, м		количество проб, шт.
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
C ₁ v ₂	-	-	-	2470	2570	3

Примечание: количество объектов опробования и интервалы испытания будут уточняться в процессе бурения скважин с учетом результатов промежуточных геофизических исследований. Продолжительность испытания в открытом стволе составит 1-2 суток.

Таблица 4.17. Прочие виды исследований

№№п/п	Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3	4
1	емкостно-фильтрационные свойства пород-коллекторов	Образец	3 обр. на 1 м керна
2	проницаемость по Клинкенбергу	Образец	3 обр. на 1 м керна
3	петрофизическое изучение свойств образцов пород. Определение коллекторских свойств пород	Образец	1 обр. на 1 м керна
4	водонасыщенность по Дину-Старку	Образец	1 обр. на 1 м керна
5	минералогический состав методом XRD	Образец	1 обр. на 1 м керна
6	петрографическое изучение пород, структуры пустотного пространства	Шлиф	1 шлиф на 1 м керна
7	определение физико-химических свойств и компонентный состав газа	Проба	2 пробы устьевых и 1 проба глубинный на 1 скважину

Примечание: Указанный объем лабораторных исследований будет уточнен Недропользователем с учетом предложений подрядчика.

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

Таблица 4.18. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции продуктивного горизонта: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, 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)							Макси- мальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
D3fm	I	3460	3510	Ввод в экспл.		цемент, колонна	передвижная	да	6	3-11	Аэрация	-	1,02

Примечание: Интервалы перфорации будут уточняться Недропользователем по результатам ГИС

Таблица 4.19 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объект а	Перфорационная среда		Мощность перфорации , м	Вид перфорации	Типоразмер 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. раствор	1,22	50	Кумулятивная	«DYNAWELL», «PREDATOR» ЗПКО-114	18	900 (50*16 зарядов)	16	да

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены будут уточнены в программе по освоению скважины;
2. Количество отверстий на 1 п./м. и интервалы перфорации будут уточнены после проведения окончательного ГИС в открытом стволе, будут указаны в программе по освоению скважины;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС. Будут уточняться в программе по освоению скважины;

Таблица 4.20 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта	Название процесса: глинокислотная обработка керасино-кислотной эмульсией, установка кислотной ванны, добавочная кумулятивная перфорация, обработка ПАВ, метод переменных давлений (МПД), закачка изотопов и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м*	Мощность перфорации, мм	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	ГРП с закачкой керамического пропанта в объеме 50 тн.	1	0,9	32,0	20		Не предусматривается		

Примечание: Глубина установки пакера будет уточняться в зависимости от интервала перфорации. Тип, состав и объем жидкости ГРП будет уточняться в программе по подготовке скважины ГРП

Таблица 4.21 Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора; повторное понижение уровня аэрацией; температурный прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; и другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Количество	Местные нормы времени, сут.
1	2	3	4	5
I	СПО пакера для проведения ГРП, освоение скважины после ГРП	операция	1	12

Таблица 4.22 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	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	газ	-	122,7	-	30	114,1	3510	0,85	1,15

Таблица 4.23 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

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

Таблица 4.24 Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, 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	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

Примечания: В данном техническом проекте нагнетательные скважины не проектируются.

Таблица 4.25. 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
2	Анабай	3484	3513	D ₃ fm	Газопроявление	Разгазирование бурового раствора

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Направление \varnothing 426,0 мм x 30 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 \varnothing 324,0 мм x 400 м - цементируется до устья. Кондуктор предусмотрен для перекрытия зоны поглощения, неустойчивых пород и водоносных горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Промежуточная колонна \varnothing 244,5 мм x 1720 м – цементируется до устья. Глубина спуска промежуточной колонны определена по условию предотвращения гидроразрыва пород под ее башмаком при закрытии скважины в случае открытого фонтанирования газом и водой. Спускается с целью перекрытия зоны осыпей и обвалов. Устье скважины после спуска промежуточной колонны оборудуется противовыбросовым оборудованием.

Эксплуатационная колонна \varnothing 168,3 мм x 3500 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 бурения скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операции 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	30	Д	10,0	4,2		1. Устройство шахты 2,2 м х 2,5 м х 2 м. 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.

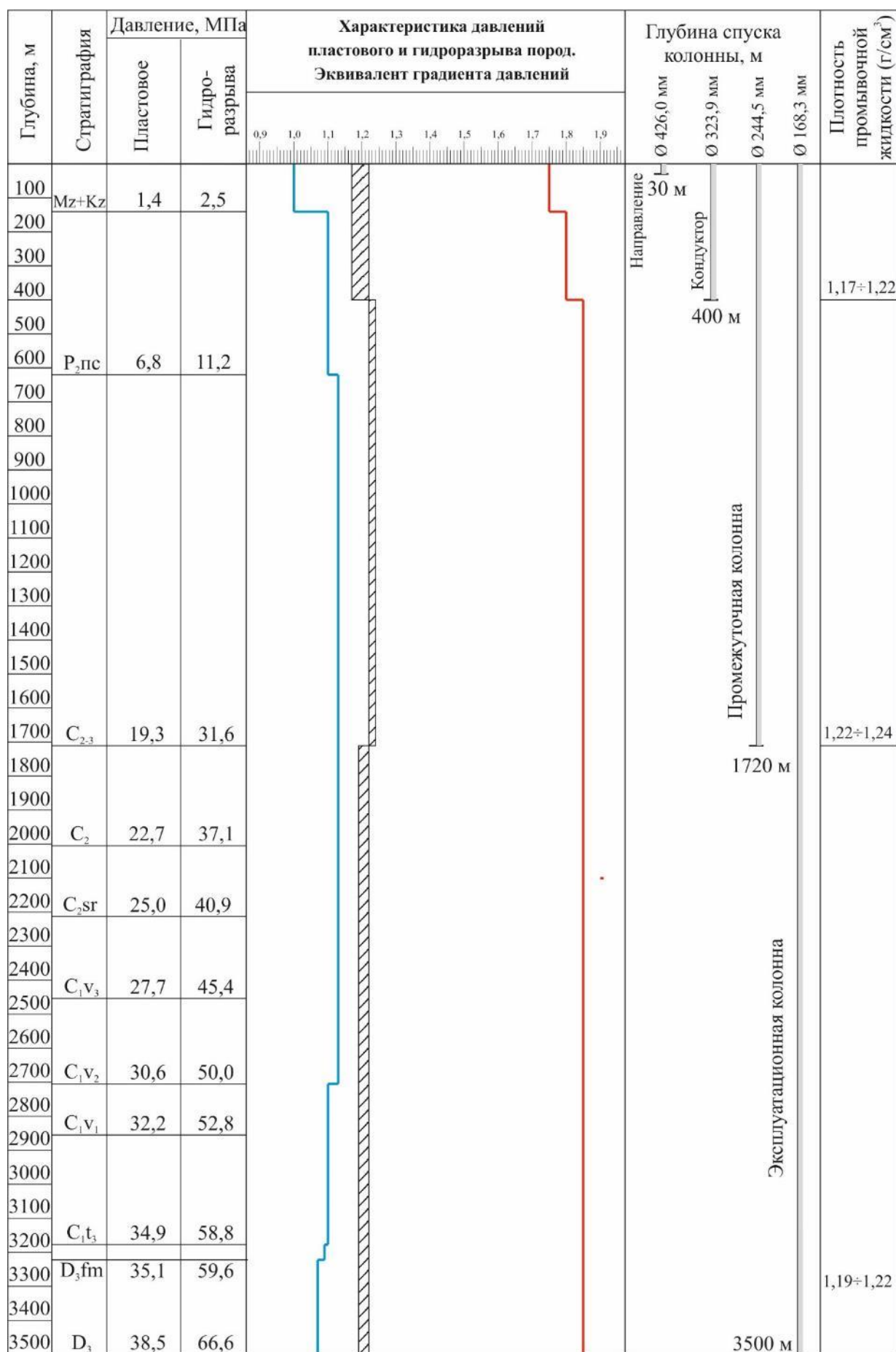


Рисунок 5.1. График совмещённых давлений

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 открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствол скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема цементного раствора за колонной (от стола ротора), м	Интервал установки отдельно 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
1	Кондуктор Ø 324,0 мм	0	400	393,7	0	0	400	Цементируется до устья, кондуктор спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после спуска кондуктора оборудуется противовыбросовым оборудованием.
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	0	1720	295,3	0	0	1720	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.
3	Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	0	3500	215,9	0	0	3500	Цементируется до устья, спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, а также добычи газа.

Таблица 5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части						Соединения обсадных труб в каждой одноразмерной части					
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Коли- чество диаметро в, шт.	Номер одно- размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр.м м	интервал установки одноразмерной части (от стола ротора), м		количеств о типов соединени й, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальны й наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
					от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	324,0	0	400	1	1	ОТТМ	351	0	400
2	1	1	1	244,5	0	1720	1	1	ОТТГ	269,9	0	1720
3	1	1	1	168,3	0	3500	1	1	ОТТГ	187,7	0	3500

Примечание:

1. Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению недропользователя

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

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Проведение учебных тревог «Выброс», периодичность – 4 раза в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка действий буровой бригады в случае возможных газонефтеводопроявлений
2	Периодические функциональные проверки ПВО во время бурения – 2 раз в месяц и перед вскрытием продуктивного пласта	Проверка работоспособности ПВО
3	Предусмотреть при монтаже ПВО обвязку линии с газосепаратором для отделения газа из бурового раствора с последующим отводом на сжигание.	
4		
5	<p>Проведение мероприятий по предупреждению гидроразрыва пластов при выполнении технологических операций в скважине:</p> <ul style="list-style-type: none"> - запрещается продолжение углубления скважины при появлении поглощения раствора и без выхода циркуляции; - не допускать превышения скорости спуска бурильных (обсадных) труб более установленных значений (см. табл. 9.8); - строго следить за правильным восстановлением циркуляции раствора после спуска инструмента, при соблюдении параметров бурового раствора (см. табл. 7.1); - с целью предупреждения заклинивания и прихвата инструмента в случае потери диаметра необходимо проработать интервал предыдущего долбления. <p>В интервалах возможных поглощений бурового раствора необходимо предусмотреть ограничение скорости спуска бурильного инструмента, поддержание свойств бурового раствора в заданных пределах согласно табл. 7.1.</p> <p>На глубине кровли продуктивного пласта произвести промежуточную промывку скважины не менее 2 циклов и выравнивание параметров бурового раствора (для уменьшения гидравлических сопротивлений на пласт).</p> <p>В интервалах возможных проявлений после окончания долбления, перед подъемом бурильных труб для смены долота, необходимо предусмотреть промывку скважины в течение цикла.</p> <p>В интервалах возможных осыпей и обвалов необходимо поддержание ингибирующих свойств бурового раствора в заданных пределах (см. табл. 7.1).</p> <ul style="list-style-type: none"> – Запрещается крепление долот ротором. – В случае возникновения затяжек инструмента в момент подъема, необходимо приостановить подъем, навернуть ведущую трубу (квадрат), дать промывку и путем расхаживания и проворота ротором при промывке сбить сальник с долота. – Не оставлять инструмент в открытом стволе скважины без движения более 10 мин (уточняется технологической службой подрядчика). – Поддерживать в буровом растворе смазочные добавки в требуемых пределах. – Постоянно контролировать и регистрировать величину вращающего момента бурильной колонны, недопуская превышения установленной величины с помощью моментомера. – В случае интенсивного обвалообразования бурение прекратить, инструмент без движения не оставлять, производить промывку скважины с целью очистки ствола от обвалившейся породы. 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<ul style="list-style-type: none"> – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. – В местах постоянных сужений ствола скважины производить спуск бурильного инструмента с проработкой, а подъем при наличии затяжек осуществлять с промывкой. – При изменении компоновки низа бурильной колонны или типа долота спуск инструмента в открытой части ствола скважины производить замедленно, а в местах посадок и интервалах постоянных сужений производить проработку. – Все резьбовые соединения УБТ при каждом спуске в скважину докреплять машинными ключами. – Смену положения рабочих соединений УБТ производить через 100 ч механического бурения при бурении до глубины 3000 м и через 30 ч при бурении свыше 3000 м. – Смену положения рабочих соединений бурильных труб производить через 10–15 долблений. При бурении в осложненных условиях и проведении аварийных работ частоту смены рабочих соединений увеличить до практически необходимой. – Если в процессе бурения возникли признаки слома бурильной колонны, ее негерметичности или разрушения долота, колонна бурильных труб должна быть поднята. – В процессе бурения все бурильные трубы и замки к ним, ведущие и утяжеленные трубы, центраторы, переводники и другие элементы бурильной колонны должны проверяться визуально (износ наружной поверхности, состояние резьбовых соединений) и, кроме того, методом опрессовки и дефектоскопии. Проверка производится в соответствующие сроки. – Для предупреждения искривления скважины в проекте предусмотрено: применение специальной КНБК, обеспечивающей необходимую жесткость низа бурильной колонны, нормальную проходимость по стволу, предотвращение заклинивания инструмента при СПО; – контроль параметров — кривизны и азимута с помощью инклиномера через 150–250 м проходки скважины; 	
	<ul style="list-style-type: none"> – увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях при циркуляции; – перелив бурового раствора из скважины при прекращении циркуляции; – увеличение объема вытесняемого бурового раствора из скважины при спуске бурильной колонны по сравнению с объемом спущенных бурильных труб; – уменьшение объема заливаемого в скважину бурового раствора при подъеме бурильной колонны по сравнению с объемом извлеченных бурильных труб. <p>В целях предотвращения открытого газонефтеводопроявления при вскрытии продуктивных и водонапорных горизонтов и дальнейшем углублении скважины;</p> <ul style="list-style-type: none"> – плотность бурового раствора должна поддерживаться из расчета создания гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое, и соответствовать проекту; – условная вязкость, статическое напряжение сдвиг бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; 	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<p>– буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается;</p> <p>– устье скважины должно быть оборудовано ПВО в соответствии с утвержденной схемой.</p> <p>Перед подъемом бурильной колонны из скважины со вскрытыми продуктивными горизонтами необходимо тщательно промыть скважину (не менее 1 цикла) и выровнять буровой раствор с доведением его показателей свойств до норм, установленных техническим проектом, промывку производить с периодическим вращением бурильного инструмента.</p> <p>Устье скважины должно быть оборудовано приспособлением для долива. При подъеме инструмента из скважины производить непрерывный долив бурового раствора, поддерживая его уровень у устья скважины. Для непрерывного долива необходимо установить емкость объемом 20–25 м³ под буровой раствор, используемый для долива скважины. Запрещается производить подъем бурильного инструмента из скважины при наличии сифона или поршневания.</p> <p>При первых признаках поршневания подъем прекратить и произвести промывку и проработку скважины.</p> <p>При длительных простоях (более 15 суток) бурящейся скважины вскрытые продуктивные горизонты должны быть изолированы цементным мостом. При появлении признаков газонефтеводопроявления необходимо принять экстренные меры в соответствии с действующими инструкциями, немедленно сообщить руководству буровой организации.</p> <p>В случае вынужденных простоев бурильная колонна должна быть спущена до башмака последней обсадной колонны и устье скважины герметизировано превентором. При этом необходимо периодически производить промывку скважины со спуском бурильных труб до забоя. Периодичность промывок определяется технологической службой бурового предприятия.</p> <p>В проекте предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> – организовать службу супервайзера на буровой; – службу контроля (круглосуточно) и регулирование параметров бурового раствора; – обеспечить буровую газокаротажной станцией. <p>При вскрытии продуктивного горизонта необходимо уменьшить вес и длину КНБК до минимального значения,</p>	

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

Интервал, м		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границе интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, кгс/см ²	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения гидроразрыва					
0	400	0	23	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
400	1720	21	105	В процессе освоения	
1720	3500	108	233	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		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/100 м	максимально допустимый интенсивность искривления на 30 м	при входе а продуктивный пласт	
					минимально допустимый	максимально допустимый

Примечание: Профиль ствола скважины – вертикальный.

Таблица 6.2. Профиль ствола скважины

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

Примечание: Профиль ствола скважины – вертикальный

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

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

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

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

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

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

$$\rho_{бр} = 10 \cdot \Delta_{пл} \cdot k$$

$\Delta_{пл}$ - наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта)

k - коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым

Плотность бурового раствора принимаем:

Интервал 0 – 400 м: $\rho_{бр} = 1,17 \div 1,22$ г/см³

Интервал 400 – 1720 м: $\rho_{бр} = 1,22 \div 1,24$ г/см³

Интервал 1720 – 3500 м: $\rho_{бр} = 1,19 \div 1,22$ г/см³

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора.

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая поглощения.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате высокой его фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами типа BARAZAN D. Для недопущения образования эмульсии между рассолом и пластовой нефтью использовать неионогенные ПАВ - АКТАFLO-S.

Состав перфорационной жидкости плотностью 1.22 г/см³, в кг на 1м³.

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода техническая	основа жидкости освоения	918
CaCl ₂	для плотности 1.22 г/см ³	293
BARAZAN-D	загуститель	5,0
BARASCAV-D	поглотитель CO ₂	1,42
АКТАFLO-S	НПАВ	0,5

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	Прочность геля (фунтов/100 футов ²) через		корка, мм	рН	Пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, фунтов/100 футов ²
						10 сек	10 мин				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Полимерный ингибирующий раствор	30	400	1,17÷1,22	40÷55	6÷8	2÷6	3÷10	< 0,6	8,0÷9,0	Как можно ниже	8÷18
Полимерный ингибирующий раствор	400	1720	1,22÷1,24	45÷55	5÷7	4÷8	6÷12	< 0,6	9,5÷10,5	Как можно ниже	12÷25
Полимерный ингибирующий раствор	1720	3500	1,19÷1,22	40÷45	3÷5	4÷8	6÷12	< 0,6	9÷10,5	20÷25 или как можно ниже	12÷25

Примечание: В случае обнаружения осложнений (газопроявления), связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается утяжеление бурового раствора по согласованию с Недропользователем. Параметры бурового раствора могут корректироваться в ходе бурения по согласованию с недропользователем.

Перед вскрытием продуктивного горизонта буровой раствор должен быть заменен на свежеприготовленный раствор.

Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
1	0	30	Глинистый раствор	1,05÷1,20		Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
2	30	400	Полимерный ингибированный раствор	1,17÷1,22	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						Жидкость гидрофобизирующая	20
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						KCL	50 - 100
						NaCL	50 - 100
						утяжелитель	100
3	400	1720	Полимерный ингибированный раствор	1,22÷1,24	нет	противосальниковая добавка	15-30
						Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						KCL	50 - 100
						NaCL	50 - 100
						утяжелитель	100
						Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала	Название компонентов	Содержание компонентов в буровом растворе, кг(л)/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
4	1720	3500	Полимерный ингибированный раствор	1,19÷1,22	нет	Вода	0,95
						Каустическая сода	1 - 2
						Кальцинированная сода	1 - 2
						полианионная целлюлоза Н	5 - 7
						Бикарбонат натрия	1 - 2
						полианионная целлюлоза В	3 - 5
						Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %
						биополимер структурообразователь	1 - 5
						KCL	50 - 100
						NaCL	50 - 100
						Утяжелитель кислоторастворимый	100
						Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3
						Смазывающая добавка	0,3 - 2

Примечание:

- По согласованию с недропользователем типы буровых растворов и их компонентный состав могут быть изменены на аналог улучшающий качество проводки скважины.
- Буровому подрядчику необходимо иметь в наличии паспорта и сертификаты безопасности химической продукции (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя.
- При обнаружении сероводорода буровой раствор обрабатывается реагентами-нейтрализаторами, выполняются мероприятия по безопасности.

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

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора 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			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	8	9	10	11
0	30	1	Глинистый раствор			40	39	79
			Вода	0,95		38	37,05	75,05
			Каустическая сода	1 - 2		60	58,5	118,5
			Кальцинированная сода	1 - 2		60	58,5	118,5
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7		280	273	553
30	400	1	Полимерный ингибированный		49	43	143	235
			Вода	0,95	46,55	40,85	135,85	223,25
			Каустическая сода	1 - 2	73,5	64,5	214,5	352,5
			Кальцинированная сода	1 - 2	73,5	64,5	214,5	352,5
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	343	301	1001	1645
			биополимер структурообразователь	1 - 5	24,5	21,5	71,5	117,5
			Жидкость гидрофобизирующая	20	980	860	2860	4700
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	147	129	429	705
			Бикарбонат натрия	1 - 2	73,5	64,5	214,5	352,5
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	147	129	429	705
			KCL	50 - 100	3430	3010	10010	16450
			NaCL	50 - 100	4900	4300	14300	23500
			утяжелитель	100	4900	4300	14300	23500
			противосальниковая добавка	15-30	98	86	286	470
400	1720	1	Полимерный ингибированный		120	71	285	356
			Вода	0,95	114	67,45	270,75	338,2
			Каустическая сода	1 - 2	180	106,5	427,5	534
			Кальцинированная сода	1 - 2	180	106,5	427,5	534
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	840	497	1995	2492
			Бикарбонат натрия	1 - 2	120	71	285	356
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	360	213	855	1068
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	360	213	855	1068
			биополимер структурообразователь	1 - 5	60	35,5	142,5	178
			KCL	50 - 100	8400	4970	19950	24920
			NaCL	50 - 100	12000	7100	28500	35600

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора 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			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	8	9	10	11
			утяжелитель	100	12000	7100	28500	35600
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	12000	7100	28500	35600
1720	3500	2	Полимерный ингибированный		264	145	135	315
			Вода	0,95	250,8	137,75	128,25	299,25
			Каустическая сода	1 - 2	396	217,5	202,5	472,5
			Кальцинированная сода	1 - 2	396	217,5	202,5	472,5
			полианионная целлюлоза Н	5 - 7	1848	1015	945	2205
			Бикарбонат натрия	1 - 2	264	145	135	315
			полианионная целлюлоза В	3 - 5	792	435	405	945
			Модифицированный лигносульфонат	0,2-2 %	792	435	405	945
			биополимер структурообразователь	1 - 5	132	72,5	67,5	157,5
			KCL	50 - 100	18480	10150	9450	22050
			NaCL	50 - 100	26400	14500	13500	31500
			Утяжелитель кислоторастворимый	100	26400	14500	13500	31500
			Жидкость гидрофобизирующая	0,5 - 3	2640	1450	1350	3150
			Смазывающая добавка	0,3 - 2	7920	4350	4050	9450

Примечание: Возможно использование аналогичных химических реагентов по согласованию, компонентные составы будут уточняться в программе по буровым растворам.

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 колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	165
2	Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2,5		91	1-11	0,7	250

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 будет уточняться в программе по буровым растворам по согласованию с Недропользователем.

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг				Суммарная на скважину
	Номера интервала				
	1 (0-30)	2 (30-400)	3 (400-1720)	4 (1720-3500)	
1	2	3	4	5	
Вода	75,05	223,25	338,2	299,25	935,75
Каустическая сода	118,5	352,5	534	472,5	1477,5
Кальцинированная сода	118,5	352,5	534	472,5	1477,5
полианионная целлюлоза Н	553	1645	2492	2205	6895
Бикарбонат натрия		352,5	356	315	1023,5
полианионная целлюлоза В		705	1068	945	2718
Модифицированный лигносульфонат		705	1068	945	2718
биополимер структурообразователь		117,5	178	157,5	453
KCL		16450	24920	22050	63420
NaCL		23500	35600	31500	90600
Жидкость гидрофобизирующая		4700	3560	3150	11410
Смазывающая добавка				9450	9450
противосальниковая добавка		470			470
утяжелитель		23500	35600	31500	90600
Вода	75,05	223,25	338,2	299,25	935,75

Примечание: Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены, на раствор улучшающий качество проводки скважины, по согласованию.
Будут уточнены в программе по буровым растворам.

Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель; 4-3+центрифуга	интервал, м	
1	2	3	4	5	6
Вибросито	Swaco/Derrick	3	2-1+ пескоотделитель	30	3500
Пескоотделитель	CSCN	1	2-1+ пескоотделитель		
Илоотделитель	SV-ML	1	2-1+ пескоотделитель+ илоотделитель (при необходимости)		
Центрифуга центробежным насосом	LW 450*842NA				
Блок приготовления раствора, включающий:	гидроворонка	2			
	гидравлические перемешиватели	5			
	механические перемешиватели	8			

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 по вертикали, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	роторный	1	с навеса	50÷80	35÷40	15,0
30	400	Бурение	роторный	2	10÷12	60÷80	28÷35	10÷12
400	1720	Бурение	роторный, ВЗД; ВП*	3	12÷14	65÷75	20÷32	5÷6
1720	3500	Бурение	роторный, ВЗД; ВП*	4	8÷10	65÷75	20÷28	5÷6
1720	3500	Отбор керна	роторный	5	5÷8	65÷75	20÷28	6÷8

Примечание: ВП – верхний привод

Проходка с отбором керна:

- средневизейская залежь - 30 м
- верхний девон - 35 м.

Режимы бурения будут уточнены в программе бурения исходя из применяемого бурового оборудования и инструмента

Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние до глубины установки, м	техническая характеристика				
				наружный диаметр, мм	длина, м	Масса		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
1	1	Долото Ø 490 мм	0	490	0,4	300		
	2	Переводник	0,4	229	0,59	132		
	3	УБТ Ø 229 мм	0,99	229	18,28	5337,8	19	6
2	1	Долото Ø 393,7 мм	0	393,7	0,35	180		
	2	УБТ Ø 229 мм	0,35	229	18,3	5337,8		
	3	КЛС 394	18,63	394	0,51	149		
	4	УБТ Ø 203 мм	19,14	203	9,45	2107,4		
	5	Переводник	28,59	203	0,38	84,74		
	6	УБТ Ø 178 мм	28,97	178	75,6	12398	105	20,3
3	1	Долото Ø 295,3 мм	0	295,3	0,35	93		
	2	ВЗД-240	0,35	240	8,5	1900		
	3	УБТ Ø 203 мм+MWD	8,85	203	9,45	2107,4		
	4	КЛС 295,3	18,3	295,3	1,6	356,8		
	5	УБТ Ø 203 мм	19,9	203	9,45	2107,4		
	6	Переводник	29,35	203	0,38	84,74		
	7	УБТ Ø 178 мм	29,73	178	56,7	9298,8		
	8	УБТ Ø 165 мм	86,43	165	18,9	2570,4		
	9	ЯСС	105,33	165	5,6	680		
	10	УБТ Ø 165 мм	110,93	165	28,35	3855,6	139	23
4	1	Долото Ø 215,9 мм	0	215,9	0,25	43		
	2	ВЗД-172	0,25	172	8,6	1190		
	3	УБТ Ø 178 мм +MWD	8,85	178	9,45	1549,8		
	4	Переводник	18,3	178	0,3	49,2		
	5	КЛС 215,9	18,6	215,9	1,0	164		
	6	Переводник	19,6	178	0,4	65,6		
	7	УБТ Ø 178 мм	20	178	75,6	12398		
	8	УБТ Ø 165 мм	95,6	165	18,9	2570,4		
	9	ЯСС	114,5	165	5,6	680		
	10	УБТ Ø 165 мм	120,1	165	18,9	2570,4	139	21
5	1	Бур гол Ø 215,9/100 мм	0	215,9	0,3	25		
	2	КОС СК-178/100	0,3	178	20,4	2900		
	3	УБТ Ø 178 мм	20,7	178	85,05	13948		
	4	ЯСС	105,75	165	5,6	680		
	5	УБТ Ø 165 мм	111,35	165	18,9	2570,4	130,25	20,1

Примечание:

- Применять компоновку системы MWD с глубины 400м до 3500м , из под технической колонны
- При разбуривании цементных стаканов и проработке возможно использование трёхшарошечных долот и фрез.
- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена по согласованию в зависимости от состояния ствола скважины, будет уточнена в программе бурения.
- Типы используемых долот при необходимости может быть изменен согласно режима бурения, по согласованию.
- КНБК уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, по согласованию 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		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	6
Долото Ø 490 мм PDC	Бурение, проработка	0	30	1
УБТ Ø 229 мм		0	30	1
Долото Ø 393,7 мм	Бурение, проработка	30	400	1
КЛС 394		30	400	1
УБТ Ø 229 мм		30	400	1
УБТ Ø 203 мм		30	400	1
УБТ Ø 178 мм		30	400	1
Долото Ø 295,3 мм PDC		400	1720	2
КЛС 295,3	Бурение, проработка	400	1720	1
УБТ Ø 203 мм		400	1720	1
УБТ Ø 178 мм		400	1720	1
УБТ Ø 165 мм		400	1720	1
Долото Ø 215,9 мм		1720	3500	3
КЛС 215,9	Бурение, проработка	1720	3500	1
УБТ Ø 178 мм		1720	3500	1
УБТ Ø 165 мм		1720	3500	1
Бур гол Ø 215,9/100 мм		2470	3500	2
КОС СК-178/100	Отбор керна	2470	3500	1
УБТ Ø 178 мм		2470	3500	1
УБТ Ø 165 мм		2470	3500	1
		2470	3500	1

Таблица 8.4 Бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ	127	9,19	G	NC-50	3500	есть

Таблица 8.5. Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер спуска бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, тн		КЗП трубы на:	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	фактический	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение	30	400	400	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	295	8,6	29	4,79	3,5
Бурение	400	1720	1720	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	1581	45,8	69	1,96	3,5
Бурение	1720	3500	3500	1	СБТ	127	G	9,19	NC 50	3361	97,5	119	1,59	6,9

Таблица 8.6. Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильной трубы					Длина труб на интер- вале, м	Масса труб, тн		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замковог о соеди- нения		теорети- ческая	с плюсо- вым допуском	с норма- тивным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление Ø 426мм	0	30	УБТ Ø 229 мм	229	40XH2MA	79	6 ⅝ FH	18,28	5,3	5,6	5,8
Кондуктор Ø 323,9 мм	30	400	УБТ Ø 229 мм	229	40XH2MA	79	6 ⅝ FH	-	5,3	5,6	5,8
			УБТ Ø 203 мм	203	40XH2MA	66	5 ½ FH	9,45	2,1	2,2	2,3
			УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	75,6	12,4	13,0	13,5
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	295	8,6	9,0	9,4
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	400	1720	УБТ Ø 203 мм	203	40XH2MA	66	5 ½ FH	9,45	4,2	4,4	4,6
			УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	-	9,3	9,8	10,2
			УБТ Ø 165 мм	165	40XH2MA	47	NC 46	47,25	6,4	6,7	7,0
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	1285	45,8	48,1	50,1
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	1720	3500	УБТ Ø 178 мм	178	40XH2MA	53,5	NC 50	28,35	13,9	14,6	15,2
			УБТ Ø 165 мм	165	40XH2MA	47	NC 46	-	5,1	5,4	5,6
			СБТ Ø 127 мм	127	G	9,19	NC 50	1780	97,5	102,3	106,4

Примечания: Характеристики КНБК могут быть изменены в зависимости от состояния ствола скважины по согласованию с Недропользователем и будут уточнены в программе бурения.

Таблица 8.7. 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	3500	Бурение, спуск обсадной колонны	5	6

Таблица 8.8 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Название технологи-ческой операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы буровых насосов						Суммарная производитель-ность насосов, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	Производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение	F-1300	1	0,9	178	240	1,0	90	34,0	34,0
30	400	Бурение	F-1300	2	0,9	178	240	1,0	70	26,33	52,7
400	1720	Бурение	F-1300	2	0,9	165	280	1,0	70	22,83	45,7
1720	3500	Бурение	F-1300	1	0,9	165	280	1,0	77	25	25

Таблица 8.9. Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (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
30	400	Бурение	49	44		1,8	0,03	2,9
400	1720	Бурение	141	51	7,5	31,6	0,5	6,5
1720	3500	Бурение	131	68	9,5	55,8	3,6	6,0

Таблица 8.10. 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, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	Бурение	0,25	0,018	Периферийная		3	15,9	84	271,3
30	400	Бурение	0,56	0,043	Периферийная		3	19,1	91	487,4
400	1720	Бурение	0,94	0,067	Периферийная	-	3	17,5	93	563,5
1720	3500	Бурение	1,21	0,068	Периферийная		3	12,7	97	281,1

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли нести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, вода, воздух и т. д.)	плотность (для газообразного агента - относительно воздуха) г/см ³	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
2	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,20	-
3	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,24	-
4	1	нет	да	нет	вода	1,01	-

Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.гр.1)	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2.гр.8)	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	400	0	17	75	83
3	Промежуточная колонна	1	0	1720	0	22	332	357
4	Эксплуатационная колонна	1	0	3500	0	225	332	297

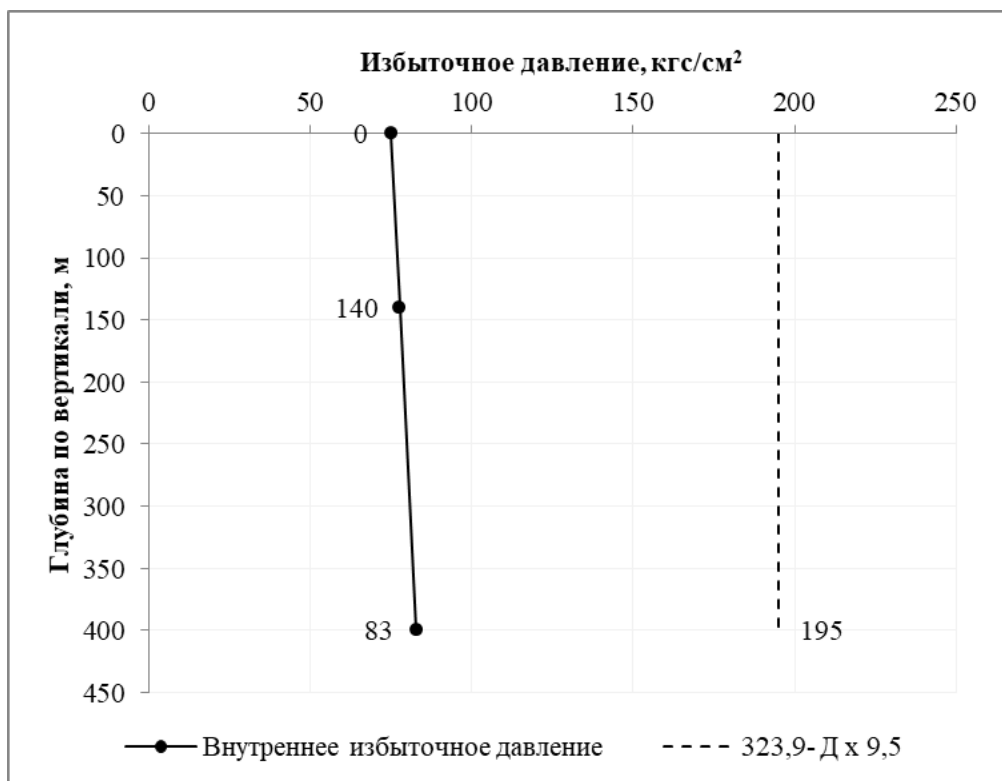


Рисунок 9.1. Распределение избыточных давлений (кондуктор)

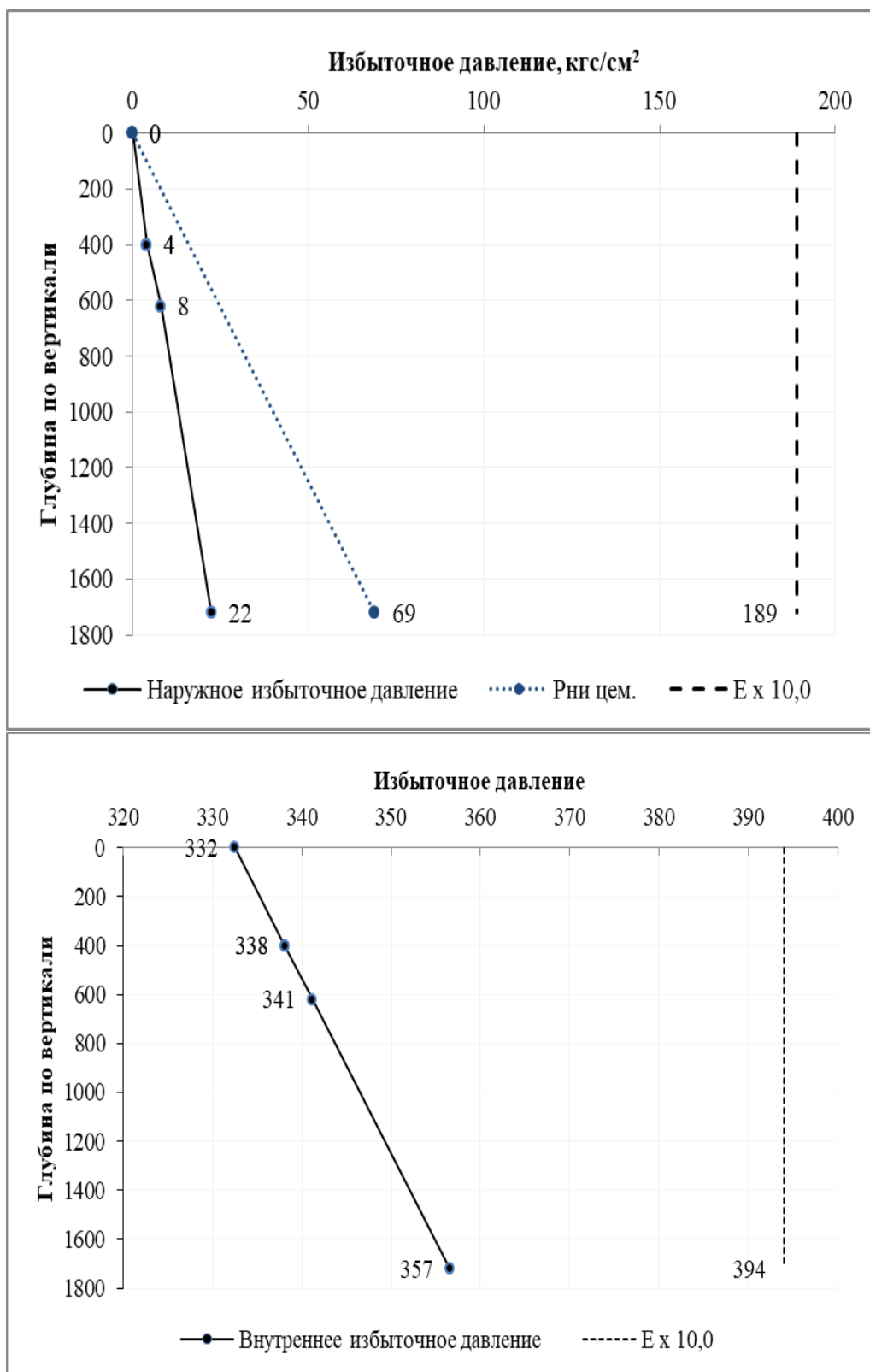


Рисунок 9.2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

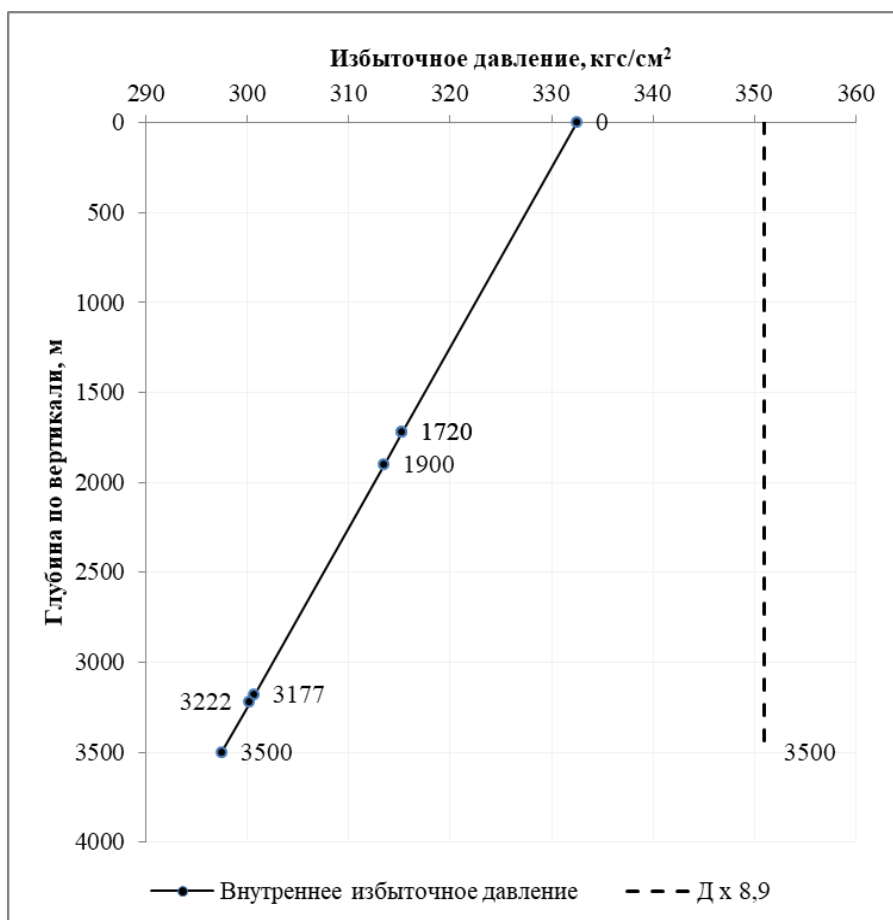
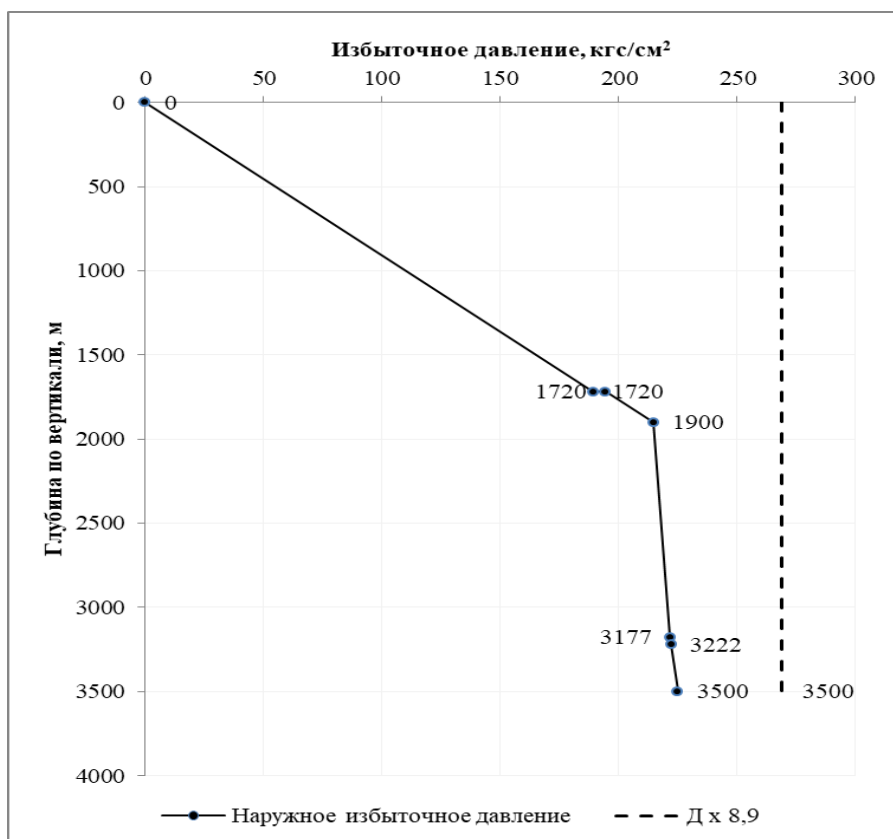


Рисунок 9.3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

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
426	импортное	ОТТМ	Д	10	да
323,9	импортное	ОТТМ	Д	9,5	да
244,5	импортное	ОТТГА, (Vam Top, New Vam)	Е	10,0	да
168,3	импортное	ОТТГА, (Vam Top, New Vam)	Д	8,9	да

Примечание: Возможно использование обсадных труб с запасом прочности, не уступающим проектным.

Таблица 9.4 Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельноспускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельноспускаемой части колонны (сверху вниз)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, тн	Нарастающая масса, тн	Характеристика обсадной трубы				КЗП при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	1	1	0	400	400	30,40	30,40	323,9	ОТТМ	Д	9,5	4,29	3,46	9,38
3	1	1	0	1720	1720	103,20	103,20	244,5	ОТТГ	Е	10	8,63	1,18	2,51
4	1	1	0	3500	3500	126,00	126,00	168,3	ОТТГ	Д	8,9	1,23	1,19	1,40

Примечание: Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по согласованию с Недропользователем

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, тн		
код типа соединения	условное обозначение трубы и/или муфты по ГОСТ 632-80	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным допуском
1	2	3	4	5
ОТТМ	324 x 9,5 -Д	30,40	31,92	33,52
ОТТГ, VAM TOP	244,5 x 10-Е	103,20	108,36	113,78
ОТТГ, VAM TOP	168,3 x 8,9-Д	126,00	132,30	138,92

Таблица 9.6. Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Название колонны	Элементы технологической оснастки колонны				Суммарные на колонну	
		наименование, шифр, типоразмер	масса элементов, кг	интервал установки по стволу, м		количество, шт	масса, кг
				от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление Ø 426 мм	426 мм направляющий башмак тип БКМ-426	125		30	1	125
		Обратный клапан тип ЦКОД.1-426	115		25	1	115
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц-407х426	65	-	-	1	65
2	Кондуктор Ø 323,9 мм	324 мм направляющий башмак тип БКМ-324	85		400	1	85
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-324	89		390	1	89
		324 мм центраторы тип ЦЦ 324/394-1	19	0	400	16	228
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц-324х351	25	-	-	2	50
3	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	245мм направляющий башмак тип БКМ-245	53		1720	1	53
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-245	52		1710	2	52
		245мм центраторы тип ЦЦ 245/295-1	15	0	1720	62	480
		245мм турбулизаторы**** тип ЦТ-245/295-324	12	400	1700	40	480
		Пробка продавочная тип ПРП-Ц-219х245	23			2	23
4	Эксплуатационная колонна Ø 168,3мм	168 мм направляющий башмак тип БКМ-168	20		3500	1	20
		Обратный клапан тип ЦКОД. 1-168	20		3480	2	40
		168 мм пентраторы** тип ЦЦ-1 168/216-245-1	9			120	506
		168 мм скребки*** тип СК-168/214	1	2000	3400	40	40
		168 мм турбулизаторы**** тип ЦТ-168/212-216	4,5	2000	3400	80	40
		Муфта ступенчатого цементирования тип МСЦ-168	165		1600	1	165
		Пробка продавочная ПРП-Ц-146х168	10	-	-	1	10

Примечания:

* - допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям соответствующих ТУ;

** - количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.

*** - количество и интервалы установки скребков должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований; скребки устанавливаются в интервале перфорации, а также на 20 метров выше и ниже этого интервала для случая, когда невозможно расхаживать или вращать колонну;

**** - количество и интервал установки турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических работ.

Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	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, м	Периодичность долива колонны, мин	Промежуточные промывки		
			шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ 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
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	400	0,4-0,3	400		250	1 цикл	45
2	Промежуточная Ø 244,5 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	350	0,7-0,5	1720		350	1 цикл	35
					350	1720	0,4-0,3			650	1 цикл	35
										950	1 цикл	35
										1250	1 цикл	35
										1550	1 цикл	35
										1650	1 цикл	35
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	Спайдер-элеватор	Р-2МВП	ТУ 38-101708-78	0	3500	0,3-0,5	3500		1670	1 цикл	25
										2020	1 цикл	25
										2370	1 цикл	25
										2720	1 цикл	25
										3070	1 цикл	25
										3420	1 цикл	25
										3500	1 цикл	25

Примечания:

- При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит
 - кондуктор - 150 м,
 - промежуточная колонна - 350м,
 - эксплуатационная - 700 м,
- Количество и глубины промежуточных промывок следует уточнить по фактическому состоянию ствола скважины.

Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, МПа		Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
		раздельно-спускаемой части	цементного кольца	раздельно-спускаемой части	цементного кольца	
1	2	3	4	5	6	7
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	1,19	1,19	7,5	0,8	7,9
2	Промежуточная Ø 244,5мм	1,21	1,21	23,8	1,5	25
3	Эксплуатационная Ø168,3 мм	1,03	-	33,0	-	34,5

Примечание:

- Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны и прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства. Межколонное пространство считается герметичным, если в течение 30 (тридцати) минут давление опрессовки снизилось не более чем на 5 кгс/см² (0,5 МПа).
- Присутствие представителя заказчика на опрессовке обязательно.
- Разрешается по согласованию с пользователем недр (заказчиком) производить опрессовку межколонного пространства воздухом.

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	прямой	1	0	400	-		10	Тампонажный (1,55 г/см ³)	0	300
									Тампонажный (1,85 г/см ³)	300	400
2	Промежуточная	прямой	1	0	1720	*		10	Тампонажный (1,55 г/см ³)	0	1200
									Тампонажный (1,85 г/см ³)	1200	1720
3	Эксплуатационная	Двух ступенчатый	1	0	3500	1600	1	10	Тампонажный (1,85 г/см ³)	0	1600
							2		Тампонажный (1,85 г/см ³)	1600	3500

Примечание:

Объём порций и плотность тампонажного цемента для цементирования колон будет уточняться по результатам ГИС в программе по цементированию.

Двухступенчатое цементирование с использованием МСЦ после уточнения данных в процессе бурения при низких значениях давления гидроразрыва.

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			Время ОЗЦ, ч
			тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	
1	2	4	5	6	7	11
1	Направление	1	Буфер	2	1,0	
			Тампонажный	3,2	1,84	
			Продавочная жидкость	3,2	1,07	
2	Кондуктор	1	Буфер	6,0	1,0	24
			Тампонажный 1	17,0	1,55	
			Тампонажный 2	6,6	1,85	
			Продавочная жидкость	27,6	1,19	
3	Промежуточная	1	Буфер	8,0	1,0	36
			Тампонажный 1	35,2	1,55	
			Тампонажный 2	16,5	1,89	
			Продавочная жидкость	66,8	1,24	
4	Эксплуатационная	1	Буфер	12,0	1,0	48
			Тампонажный	40,8	1,85	
			Продавочная жидкость	59,3	1,22	
		2	Буфер	10,0	1,0	
			Тампонажный	21,9	1,85	
			Продавочная жидкость	22,1	1,22	

Примечания: - Фактические параметры цементного раствора могут меняться в зависимости от состояния ствола скважины. Фактические объемы тампонажных растворов уточняются после проведения геофизических исследований (кавернометрии). 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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³
1	2	4	5	6	7
1	Направление	1	буфер Тампонажный	Вода	1000
				ПЦТ I-G-CC-1	1230
				CaCl ₂	24,0
				Вода	590
2	Кондуктор	1	буфер Тампонажный 1	Вода	1000
				ПЦТ III-ОБ5-50	1000
				CaCl ₂	27,6
				Вода	690
			Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	1230
				CaCl ₂	18,45
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	590,5
3	Промежуточная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный 1	ПЦТ III-ОБ5-50	1000
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				Газоблокатор	0,4-22,0 % к объёму раствора
				замедлитель схватывания	2 *
				Вода	690
			Тампонажный 2	ПЦТ I-G-CC-1	1350,00
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Газоблокатор	0,4-22,0 % к объёму раствора
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Вода	612,50
4	Эксплуатационная	1	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1242,00
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				замедлитель схватывания	2 *

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Норма расхода компонента, кг/м ³ , л/м ³
1	2	4	5	6	7
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				кольматант с армирующим эффектом	0,5-2,0
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Газоблокатор	0,4-22,0 % к объёму раствора
				Вода	600
		2	буфер	Вода	1000
				Буферная композиция	1-5
			Тампонажный	ПЦТ I-G-CC-1	1240
				понижитель фильтрации	0,1-0,6 % к массе сухого цемента
				пластификатор	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				пеногаситель	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				расширяющая добавка	0,1-0,3 % к массе сухого цемента
				Газоблокатор	0,4-22,0 % к объёму раствора
				кольматант с армирующим эффектом	0,5-2,0
				Вода	600

Примечание:

Количество реагентов и рецептура тампонажной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа;

Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны по согласованию с Недропользователем;

* Концентрация добавки для замедления схватывания цемента подбирается индивидуально, в соответствии с техническими условиями

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Режим работы агрегатов (буровых насосов)			Время операции мин	
					суммарная производительность агрегатов (буровых насосов) л/с	давление на устье скважины в конце цементирования МПа	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
1	1	закачка	Буфер	SJ	10,0	1,3	2	3,3	3,3
		закачка	Тампоная		7,0		3,2	7,6	11,0
		продавка			10,0		3,2	5,3	16,3
2	1	закачка	Буфер	SJ	10	2,5	6	10	10
		приготовление	Тампоная 1		7,0		17	20,0	30,0
		приготовление и закачка	Тампоная 1		7,0		17	40,5	70,5
		приготовление и закачка	Тампоная 2		7,0		6,6	15,7	86,2
		сброс пробки	Буровой раствор		-			10	96,2
		продавка			20		24,6	20,5	116,7
		продавка			6		3,0	8,3	125,0
3	1	закачка	Буфер	SJ	10	7,5	8	13,3	13,3
		приготовление	Тампоная 1		9,0		35,2	37,0	50,4
		приготовление и закачка	Тампоная 1		9,0		35,2	65,2	115,6
		приготовление и закачка	Тампоная 2		9,0		16,5	30,6	146,1
		сброс пробки	Буровой раствор		-		47	5	151,1
		продавка			22,0		63,8	48,3	199,4
		продавка			8,0		3,0	6,3	205,7
4	1	закачка	Буфер	SJ	10	10	12	20,0	20,0
		приготовление	Тампоная		7,0		10	47,6	67,6
		приготовление и закачка	Тампоная		9,0		30,8	75,6	143,2
		сброс пробки			-			10	153,2
		продавка	Буровой раствор		18		56,3	52,1	205,3
		продавка	Буровой раствор		5		3	10,0	215,3
	2	закачка	Буфер		10	5,4	10	16,7	16,7
		приготовление и закачка	Тампоная		8,0		21,9	45,6	62,3
		сброс пробки					-	10	72,3
		продавка	Буровой раствор		15		18,1	20,11	92,4
		продавка	Буровой раствор		10		3,0	5	97,4

Таблица 9.13. Потребное для цементированния обсадных колонн количество цементирующей техники

Номер колонны в порядке спуска	Интервал, м		Потребное количество ЦА			
	от (верх)	до (низ)	основных			
			тип	всего	в том числе для	
					закачки	продавки
1	2	3	4	5	6	7
1	0	30	SJ	1	1	
2	0	400	SJ	1	1	
3	0	1720	SJ	2	1	1
4	0	3500	SJ	2	1	1

Примечание: возможно использование других типов цементирующей техники с ситемой мгновенного затворения и осреднения, при условии проведения качественного цементированния обсадных колонн.

Таблица 9.14. Потребное для цементированния обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество								
			Номера колонн								Суммарное количество на скважину
			Направ- ление	1		2		3			
				кондуктор		промежуточная		эксплуатационная			
				1 порция	2 порция	1 порция	2 порция	1 ступень	2 ступень		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	ПЦТ I-G-CC-1	кг	3936		8118		22275	50673,6	27156	112158,6	
2	ПЦТ III-ОБ5-50	кг		17000		35200				52200	
3	CaCl ₂	кг	76,8	469,2	121,77					667,77	
4	понижитель фильтрации	кг				70,4	44,55	101,184	21,9	255,85	
5	пеногаситель	кг			17,84	70,4	44,5	101,184	54,312	270,45	
6	расширяющая добавка	кг				3048,32		3541,44	876	7465,76	
7	замедлитель схватывания	кг				70,4	33	101,184		204,58	
8	кольматант	кг						101,184	21,9	123,08	
9	пластификатор	кг				95	44,5	102	21,9	263,49	
10	Газоблокатор	м ³					2	4	2,5	0,3	
11	Буферная композиция	м ³				0,08		0,12	0,1	117,53	
12	Вода	м ³	3,888	17,73	3,8973	32,288	10,10625	36,48	13,14	112158,6	

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 К = 1.1, учитывающего потери материалов при перетаривании. Зависимости от состояния ствола объемы закачиваемого цемента могут быть изменены

9.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.15. Спецификация устьевое и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т. д. на изготовление	Количество, шт	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, тн	
п/п	название		после установки	перед вскрытием напорного горизонта					единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор Ø 323,9 мм	45	7,5		ПУГ 13 $\frac{5}{8}$ " x 5000psi	ГОСТ 13862 – 2003	1	35,0	6,27	6,27
					2ППГ 13 $\frac{5}{8}$ " x 5000psi	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0	6,4	6,4
					ОКК2 35-168x245x324	ГОСТ 30196 -2001	1	35,0	3,73	3,73
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	45	33		ПУГ Hydril-11" x 5000psi	ГОСТ 13862-2003	1	35,0	3,1	3,1
					2ППГ- 2FZ -11" x 5000psi	ГОСТ 13862 -2003	1	35,0	4,3	4,3
3	Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм	-	33	15	АФК – 65x35	ГОСТ 13846-2003	1	35,0	3,1	3,1

Примечание:

- Колонная головка ОКК2 35-168x245x324 монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений
- Параметры АФК и ОКК будут уточнены по результатам бурения и освоения скважин №17, 18, и возможно будут заменены на АФК 65x70 и ОКК 70-168x245x324

10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1. ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Таблица 10.1 Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

Таблица 10.2 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

№ скважины	Интервал залегания объекта, м		Тип опробователя	Испытание объекта	
	от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут
1	2	3	4	5	6
17, 18, 19, 20	2470	2570		3	2

Примечание: Интервалы и объемы работ будут уточняться по результатам ГИС и в программе работ по испытанию в открытом стволе.

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.3. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, тн			КЗП		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса, кг/м		теоретическая	с учетом		на растяжение	На избыточное давление	
											плюсового допуска	запаса при спуске при наличии в скважине H ₂ S		наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	3500	73	высаженные	E	5,5	9,67	3500	33.8	35.5	-	1,78	>1,15	>1,32

Примечание:

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

Таблица 10.4. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкостей					
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	составляющие компоненты		удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
						название	плотность, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.5. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

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

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.6. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4

Примечание: цементные мосты не устанавливаются – скважины добывающие

Таблица 10.7. Продолжительность освоения объектов в эксплуатационной колонне

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по сснв на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут	
		процесса (операции) по объектам, сут	суммарная по объекту
1	2	3	
ПЗР перед испытанием	ССНВ табл.22, п.3	1,5	1,5
Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл.22, п.13	2,1	2,1
Перфорация обсадной колонны	ССНВ таб.25, графа 8	3,2	3,3
Вызов притока, освоение, очистка ПЗП	ССНВ таб.22, графы 6	5,2	5,3
Испытание скважины	ССНВИ табл 17	9	9,1
СПО для установки пакера до ГРП, распаковка после ГРП	ССНВ таб.22, графы 14	2,0	2,0
Гидравлический разрыв пласта	ССНВ таб.24, графа 6	3,0	3,0
Работа после интенсификации притока из пласта, освоение	ССНВ таб.26, гр. 8 и Табл. А, гр. 7	7,0	7,0
Итого		33	33

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

Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Используемые агрегаты при выполнении работ	Кол-во вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА на устье скважины	ЦА-320	1	Сметные нормы времени на работу и дежурство спецтехники	1,50
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЦА-320	1		1,50
	Смена тех. воды на перфорационную жидкость	ЦА-320	1		6,0
	Подготовительные работы перед испытанием (освоением)	ЦА-320	1		8,0
	Вызов притока	ЦА-320	1		12,0
	Смена перфорационной жидкость (буровой раствор) на техническую воду	ЦА-320	1		6,0
	Промывка скважины после перфорации для очистки забоя	ЦА-320	1		98,0
	Глушения скважины перед установки пакера и дежурство при СПО для установки пакера до ГРП	ЦА-320	1		72
Итого на работу:					205

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность освоения одного объекта может быть изменена. Допускается применение аналогичных агрегатов

Таблица 10.9. Потребное количество материалов для проведения ГРП в эксплуатационной колонне

Название или шифр	Концентрация	Единица измерения	Итого	Единица измерения
2	3	4	5	6
Гель	10	л\м ³	1839	л
Сшиватель	10	л\м ³	1743	л
Breaker	2	кг\м ³	344	кг

Примечание: Будут уточнены в программе по проведению ГРП.

Таблица 10.10. Потребное количество материалов для испытания (освоения) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество, м ³
1	2	3	4
1	Перфорационная жидкость	м ³	62
	Вода техническая (основа перфорационной жидкости)	м ³	57
	CaCl ₂ (для поддержания плотности 1,22 г/см ³)	т	18
	BARAZAN-D (загуститель)	кг	310
	BARASCAV-D (поглотитель CO ₂)	кг	88
	AKTAFLO-S (НПАВ)	т	31
	Вода техническая для замены перфорационной жидкости на воду	м ³	62

Примечание: Будут уточнены в программе работ по освоению.

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	Глубина скважины при проведении операции, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых 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 по ЕНВ, мин	Продолжительность дефектоскопии по ЕНВ, час
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	1720	45	СБТ Ø 127	226	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники,	2,4	4,5
		30	УБТ Ø 203	20		2,4	0,4
		30	УБТ Ø 178	10		2,4	0,2
Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм	3500	45	СБТ Ø 127	462	Трубные резьбы, зона сварного шва УБТС, переводники,	2,4	9,2
		30	УБТ Ø 178	8		2,4	0,2
		30	УБТ Ø 165	34		2,4	0,7

Примечание:

1. Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 (стр. 200) РД 39-13-90.

Таблица 11.2. Перечень деталей бурового оборудования, подлежащих дефектоскопии

1	2	3
Талевый блок	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	раз в год
Крюк	Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	раз в год
Крюкблок	Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	раз в год
Вертлюг	Штроп, карманы корпуса, переводники	раз в год
Элеваторы	Проушины, штроп, корпус элеватора	раз в год
Спайдер	То же	раз в год
Штропа	По всей длине	раз в год
Манифольд	Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	раз в год
Буровая лебедка Краны конечных выключателей	Тормозные ленты, ручка лебедки	раз в 6 мес
Машинные ключи	Рукоятка, траверса, удержка, челюсти	раз в 6 мес
Верхний привод	По всей длине	раз в год

Таблица 11.3 Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название или номер контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая при проведении операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжительность проведения операций, час
			тип (шифр)	количество (шт)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор Ø 323,9 мм	Кондуктор совместно с ПВО	400	ЦА-320М	1	75,0	ЕНВБ§ 109	1,35
Промежуточная Ø 244,5 мм	Промежуточная совместно с ПВО	1720	ЦА-400	1	332	ЕНВБ§ 109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	1720	ЦА-400	1	150	ЕНВБ§ 112	1,53
Эксплуатационная Ø 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК2 35x168x245x324	3500	ЦА-400	1	332	ЕНВБ§ 112	1,35
	Фонтанной арматурой АФК – 65 х35	3500	ЦА-400	1	332	ЕНВБ§ 112	1,35

Примечания:

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

Опрессовка цементного кольца и горных пород после спуска кондуктора необязательна в сквазьи с отсутствием НГВП при бурении под промежуточную колонну

12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность, эксплуатации, уровень механизации технологических процессов. Выбор буровой установки регламентируется ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) «Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры».

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

Для бурения скважин могут применяться буровые установки 5 - 6 класса по ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88) с допускаемой нагрузкой на крюке не менее 225 кН на дизельном или дизельэлектрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ}} = 119 \text{ т}$$

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ}} = 126 \text{ т}$$

$$Q_{\text{МАХ}}_{\text{БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ}} \times 1,4 = 119 \times 1,4 = 166,6 \text{ т}$$

В соответствии вышеизложенным, а также с целью оптимизации затрат на бурение, рекомендуются аналоги станка ZJ-40 грузоподъемностью не менее 225 тн

Буровая установка располагается на стационарном основании, оснащается средствами проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышечного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора, необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

На буровой установке датчики стационарных газосигнализаторов (в том числе на сероводород) устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у вибросита, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы) и в помещении отдыха персонала.

Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки.

Система приготовления, циркуляции и приготовления бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от

выбуренной породы. В холодное время буровая обогревается электрическим паровым котлом.

Расчёт потребления горюче-смазочных материалов производится по максимальному количеству и параметрам используемых при бурении скважин ДВС.

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 25-50 тн. Использования -0,7

12.1. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ (СКВАЖИН)

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования

Наименование работ	Потребность на весь объем	
	электросварочный агрегат, маш/час	электроды кг
Спускные линии Монтаж циркуляционной системы Обвязка емкостей для запаса воды Обвязка емкостей для запаса топлива Обвязка оборудования водопроводом Обвязка оборудования воздухопроводом Обвязка оборудования паропроводом Выкидная линия бурового насоса Выкидная линия Ø = 406 мм Контур заземления Всего вторичный монтаж	12 ч	63

Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к бурению скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. изме- рения	Коли- чество
1	2	3	4
1	Планировка площадки механизированным способом при монтаже/при демонтаже	10000 м ²	1
2	Рытье траншей экскаватором глубиной 1 м с обратной засыпкой бульдозером	100 м	3
3	Рытье траншей (желобов) для стока отработанной воды из-под выщечно-агрегатного и насосного блоков гл. 0,8м. 0,8х 0,5 х 150 м и вокруг блоков	100 м	1,5
4	Устройство насыпи для подъезда к блоку ГСМ и площадки химреагентов с перемещением грунта на 30м	100 м ³	1,76
5	Обваловка площадки ГСМ (15 м х 2+35м х 2) х 1,25м с перемещением грунта до 10м	100 м ³	1,25
6	Трубопровод 245-324мм для подачи бур. раствора к всасывающим линиям насосов	100 м	0,44
7	Низковольтная осветительная линия: - установка металлических опор - подвеска алюминиевых проводов (четыре провода)	100м	4
8	Установка емкости на концах отводов ПВО	шт.	2

Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ

№№ п/п	Наименование работ (перенесение в натуру местоположения скважины, определение пластово-высотного положения устья скважины, определения азимута)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	17, 18, 19, 20	4
2	Заготовка вех и кольев		
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины		
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода		
5	Определение координат устья скважины		
6	Определение азимута		
7	Ведение полевой документации		
8	Камеральная обработка материалов		
9	Переезды на участке работ		

12.2. ОБЪЕМЫ СТРОИТЕЛЬНЫХ И МОНТАЖНЫХ РАБОТ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 12.4. Объемы работ по комплекту аналог бурового станка ZJ-40 и силового оборудования

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
1	Вышка буровая JJ 225	Компл.	1
2	Дизельный двигатель для буровой CAT 3406 N = 343 кВт	шт.	2
3	Кронблок TC 225	шт.	1
4	Талевый блок YG 225	шт.	1
5	Крюкоблок DG 225	шт.	1
6	Буровой насос	шт.	2
7	Дизельный привод насоса PZ12V190B N = 354 кВт	шт.	2
8	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
9	Основание под вышку DZ225	шт.	1
10	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
11	Приемный мост	Компл.	1
12	Наклонный мост	шт.	1
13	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
14	Эвакуационный мост	шт.	1
15	Емкости для раствора, общий объём V = 582 м ³	шт.	5
16	Емкость № для тех. воды V = 100 м ³	шт.	1
17	Шламонакопитель 40 м ³	шт.	2
18	Доливная ёмкость 20 м ³	шт.	1
19	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
20	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
21	Центрифуга	Компл.	1
22	Вакуумный дегазатор	шт.	1
23	Энергоблок	Компл.	1
24	Желобная система для раствора	шт.	1
25	Линия манифольда	шт.	3
26	Основной Пульт ПВО	шт.	1
27	Блок дросселирования	шт.	1
28	Блок глушения	шт.	1
29	Линия выкидная	метр	200
30	Ёмкость для масла 5 м ³	шт.	1
31	Ёмкость для дизтоплива 40 м ³	шт.	1
32	Экологическая емкость ПВО 2 м ³	шт.	2

Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами или синтетической тканью	площадка	1
3	Обшивка подвышечного основания синтетической тканью	осн	1
4	Сарай (навес для бур. насоса с приводом 8 м×4,0 м×2,6 м (каркас металл., обшивка синтетической тканью	сарай	1
5	Сарай для котельной 2,5 м×4 м×3 м обтянут синтетической тканью	-"-	1
6	Лестницы на буровой установке согласно схеме:	-"-	-"-
6.1	- для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста	лестница	1
6.2	- для прохода с рабочей площадки на поверхность земли	-"-	1
6.3	- для прохода с платформы на поверхность земли	-"-	2
6.4	- для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	-"-	2

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

Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку)

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1*	Фундамент из железобетонных плит 3 м×1,5 м×0,2 м под	плита	
1.1	вышечноеоснование	-"	7
1.2	автоплатформу	-"	8
1.3	емкостициркуляционнойсистемы	-"	8
1.4	блокприготовлениябуровогораствора	-"	5
1.5	буровой насос и привод к нему	-"	6
1.6	энергоблок	-"	5
2	Фундамент из железобетонных блоков 2 м×1 м×0,6 м под КПБ-3	-"	4
3	Изоляция синтетической пленкой площадок под вышечным блоком, блоком		
4	приготовленияраствора, насосами	м ²	100

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

Таблица 12.7. Объем работ по перечню оборудования, включаемого при испытании (освоении) первого и последующих объектов

п/п	Наименование работ(с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Количество
1	2	3	4
1	Газосепаратор с обвязкой трубопроводом	к-т	1
2	Выкидная линия НКТ Ø73мм для отработки скважины	шт	10
3	Обвязка емкостей трубопроводами	к-т	3
4	Ц/бежный насос с электромотором N-30 кВт	шт	1
5	Задвижки Ø 80мм высокого давления на линиях	шт	15
6	Контур заземления накопительных емкостей с устройством 2-х громоотводов	шт	1
7	Фундамент из ж/б плит 6м х 2 м х 0,2 м под емкости	шт	6
8	Фундамент ж/б плит под ц/бежный насос 3м х 2м х 0,2м	шт	1
9	Обваловка площадки с накопительными емкостями 15 м х15 х 1 м	м	-"-
10	Агрегат УПА-60//80	к-т	1
11	Привод механизмов - Двигатель ЯМЗ	к-т	1
12	Талевая система – С устройством перепуска талевого каната 3х4	к-т	1
13	Буровой ротор (с карданным приводом) – Р-250	к-т	1
14	Устройство оттяжек с якорями к мачте УПА-60/80	шт	4
15	Дизельгенератор	к-т	1
16	Прожектор	шт	4
17	Трапные установки высокого и низкого давлений	атм	-"-

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 Продолжительность бурения скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление (в том числе испытание в открытом стволе)	испытание в колонне		
				всего	гидро-разрыв пласта	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
193	6,0	4,0	150	33	12	21

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при бурении скважины. Продолжительность бурения будет уточняться в ТС.

Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.		
			от (верх)	до (низ)	Забойным двигателем	Роторным способом	Совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	30		1,0	
2	Кондуктор	2,0	30	400			7,0
3	Промежуточная колонна	3,0	400	1720			32,0
4	Эксплуатационная колонна	4,0	1720	3500			100,0
	ИТОГО:	10,0	0	3500	140		

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

Таблица 14.1 Средства механизации и автоматизации

№ пп	Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Технические условия
1	2	3	4
1	Лебедка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъемное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений	Приемный мост	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
5	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
6	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1шт.
7	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната	БУ	1 к-т
8	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебедки (успокоитель типа УТК-1 и др.)	ВА	1 шт.
9	Люлька передвижная типа	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.)	БУ	1 к-т, (при отсутствии в комплекте приемного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъеме их из скважин	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приемного моста	БА	2 к-т
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котел, электроколорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов	БУ	1 шт
18	Механизированный ключ буровой с приспособлениями для регулировки его высоты подвески	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб	БУ	1 к-т
20	Машинные ключи с моментомером	БУ	1 к-т
21	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот	БУ	1 шт.
22	Блокирующие устройства, исключющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебедки с ее приводом	БУ	по одному комплекту

продолжение таблицы 14.1

23	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением	БУ	1 шт.
24	Камера и мониторы: Для слежения работы верхового рабочего Зона рабочих площадкой Зона лебедки Зона буровых насосов		
25	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО	БУ	1 шт.
26	Устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровнем)	БУ	1 к-т
27	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах	БУ	1 к-т
28	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твердых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоилоотделители, дегазаторы и др.)	БУ	1 к-т
29	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки	БУ	1 к-т
30	Пусковая задвижка с дистанционным управлением	БУ	1 к-т
31	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок	БУ	1 к-т
32	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса	БУ	1 шт.
33	Гидравлический съёмник для выпрессовки седел клапанов буровых насосов	БУ	1 шт.
34	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости	емкость	1 шт на насос
35	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса	насос	1 шт.
36	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
37	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	БУ	1 шт.
38	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину	устье скважины	1 шт.
39	Комплект аварийного ловильного инструмента	БУ	1 к-т
40	Спасительное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях	БУ	1 к-т
41	Влагоотделитель для пневмосистемы	БУ	1 к-т
42	Автоматическое устройство по отключению компрессоров	компрессор	1 к-т
43	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.)	БУ	1 к-т

Примечание: Допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 14.2 Средства контроля

№ пп	Наименование, а также тип , вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
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

Таблица 14.3 Средства диспетчеризации

№ пп	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	Радиостанция в режиме диспетчерской связи (спутниковая связь)	ст. АНИ	1
2	Электронная почта, радиостанция и сотовый связь	ст. АНИ	1

15. ЛИКВИДАЦИЯ И КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИН

15.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Проектные технологические и технические решения по ликвидации и консервации скважин 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 Недропользователя. Ответственность за качество и своевременность проведения работ по консервации и ликвидации скважины, сохранность скважины, проверку ее состояния несет Недропользователь.

Недропользователь 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 Недропользователем.

Структура и состав проектной документации по консервации и ликвидации скважины определены в соответствии с действующими нормативными требованиями.

За основу расчетов по ликвидации скважин приняты проектные решения по пластовым давлениям, по конструкции скважины и испытанию продуктивных горизонтов. Ликвидация и консервация скважины должны производиться с учетом фактических условий бурения скважин.

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

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

15.2. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по ликвидации скважины.

Основным решением по ликвидации скважины является установка цементных мостов с учетом горно-геологических особенностей разреза. Высота цементных мостов и места их установки в скважине определены в соответствии «Правилами консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана».

Рассматриваемые варианты ликвидации скважины:

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

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

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

Против интервала залегания продуктивного горизонта, при этом высота цементного моста над верхней границей должна быть не менее 30 м;

15.3. 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 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–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 (цементирующим 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 $\frac{1}{2}$ расчетного объема продавочной жидкости;

- разгерметизация устья;
- подъем 2-3 свечей заливочных труб (30-80м 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 7.3.

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 оборудование ствола ликвидируемой скважины считается завершённым.

Вокруг устья скважины оборудуется площадка размером 1х1х1м с ограждением. На ограждении устанавливается металлическая табличка с указанием номера скважины, месторождения, название компании Недропользователя 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 заверяется печатью и подписью руководства Недропользователя .

15.4. КОНСЕРВАЦИЯ СКВАЖИНЫ

Технологические и технические решения по консервации скважины

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

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

Предусматривается установка цементного моста высотой 30 м и с подошвой моста на 10 м выше верхних отверстий перфорации. Порядок работ при установке консервационного моста аналогичен описанному выше порядку при установке ликвидационных мостов.

НКТ поднимается над цементным мостом не менее чем на 10 м или извлекается из колонны. Верхняя часть скважины в трубном НКТ и затрубном пространствах, заполняется дизельным топливом в качестве незамерзающей жидкости прямой и обратной циркуляцией

в интервале 0 – 10 метров. Законсервированная скважина должна быть заполнена раствором, обработанным 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, название компании недропользователя и даты окончания бурения. Проводится рекультивация земельного отвода.

16. Технология установки аварийного цементного моста

Для мостов при ликвидации поглощений или флюидопроявлений в процессе углубления скважины требования к типу цемента по статической температуре и коррозионной стойкости не обязательны.

Высота цементного моста H , м принимается равной наибольшей величине, рассчитанной по формулам:

$$\left. \begin{aligned} H &= \frac{Q}{\pi \tau d} \\ H &= 0,785 \frac{\Delta P}{\tau \cdot D} \\ H &= \frac{\Delta P}{\text{град}.P} \end{aligned} \right\}$$

где:

Q - максимальная заданная механическая нагрузка на мост при испытании на несущую способность, кН;

D - осредненный диаметр скважины в интервале установки моста, м;

ΔP - максимальная депрессия (репрессия) на мост при испытании или вследствие взаимодействия между пластами под и над мостом с различными градиентами давлений, кПа;

τ - допустимые касательные напряжения сдвига моста, кН/м²;

$\text{град}.P$ - начальный градиент фильтрации тампонажного камня, кПа/м.

Величины $\text{град}.P$ и τ для случаев применения буферной жидкости и портландцемента ориентировочно составляют соответственно в обсаженной скважине 2000 и 500, в открытом стволе - 1000 и 30; могут уточняться для других случаев экспериментально.

Расчет глубины установки заливочных труб при установке моста в поглощающей скважине.

При статическом уровне промывочной жидкости ниже устья при отсутствии циркуляции:

$$l_3 = l_m - h - \frac{H(\rho_{\text{ц}} - \rho_{\text{жс}})}{\rho_{\text{жс}}} - \frac{qt}{0,785 D^2}$$

где:

l_3 - глубина установки заливочных труб, м;

l_m - проектная глубина подошвы моста, м;

h - глубина статического уровня по данным бурения, м;

H - проектная высота цементного моста, м;

$\rho_{ц}, \rho_{ж}$ - соответственно плотности цементного раствора и промывочной жидкости, кг/м³ (наличием буферной жидкости в первом приближении пренебрегаем);

q, t - интенсивность поглощения при продавливании цементного раствора в затрубное пространство, м³/с, и продолжительность продавливания, соответственно.

При наличии избыточного давления ΔP_n начала поглощения после остановки циркуляции.

При отсутствии поглощения в процессе продавливания тампонажного раствора и соблюдении условия:

$$H \leq \frac{\Delta P_n}{g(\rho_{ц} - \rho_{ж})}$$

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,

где g - ускорение свободного падения, м/с².

При наличии поглощения и соблюдении условия (Л.3):

$$l_z = l_m - \frac{qt}{0,785D^2}$$

Значения q и ΔP_n определяются по наблюдениям в процессе бурения скважины.

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки h_6 , закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_6 = \frac{\Delta P_e}{0,042}$$

где ΔP_e - избыточное давление, МПа, необходимое для уравнивания пластового давления и гидростатического давления столба бурового раствора в скважине.

При $h_6 < 30$ м по (Л.5) принимается $h_6 = 30$ м.

Объемы тампонажного раствора $V_{ц}$, м³, и продавочной жидкости $V_{п}$, м³, для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

$$V_{\text{и}} = 0,785HD^2 + V_3(0,02 + C_1 + C_2 + C_3)$$

$$V_{\text{и}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\delta_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м³;

C_1 - коэффициент «потерь» тампонажного раствора на стенках труб;

C_2, C_3 - коэффициенты «потерь» тампонажного раствора на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах; при применении верхней продавочной пробки $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\delta_2} = V_{\delta_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{ м}^3$$

$$V_{\delta_1} = C_4V_3 + 0,785C_5D^2H$$

где:

C_4, C_5 - коэффициенты потерь буферной жидкости при ее движении по заливочным трубам и затрубному пространству;

d_1, d_2 - внутренний и наружный диаметры заливочных труб, м.

17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

17.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Бурение и испытание строящихся по данному групповому рабочему проекту скважин должно осуществляться при условии строгого выполнения требований «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности»

Для создания безопасных условий труда при бурении скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при бурении скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважин инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда. Инженерно-технические работники должны быть обеспечены всей действующей нормативно-технической документацией по безопасности труда.

Расследование и учёт несчастных случаев на производстве ведётся в соответствии с Приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 28 декабря 2015 года № 1055. «Об утверждении форм по оформлению материалов расследования несчастных случаев, связанных с трудовой деятельностью 1.15.2 Пожарная безопасность»

17.2. КЛАССИФИКАЦИЯ ВЗРЫВООПАСНЫХ ЗОН

Согласно п. 443 «Правил обеспечения промышленной безопасности...» при выборе электрооборудования и электроаппаратуры для объектов нефтегазового комплекса следует руководствоваться следующей классификацией взрывоопасных зон:

Зона 0 - пространство, в котором постоянно или в течение длительного периода времени присутствует взрывоопасная смесь воздуха или газа, в. ч. зоны В-1 и В-1г (по ПУЭ №230 от 20.03.2015), расположенные в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легковоспламеняющихся жидкостей в таком количестве с такими свойствами, что

они могут образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы, а также пространства у наружных установок:

- технологических установок, содержащих горючие газы и легко воспламеняющиеся жидкости;
- наземных и подземных резервуаров с легко воспламеняющимися жидкостями или горючими газами;
- эстакад для слива и налива легко воспламеняющихся жидкостей;
- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;
- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В1а, а также устройств выброса воздуха из вытяжной вентиляции.

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легко воспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подпорные пространства буровых установок;
- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легко воспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легко воспламеняющиеся газы;
- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легко воспламеняющиеся вещества;
- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легко воспламеняющихся жидкостей.

Зона 1 - пространство, в котором при нормальных условиях работы возможно присутствие взрывоопасной смеси воздуха или газа, в т. ч. зоны В1а и В1б, расположенные в помещениях, в которых при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси газов или паров легко воспламеняющихся жидкостей с воздухом не образуются, а возможны только при авариях или неисправностях.

Помещения и пространства:

- закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, 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.

-открытые пространства:

-радиусом 1,5 м от зоны 0 открытых пространств вокруг окончания труб, отводящих попутные газы, и радиусом 3,5 м от зоны 0 вокруг открытых емкостей, выбросит;

-вокруг любых отверстий (двери, окна и пр.) из помещений зон 0 и 1, ограниченные расстоянием 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 2 - пространство, в котором маловероятно появление взрывоопасной смеси воздуха или газа, а в случае ее появления эта смесь присутствует в течение непродолжительного периода времени.

-пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве;

-пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами;

Примечание: Помещение буровой лебедки, отделенное от подроторного пространства и буровой площадки стеной, является взрывобезопасным.

-открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств, оборудования в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения;

-открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технологических устройств, емкостей, аппаратов в соответствии с классом и границами зон взрывоопасности;

-полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения;

-пространства вокруг агрегата для ремонта скважин.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Буровая установка и привышечные сооружения имеют характеристику среды по взрывной, взрывопожарной опасности и по группам производственных процессов, приведенную в таблице 18.2

Таблица 17.1 Классификация основных сооружений и установок по взрыво - и пожароопасности

№ п/п	Наименование сооружений и установок	Класс взрывоопасности	Категория и группа взрывоопасной смеси	Категория молниезащиты
1	2	3	4	5
1	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	ПА-Т1	2
2	Вибросито	зона 2	ПА-Т1	2
3	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-Т1	2
4	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-Т1	3
5	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-Т3	3
6	Котельная	зона 1	ПА-Т3	2
7	Электростанция	зона 1	ПА-Т3	2

17.3. ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОБЪЕКТАХ

Аварийная электростанция

Аварийная электростанция с приводом от ДВС размещена в специальном блоке, который должен быть построен из трудно сгораемых материалов. В помещении, предназначенном для ДВС, запрещается хранить топливо и обтирочный материал. Топливные резервуары для ДВС расположены на расстоянии более 55 м от наружных стен зданий и сооружений буровой. Топливопровод имеет 2 запорных устройства, одно из которых расположено у топливных резервуаров, а другое - у дизельного помещения на расстоянии не менее 5 м от его укрытия внешней стороны. Топливные емкости должны иметь обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой и под агрегатные помещения во время их перекачки.

Выхлопные газы ДВС должны удаляться на расстояние не менее 15 м от устья скважины и не менее чем на 1,5 м выше конька крыши приводного блока (при вертикальной прокладке выхлопного трубопровода). Выхлопные трубы оборудованы искромаслоуловителями, а схема отводов выхлопных газов исключает их попадание на рабочие места буровой. В местах прохода через стены, пол, крышу помещений выхлопные трубы монтируются в герметизирующих устройствах, изготовленных из негорючих материалов с пределом огнестойкости не менее 0,75 часа.

Жилые, бытовые и административные помещения

Жилые, бытовые и административные вагон-дома располагаются на расстоянии не менее 70 м от устья скважины.

До вскрытия продуктивного пласта в производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Периодичность контроля воздуха перед вскрытием и при бурении продуктивного пласта не реже чем раз в смену, а при газопроявлении скважины, не реже, чем через 2 часа (рабочая площадка, машинно-насосный блок).

Режим работы вентиляции от момента вскрытия продуктивного горизонта до окончания бурения скважины должен быть постоянным.

Автоматическая система сигнализации должна выдавать предупредительный сигнал при концентрации нефтяных паров и газов 20% от нижнего предела воспламенения.

Для предотвращения внезапного поступления в воздух больших количеств взрывоопасных веществ в машинно-насосном блоке предусмотрена аварийная вентиляция, которая включается по сигналу газоанализаторов при образовании концентраций в количестве 20% нижнего предела взрывоопасности. Автоматические газоанализаторы блокируются также с устройствами сетевой и звуковой сигнализации, оповещающий персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, превышающих ПДК или достигших 20% нижнего предела взрываемости.

Промыслово-геофизические работы

Запрещается для промыслово-геофизических работ пользоваться электросетью напряжением более 380 В. Запрещается проводить промыслово-геофизические работы во время грозы, а также в газифицирующих и поглощающих скважинах.

Перед проведением промыслово-геофизических работ необходимо проверить изоляцию электрооборудования и исправность устройства защитного заземления буровой установки или скважины. Обязательно наличие металлической связи между заземляющими устройствами скважины и источником питания, к которому подключают геофизические токоприемники.

Инструменты и материалы, не имеющие непосредственного отношения к промыслово-геофизическим работам, должны быть убраны с устья скважины, а рабочая площадка, приемные мостики и подходы к ним очищены от бурового раствора и мазута.

Для подключения промыслово-геофизического оборудования к силовой или осветительной сети должна быть предусмотрена, постоянно установленная, штепсельная розетка с заземляющим контактом в исполнении, пригодным для наружной установки.

После установки на рабочих площадках и до полного окончания работ на скважине металлические кузова каротажного подъемника и лаборатории должны быть заземлены. Заземление должно осуществляться путем присоединения отдельных заземляющих проводников от подъемника и лаборатории к заземляющему устройству скважины. После окончания работ все источники электропитания должны быть отключены.

Запрещается при проведении промыслово-геофизических работ пользоваться открытым огнем при отоплении задвижек, труб, фланцев и других деталей устьевой арматуры и геофизического оборудования. В случае замерзания ролика, отводной линии или другого оборудования отогревать его следует паром или горячей водой.

При газовом каротаже при высоких газопоказаниях приборов, дежурный оператор должен немедленно предупредить буровую бригаду о возможности газового выброса, а в случае его возникновения принять меры к отводу станции в безопасное место.

Освоение скважины

Обвязка устья фонтанирующей скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Не допускается устройство стока газоконденсата в общие амбары и ловушки по открытым канавам. Прострелочно-взрывные работы в скважине следует производить в присутствии геолога бурового предприятия. Перед прострелочно-взрывными работами противовыбросовое устьевое оборудование тщательно проверяется и опрессовывается на давление, равное пробному фонтанной арматуры. После установки на устье противовыбросовое оборудование вновь опрессовывается на расчетное давление. Результаты испытания оформляются актом.

Сборку фонтанной арматуры производят полным комплектом шпилек с прокладками, предусмотренными техническими нормами на постановку арматуры.

В процессе освоения фонтанной скважины спускать и поднимать насосно-компрессорные трубы разрешается только при наличии около скважины задвижки с переводной катушкой и патрубком или установленного малогабаритного превентора, соответствующих максимальному давлению, ожидаемому на устье скважины. В случае нефтегазопроявлений в скважине, а также в случае аварийного отключения освещения в темное время суток при спуске или подъеме труб следует немедленно установить на устье указанную задвижку и прекратить дальнейшие работы, либо герметизировать устье скважины при помощи малогабаритного превентора. Устье скважины герметизируется при длительных остановках.

При испытании скважины с помощью передвижного компрессора, последний устанавливается на расстоянии не менее 25 м от устья скважины с подветренной стороны.

Согласно «Правил обеспечения промышленной безопасности...» использование воздуха для снижения уровня жидкости при вызове притока запрещается.

Запрещается после вызова притока закрывать выкидную линию скважины, пока не будет извлечена вся аэрированная жидкость.

Во время испытания на всех дорогах, проходящих вблизи скважины или ведущей к ней, на расстоянии не менее 250 м (в зависимости от направления и силы ветра) выставляются посты и устанавливаются знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня.

При продувке скважины и замерах двигателя буровой установки и находящиеся около скважины автомобили и тракторы должны быть заглушены, а топки котлов - потушены.

У места установки пожарных гидрантов устанавливается световой или флуоресцентный указатель с нанесенным буквенным индексом «ПГ», цифровыми значениями расстояния в метрах от указателя до гидранта и внутренним диаметром трубопровода в мм.

В зимнее время пожарные гидранты необходимо утеплять во избежание замерзания.

Пожарные гидранты следует не реже, чем через 6 месяцев подвергать техническому обслуживанию и проверять на работоспособность посредством спуска с регистрацией результатов проверки в специальном журнале.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с взрывоопасными зонами классов 0 и 1 (двери, окна, вентиляционные отверстия и т.п.), считаются взрывоопасными. Класс их взрывоопасности соответствует классу взрывоопасности сообщаемой зоны.

В пределах одной зоны разрывы между объектами не нормируются, и принимаются из условий обеспечения безопасности, удобства обслуживания, производства монтажных и ремонтных работ.

Емкости ГСМ, буровая площадка

Топливные емкости для хранения ГЖ и ЛВЖ размещаются на площадке, имеющие более низкие отметки высот, чем отметки основных производств и жилого поселка. Площадка имеет обваловывание, достаточное для предотвращения разлива топлива и масла на территории буровой в случае аварии.

Сливные и наливные трубопроводы должны подвергаться регулярному осмотру и предупредительному ремонту. Обнаруженная в сливно-наливных устройствах течь должна

быть немедленно устранена. Если это невозможно, неисправная часть должна быть отключена.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, сливно-наливные устройства и т.п., расположенные как внутри помещений, так и вне должны быть заземлены.

Заземляющие устройства, предназначенные для защиты персонала от поражения током промышленной частоты или для молниезащиты, используются и для отвода статистического электричества.

Одиночные емкости, аппараты и агрегаты присоединяются к общей цепи с помощью отдельного ответвления.

Категорически запрещается налив в резервуары, цистерны и тару ЛВЖ и ГЖ свободно падающей струей. Закачка и налив производятся только под уровень жидкости в емкости.

Проверять заземление с помощью приборов необходимо не реже одного раза в год и после каждого ремонта оборудования.

При строительстве буровой в лесных массивах предусматривается полностью очищать от деревьев и кустарников площадь в радиусе не менее 30 м от скважины. В течение пожароопасного сезона необходимо содержать территорию буровой очищенной от древесного хлама и других легковоспламеняющихся материалов.

Противопожарные мероприятия при ликвидации нефтяного выброса и открытого фонтана при бурении нефтяных и газовых скважин следует производить в соответствии с «Инструкцией по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов».

17.4. ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Проектом предусматривается выполнение требований «Правила пожарной безопасности».

Проектом предусматривается использование буровой установки, объектов обеспечения (дизельной электростанции, склада ГСМ, блока приготовления и очистки раствора), открытых стоянок для тампонажной и каротажной техники.

Буровая, в том числе здания силового блока и МНО, в котором расположены приёмные ёмкости бурового раствора и открытые желоба, оборудуются системой автоматической пожарной сигнализации с установкой датчиков и выводом сигнала на пульт бурильщика и приточно-вытяжной вентиляцией с автоматическим включением от

стационарных газоанализаторов при концентрации углеводородов в воздухе помещения выше ПДВК (предельно допустимых взрывобезопасных концентраций).

В блоке очистки, емкостном и насосном блоках предусмотрен автоматический сигнализатор газа типа АСГ-1.

В жилищно-бытовых помещениях (вагон-домики, вагон-сушилка, вагон-столовая) устанавливаются датчики задымления типа ИПМ 212-50М.

В качестве сигнализирующих и оповещающих устройств используются сирены и звонки громкого боя, автоматические пожарные извещатели типа ИП 103-А2-1М, ИП 212-ЗСУ и др.

В котельную вода поступает по трубопроводу диаметром не менее 50мм.

Второй трубопровод с условным диаметром не менее 50мм прокладывается от водяной скважины к буровой, по которому вода поступает

на выщечный блок, систему очистки и приготовления промывочной жидкости и насосный блок.

Гидранты устанавливаются на водяной трубе диаметром 30 мм с вентилем и полугайкой типа БС около выщечного блока со стороны задней стенки, в насосном сарае, а также в здании котельной установки.

Расход воды для буровой установки должен быть не менее 20 л/с при давлении 0,4...0,5 МПа, с установкой соответствующего насоса.

На буровой должна находиться инструкция для «боевого расчёта» бригады, с указанием конкретных действий каждого члена буровой вахты на случай пожара. Обучение практическим навыкам производится на тренировках, проводимых по специальному плану.

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

Для обеспечения безопасных условий труда при бурении и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен средствами защиты работающих: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты (спецодеждой, спецобувью и др.), средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована типовыми отраслевыми нормами. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 5.

Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного шума и вибрации и, в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 и ГОСТ 12.1.012-2004 по ограничению действующих уровней шума и вибрации, буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 6

Рабочие места, объекты, проезды и проходы к ним, подходы и переходы в темное время суток должны быть освещены.

Искусственное освещение выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и строительных норм и правил, установленных СНиП РК 2.04-05-2002 ЕСТЕСТВЕННОЕ И ИСКУССТВЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ.

Исполнение, класс изоляции электрооборудования и способы его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.

При производстве работ необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещаемых 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 7.

Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, силовое насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывчатых материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или

люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок, не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.

Выбор типа светильников производится с учетом характера светораспределения, окружающей среды и высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- или пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывонепроницаемое, взрывозащищенное, пыленепроницаемое, пылезащищенное исполнение в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 7, 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, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражение 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 шести раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже четырех раз в год.

Таблица 17.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	2	3	4	
1	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
2	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
3	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
4	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
5	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
6	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
7	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
1	2	3	4	
8	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
9	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-
10	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
11	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
12	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
13	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
14	Виброгасящие коврики под ноги (пульта бурильщика, АКБ)	-	2	-
15	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
16	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
17	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
18	Очки закрытые (ОЗЗ)	-	6	-
19	Подставка диэлектрическая с ковриком		6	-
20	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
21	Монтерский инструмент		эл/монтер	-
22	Инвентарная спецодежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
23	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
24	Медицинская аптечка	-	1	1

Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№ п/п	Наименование, а также ТИП, ВИД, ШИФР и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Использование звукопоглощающих материалов	Ротор, рабочее место бурильщика
2	Рациональное размещение источников шума, установка глушителей, экранирование шума.	Ротор, рабочее место бурильщика
3	Кожух (ДЮА 20031-25)	Вертлюжки-разрядники шиннопневматических муфт пневмосистемы
4	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика
5	Глушитель выхлопа дизеля	На выходных коллекторах дизеля
6	Оснащение членов буровой бригады противошумными наушниками (ВЦНИИОТ-7 и ВЦНИИОТ-2М), виброгасящими ковриками под ноги у пульта управления лебедкой	Ротор, рабочее место бурильщика

Таблица 17.4 Нормы освещённости

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV В	150	200	40	-	10
Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	75	150	60	-	10
Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV Г	100	150	40	-	10
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	-	75	80	-	10
Стеллажи, приемный мост	Бурильные трубы, обсадные, колонны, приемный мост	Г	XI	10	10	-	-	-
Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки вышечно-лебедочный блок	Ступени и пол площадки	Г	XI	10	10	-	-	-
Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	30	60	-	10
Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	-	-	-
Буровая лебедка	Барабан	В	X	75	75	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-	-
Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	30	30	-	-	-
Установки для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	В	IX	30	30	-	-	-
Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	30	30	-	-	-
Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	30	30	-	-	10
Кронблочная площадка, кронблок силовое помещение	Рабочие блоки	Г, 8	X	30	30	-	-	-
Редуктор (коробка передач) Циркуляционная система	Место замера уровня масла	В	VIIIA	30	75	-	-	5
Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-	-
Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIIIA	30	75	-	-	-
Емкость (резервуар) для хранения запасного	Место замера уровня раствора	В	VIII В	75	75	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительно й работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
раствора. Насосное помещение								
Воздушный компрессор бурового насоса	Баллон	В	VI	75	150	-	Во время смены викелей	5
Дизельное помещение (аварийная ДЭС), (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	0,8м от пола	Г	VI	75	75	-	-	5
Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIIА	30	75	-	-	-
Пульт дистанционного управления превентором (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV Г	75	100	-	-	10
Цементирующая головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	30	30	-	-	-
Мерный бак цементирующего агрегата (цементирующего насоса), бачок для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
Место зарядки и прострелочных	Место зарядки	Г	V г	75	100	-	-	-

Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость формирования освещенности: Г - горизонтальная, В - вертикальная	Разряд и подразряд зрительно й работы	Рабочее освещение				
				При лампах накаливания	При газоразрядных лампах	Показатель ослепленности, не более, %	Доп. указания	Аварийное освещение Освещенность, лк
1	2	3	4	5	6	7	8	9
взрывных аппаратов (ПВД)								
Каротажный подъемник	Барабан, Пульт кабины машиниста	Г В	X	30 30	30 30	-	-	-
Путь движения геофизического кабеля: От каротажного подъемника до блок - баланса От подвесного ролика до устья скважины	Кабель Кабель	Г В	XI X	10 30	10 30	-	-	-
Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30	-	-	-
Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г		75	75	-	Освещенность установлена экспериментально	-
Каротажная лаборатория	0,8м от пола	Г		75		-	-	-
Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-	-
Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2	-	-	-

Средства контроля воздушной среды

Места установки газоанализатора на площадке буровой - на расстоянии 0,5 метра от обшивок на высоте 0,7 метра от пола, справа и слева от приемного моста, напротив стола ротора; на площадке буровой - вплотную к переднему кожуху буровой лебедки; в насосном сарае - у клапанных коробок каждого бурового насоса, на расстоянии 0,7 метра от поверхности вибросита; в рабочей зоне подвышенного основания - у превентора в радиусе 1 метра от оси скважины с подветренной стороны; в культбудке - на расстоянии 0,7 метра от пола и на расстоянии 0,5 метра от стены, противоположной входной двери.

Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами (в том числе на сероводород) производится:

-в рабочей зоне буровой площадки у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключа АКБ, механизма СПО, в рабочей зоне подвышечного основания;

-в рабочей зоне силового блока - пультов управления дизелями и электродвигателями;

-в рабочей зоне насосного блока - пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления и очистки промывочной жидкости;

-в рабочей зоне блока циркуляционной системы, подсобных и жилых помещений.

Тип газоанализатора выбирает Подрядчик.

Средства контроля воздушной среды представлены ниже в таблице 1.15.5.

Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	Количество, шт.	Место установки датчиков и стационарного газоанализатора
1	2	3
Газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	8	сито, выкидная линия, направ-ляющий патрубков, пол буровой, шурф, отстойник, штуцерный манифольд

Санитарно-бытовые помещения

Вагон-домик с кабинетом мастера и комнатой отдыха, оборудованной устройствами для обогрева и охлаждения, умывальником, баком для питьевой воды.

Вагон-домик с гардеробной, сушилка для спецодежды и обуви, душевой кабиной.

Наружная уборная, выполненная в виде деревянной будки с выгребной ямой с двумя санитарными приборами.

На буровой установке датчики стационарных газосигнализаторов устанавливаются у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы) и в помещении отдыха персонала.

Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную поверку в процессе эксплуатации в установленные сроки.

Таблица 17.6. Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	Количество , шт	Примечания
1	2	4	5
1	Ящики с песком вместимостью 0,5 м ³	4	V=0,5м ³
2	Емкость пожарная	2	V=20 м ³
3	Щит пожарный деревянный ЩПД	2	
4	Лопаты	4	
5	Лом пожарный легкий	2	
6	Топоры	2	
7	Багор пожарный	2	
8	Ведро пожарное	4	
9	Кошма размером 2 х 2 м (или асбестовое полотно)	4	для склада ГСМ
10	Ящик с песком вместимостью 1,0 м ³	1	V=1.5м ³
Переносные огнетушители, размещаемые:			
1	на площадке ГСМ	2	порошковые по 100 кг
2	на площадке дизельного генератора	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
3	в электрощитовой	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
4	на участке резервуаров бурового раствора	4	порошковые по 12 кг
5	на участке буровых насосов	2	порошковые по 12 кг
6	площадке аккумулятора ПВО	1	порошковые по 12 кг
7	на участке пола буровой	2	порошковые по 12 кг
		2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
		3	порошковые по 12 кг
8	офисных и жилых модулях	3	порошковые по 12 кг
		3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг

18. Мероприятия по безопасности ведения работ при бурение скважин

18.1. Общие положения

Бурение скважины может быть начато только при наличии утвержденного проекта, разработанного согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...», законодательных актов и нормативных документов.

Согласно «Правилам обеспечения промышленной безопасности...» буровое предприятие совместно с проектными организациями должно разрабатывать меры по предупреждению аварий и осложнений при бурении скважин.

Проект учитывает требования «Правил обеспечения промышленной безопасности...», опыт проводки скважин на соседних месторождениях и ближайших площадях с аналогичными геолого-техническими условиями.

Изменения и отклонения от проекта, дополнения к нему допускаются по согласованию между Заказчиком и Проектировщиком. Согласно ст. 78 ЗРК «О гражданской защите», при внесении изменений в проектную документацию проведение повторного согласования с уполномоченным органом в области промышленной безопасности обязательно.

Принимаемые решения не должны снижать надежность объекта и безопасность работ. Исключения составляют лишь аварийные ситуации, когда решение об отклонении от проекта принимает руководство бурового предприятия с последующим уведомлением Заказчика и проектной организации.

Контроль за исполнением проекта возлагается на Недропользователя, который при необходимости может привлекать проектную организацию (согласно договора).

Принятая проектом конструкция скважин обеспечивает условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации.

Конструкция устья скважин и колонной головки обеспечивает контроль за возможными флюидопроявлениями за обсадными колоннами и возможность аварийного глушения скважин.

Проектом предусматривается установка сепаратора высокого давления в обвязку манифольда противовыбросового оборудования.

18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин

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

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

Запас бурового раствора должен обеспечивать 2 кратный объем скважины.

Готовность к пуску оформляется актом ввода в эксплуатацию буровой установки

Перед вскрытием продуктивных горизонтов производится проверка готовности к ликвидации газонефтеводопроявления (далее - ГНВП), устанавливаются предупредительные плакаты и знаки безопасности. Бурильщик и члены вахты ежемесячно проверяют состояние безопасности рабочих мест, оформляют записи в вахтовом журнале. Площадка обеспечивается знаками безопасности, освещением и ограждением опасной зоны.

В процессе бурения не допускается снимать ограждение, отключать блокировки и предохранительные устройства.

При бурении не допускается превышать допустимые нагрузки и давление циркуляции бурового раствора.

Бурение направленных и горизонтальных стволов проводится с применением системы телеметрического контроля.

Бурение продуктивных горизонтов производится с установкой в компоновке шаровых кранов в антикоррозионном исполнении, при наличии запасного крана и обратных клапанов с устройством для открытия.

На мостках находится опрессованная труба, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующая верхней секции бурильной колонны. Труба окрашена в красный цвет с установленным шаровым краном, находящимся в открытом положении.

Для раннего обнаружения ГНВП должен осуществляться контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

- 1) концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
- 2) механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии;
- 3) уровень промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции;
- 4) уровень промывочной жидкости в приемных емкостях;
- 5) расход и объем циркуляции промывочной жидкости;
- 6) изменение нагрузки при бурении скважины.

При ГНВП устье скважины герметизируется, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с ПЛА. Вскрытие продуктивного горизонта проводится при наличии универсального и трех плашечных превенторов, один из которых со срезающими плашками.

18.3. ПОРЯДОК ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ КРЕПЛЕНИИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Подготовка ствола скважины и обсадных труб к спуску, спуск и цементирование обсадных колонн проводится по плану организации работ.

Не допускается приступать к спуску обсадной колонны в скважину, осложненную поглощениями бурового раствора с одновременным флюидопроявлением, осыпями, обвалами, затяжками и посадками бурильной колонны до ликвидации осложнений.

Проверку на герметичность промежуточной колонны и ПВО производится в присутствии представителя АСС, а эксплуатационной колонны и фонтанной арматуры - в присутствии АСС и заказчика с последующим оформлением акта.

Для безопасного обслуживания цементировочных агрегатов, цементно-смесительных машин, станции контроля цементирования устанавливаются расстояния:

- 1) от устья скважины до блок-манифольдов не менее 10-12 метров;
- 2) от блока - манифольдов до цементировочного агрегата не менее 5-10 метров;
- 3) между цементировочным агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

Цементировочная головка до установки на колонну опрессовывается с постепенным повышением давления, превышающим максимальное, расчетное давление для цементирования скважины, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Трубопроводы и манифольды от цементировочного агрегата до цементировочной головки опрессовываются на максимальное давление, ожидаемое в процессе цементирования скважин, с коэффициентом безопасности 1,5 кратно и выдержкой не менее 5 минут.

Скважину допускается цементировать при наличии проверенных предохранительных клапанов и манометров на агрегатах, манометра на цементировочной головке.

Цементирование скважин производится в дневное время. При цементировании скважины в вечернее и ночное время установленные агрегаты на площадке освещаются. Каждый цементировочный агрегат имеет индивидуальное освещение.

18.4. ОБУСТРОЙСТВО УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на

давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.

Оборудование устья, трубопроводы, установка замера и сепарации продукции скважины должны обеспечивать полную герметичность и возможность безопасного отключения скважины в аварийной ситуации, устойчивость от воздействия опасных и вредных веществ на период эксплуатации.

Проверка технического состояния и осмотр производится по графику, утвержденному техническим руководителем организации с регистрацией в вахтовом журнале.

Регулирующая арматура (дрессели) и запорная арматура обеспечивается устройствами ручного и автоматического управления в соответствии с технической документацией изготовителя и обеспечивает возможность безопасной замены КИПиА без остановки скважины и наземного оборудования.

18.5. ИСПЫТАНИЕ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Испытание и освоение скважины должны проводиться после оборудования устья по утвержденной схеме, компоновки внутрискважинного оборудования с колонной НКТ, монтажа и опрессовки наземного оборудования. После окончания подготовительных работ проводится проверка готовности скважины с составлением акта. В состав комиссии включаются работники организаций проводившей работы, представители заказчика и АСС. Освоение и исследование скважин производится в присутствии ответственного лица.

В случаях негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствия интервалов цементирования должны приниматься меры по устранению дефектов до начала работ по испытанию и освоению.

Перед перфорацией и вызовом притока выполняются мероприятия по предотвращению неконтролируемых ГНВП и ОФ, совместно с АСС составляется акт готовности скважины. Дальнейшие работы производятся по письменному разрешению руководителя организации.

В ПЛА при испытании и освоении скважин предусматриваются мероприятия и безопасные действия персонала в случае возникновения опасных и аварийных ситуаций связанных с технологией работ, с возможной утечкой пластового флюида и отрицательного воздействия на окружающую среду, производственный персонал и население, находящееся в опасной зоне.

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

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида.
- 4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.

Перед перфорацией колонны на устье устанавливается перфорационная задвижка, проверенная до установки на прочность и герметичность в открытом и закрытом состоянии опрессовкой на пробное давление фонтанной арматуры.

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

Во время перфорации устанавливается наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

Фонтанная арматура до установки на устье скважины опрессовывается на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Фонтанная арматура соединяется с двумя продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод длиной не менее 100 метров от устья скважины и соединяется с факельной установкой с дистанционным розжигом. На факельной линии устанавливается огнепреградитель.

Перед освоением скважины обеспечивается запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, запас материалов и химических реагентов, в соответствии с ПОР на освоение скважины.

Вызов притока и исследования проводятся в светлое время при направлении ветра от ближайших населенных пунктов, промышленных и сельскохозяйственных объектов, под руководством лица контроля.

На время вызова притока из пластов и глушения обеспечивается:

- 1) постоянное круглосуточное дежурство лица контроля и оперативной группы АСС;
- 2) круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;
- 3) постоянная готовность к работе цементируемых агрегатов;
- 4) готовность населения, проживающего в СЗЗ, к действиям в случае аварийного выброса.

Свабирование скважин производится при наличии герметизирующего устройства, предотвращающего разлив жидкости, возникновение ГНВП и ОФ, выполнения условий безопасности.

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

При глушении скважины в процессе освоения обеспечивается наличие промывочной жидкости в количестве не менее трех объемов скважины, с периодическим перемешиванием, контролем и регистрацией параметров, соответствующих ПОР.

При обнаружении признаков ГНВП или возникновении опасной ситуации, производится отключение электроэнергии, герметизация устья скважины и последующие действия выполняются согласно ПЛА по указанию руководителя работ.

При остановке работ в процессе освоения производится герметизация устья с контролем давления в скважине и межколонном пространстве.

Передвижные компрессоры и установки размещаются на расстоянии не менее 25 метров от устья, с учетом преобладающего направления ветра и рельефа местности.

19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования

19.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

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

- 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на бурение скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) обеспечено круглосуточное дежурство цементирующего агрегата, автомашины, ответственного лица, связь буровой (предприятием).

В процессе бурения продуктивного пласта параметры бурового раствора регламентируются геолого-техническим нарядом. В процессе бурения (промывки) скважины циркуляция бурового раствора осуществляется через рабочий мерник, оборудованный датчиком уровня станции ГТИ. Работы, связанные с перераспределением бурового раствора в приемных мерниках осуществляются только после остановки бурения. В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.

Иметь на буровой автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в емкости и устройство для долива скважины при подъеме бурильных свечей (доливная емкость с уровномером).

В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливается. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) установить отсекающий мост согласно ПОР.

19.2. ПОДГОТОВКА, МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ПВО

Конструкция ПВО и типовая схема обвязки при бурении скважин должна соответствовать проекту на бурение скважины и настоящих Правил.

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

Монтаж ПВО на устье скважины производится буровой бригадой под руководством ответственного лица, эксплуатирующего оборудования в соответствии с типовой схемой с составлением акта монтажа ПВО с участием АСС.

Задвижки манифольда ПВО должны быть пронумерованы и соответствовать фактической схеме, находящейся на буровой.

Площадка под буровой должна иметь твердый настил, обеспечивающий свободный и безопасный доступ к ПВО.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательные пульта.

Основной пульт управления - на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в удобном и безопасном месте.

Вспомогательный - непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности при вскрытии продуктивных или газонефтеводопроявляющих пластов.

Привод ручного дублирующего управления находится на расстоянии не менее 10 метров от устья скважины в металлической будке или под навесом, выполненным из металлического листа толщиной не менее 5 миллиметров с освещением во взрывобезопасном исполнении.

На стенке перед каждым штурвалом водостойкой краской указываются:

- 1) стрелки, указывающие направление вращения штурвала на закрытие и открытие;
- 2) цифры, указывающие число оборотов штурвала до полного закрытия;
- 3) метка, совмещение которой с меткой на валу штурвала соответствует закрытию превентора;
- 4) величина давления опрессовки колонны;
- 5) диаметр установленных плашек и порядковый номер превентора снизу вверх.

После монтажа превенторная установка до разбуривания цементного стакана опрессовывается водой или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны. Работы по опрессовке производятся в присутствии представителя АСС.

Результат опрессовки оформляется актом.

На пульте дросселирования на видном месте устанавливаются таблички с указанием допустимого давления, а на манометрах наносятся метки разрешенного рабочего давления.

Манифольды линий дросселирования и глушения ПВО после монтажа опрессовываются на давление опрессовки обсадной колонны.

Опрессовка оформляется соответствующим актом.

После разбуривания цементного стакана и выхода из башмака на 1-3 метра, промежуточная колонна вместе с установленным на ней ПВО повторно опрессовывается при спущенной бурильной колонне с закачкой на забой порции воды и подъемом ее в башмак на 10 - 20 метров, производится опрессовка цементного кольца на расчетное давление

После монтажа и опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной, дальнейшее бурение скважины продолжается только при наличии разрешения руководителя работ.

Внутренняя полость линий дросселирования и глушения продувается воздухом один раз в неделю. Результаты продувки отводов регистрируются в журнале проверки ПВО. Продувку отводов обеспечивает ответственное лицо.

Плашки превентора, установленные на устье скважины, соответствуют диаметру применяемых бурильных труб.

В случае применения колонны бурильных труб разных диаметров (не более трех размеров) плашки превентора соответствуют диаметру верхней секции колонны бурильных труб.

На мостках буровой должна быть опрессованная аварийная труба, которая по диаметру и прочности соответствует верхней секции бурильной колонны.

Аварийная труба снабжается обратным клапаном или шаровым краном, находящимся в открытом положении и переводником под бурильную или обсадную колонну, окрашенным в красный цвет.

После проведения работ по глушению скважины путем вымывания пластового флюида с противодавлением на устье 250 кгс/см^2 и более проводится ревизия ПВО и внеочередная опрессовка.

Все узлы обвязки ПВО соединяются фланцами на стандартных трубных резьбах. Разрешается применение сварных соединений узлов и деталей для ПВО, выполненных изготовителями данного оборудования.

Не допускается применение узлов и деталей для обвязки ПВО не предусмотренных заводом-изготовителем.

Выкидные линии превенторов изготавливаются из бесшовных труб равного проходного сечения.

Монтаж, размещение, компоновка превенторной и трапнофакельной установок осуществляется в соответствии с комплектом их поставки и фактической схемой.

Линия глушения должна иметь сброс в емкость.

В соответствии с инструкцией по монтажу и эксплуатации межпакерное пространство колонной головки опрессовывается воздухом с составлением акта.

Обвязка технической колонны с ПВО выполняется с помощью колонной головки.

19.3. ОСОБЕННОСТИ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ, ИНЦИДЕНТОВ НА СКВАЖИНАХ

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

- 1) инструктаж персонала по практическим действиям при ликвидации ГНВП согласно ПЛА;
- 2) инструктаж персонала геофизической и подрядных организаций, работающих на территории буровой установки;
- 3) проверка состояния буровой установки, устьевого и ПВО, инструмента и приспособлений для герметизации скважины и ликвидации ГНВП;
- 4) проверка средств контроля загазованности, системы раннего обнаружения прямых и косвенных признаков ГНВП, СИЗ, СИЗ ОД, СКЗ персонала;
- 5) проверка систем противоаварийной, противofонтанной и противопожарной защиты, маршрутов эвакуации персонала;
- 6) проведение учебных тренировок, тревог по графику, утвержденному техническим руководителем организации;
- 7) оценка готовности объекта к вскрытию продуктивного горизонта с составлением акта, соответствия объемов и параметров бурового раствора, средств очистки, дегазации и обработки;
- 8) проверка системы геолого-технического контроля и регистрации параметров режима бурения, показаний концентрации газов в буровом растворе и газоанализаторов;
- 9) результаты выполненных мероприятий записываются в вахтовом журнале с предложениями по устранению выявленных нарушений.

Организацию работ и производственного контроля по предупреждению и ликвидации ГНВП осуществляет руководитель объекта.

При опасности ГНВП производится герметизация устья, трубного пространства и выполняются действия по ПЛА для ликвидации опасной ситуации по указанию руководителя работ.

Не допускается превышение давления на устье герметизированной скважины более 80 процентов от давления опрессовки обсадной колонны. При определении допустимого давления учитывают степень износа и коррозии обсадной колонны по данным геофизических исследований, толщинометрии и воздействия опасных факторов.

Снижение давления производится постепенно, 0,3-0,4 мега Паскаля в минуту.

Для ликвидации ГНВП и ОФ привлекаются АСС.

Вспомогательные работы выполняются производственным персоналом после инструктажа, при непосредственном участии руководителя работ.

Не допускается находиться в опасной зоне работникам, не принимающим участия в выполнении аварийных и вспомогательных работ.

При вскрытом продуктивном горизонте назначаются работники для контроля работ и предупреждения ГНВП.

В процессе ловильных работ в скважинах с потенциальной опасностью флюидопроявлений длина бурильной колонны подбирается из расчета нахождения гладкой части трубы против плашек превентора, ведущей трубы - в роторе.

Подъем бурильной колонны из скважины при поглощении промывочной жидкости допускается после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива.

Бурение скважины с частичным или полным поглощением бурового раствора, воды и с возможным флюидопроявлением не допускается.

При возникновении сифона или поршневания производится промывка скважины и расхаживание бурильной колонны, ограничивается скорость подъема и обеспечивается полный долив скважины для предупреждения ГНВП и воздействия на пласт.

В целях предупреждения аварий:

- 1) принять меры по снижению вибрации бурильной колонны;
- 2) в процессе первого долбления измененной компоновки низа бурильной колонны (далее - КНБК), проработать ствол с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола;
- 3) производить изменения способа бурения после подготовки ствола скважины, колонны бурильных труб, породоразрушающего инструмента, оборудования и КИПиА;
- 4) определить момент подъема долота по показателям механического каротажа и показаниям КИПиА;
- 5) для плавного снижения жесткости КНБК составлять низ колонны из УБТ разных диаметров;
- 6) определить длину утяжеленной бурильной трубы (далее - УБТ) установленной нагрузкой на долото, исходя из расчета передачи на долото 75 процентов его веса.

При обнаружении ГНВП буровая вахта герметизирует устье скважины, канал бурильных труб, информирует ответственных лиц, АСС. Дальнейшие действия проводятся в соответствии с ПЛА.

После вызова притока не допускается перфорация обсадных колонн в интервалах возможного разрыва пластов давлением газа, нефти, в интервале проницаемых непродуктивных пластов при проведении ремонтно-изоляционных работ.

При частичном поглощении бурового раствора и при полной потере циркуляции принимаются меры для изоляции зон поглощения с применением наполнителей, проведением тампонажных работ, спуска обсадной колонны.

С целью предупреждения прихватов бурового инструмента используются добавки веществ в буровой раствор, обладающих повышенной смазывающей способностью.

При явных признаках начала ОФ буровая обесточивается и производится остановка двигателей. На территории, прилегающей к фонтанирующей скважине, потушить технические и бытовые топки, остановить двигатели внутреннего сгорания, запретить курение и пользование открытым огнем. Не допускать движение транспорта и пешеходов, вызвать АСС, противопожарную службу, принять меры к сбору жидкости, изливающейся из скважины. Если эта операция не связана с риском для здоровья и жизни, оповестить организации согласно ПЛА.

Перед ликвидацией поглощения бурового раствора производятся гидродинамические исследования для определения параметров поглощающего горизонта (коэффициент поглощения, характера фильтрации) с целью выбора технологии изоляционных работ.

20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И БУРЕНИИ СКВАЖИН

Таблица 20.1.Список литературы

№№ п/п	Фамилия и инициалы, название, издательство, город, год издания	Номера разделов
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	1-21
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.	1-21
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)	18,19
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены <u>приказом</u> Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239	5-10
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237..	17
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.	15
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.	9
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	8
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.	10
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	9
11	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03	7-10
12	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	8
13	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	17
14	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.:Недра, 1976	9
15	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)	8, 9
16	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИС011961:2008)	8
17	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИС0 11960:2004)	9, 10
18	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Нелра, 1981	9
19	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра, 1986	5-9
20	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	9, 11
21	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	9, 11
22	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)	12
23	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97	10
24	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦБНТ ГК СССР, 1987	7-10

25	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. М.: НИИтруда, 1987	10, 13
26	СНИП IV-2-82 том.10 сборник 49 «Скважины на нефть и газ».	13
27	Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. А.: МНП РК, 1995	18
28	Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 25 апреля 2018 года № 140	10
29	Кодекс Республики Казахстан "О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ"	1-10
30	Закон Республики Казахстан «О гражданской защите»	18

21. ОРГАНИЗАЦИЯ БУРЕНИЯ

21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Принимаем воды котельной установкой - 3 м³/сут.

158 сут – продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86)

Продолжительность работы котельной установки – время бурения и крепления скважины.

Следовательно, общий расход потребления воды котельной установкой составит:

$$3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 150 \text{ сут} \cdot \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 195 \text{ м}^3$$

21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ

Таблица 21.1. Расход ГСМ при бурении скважины

Агрегат	Двигатель	Количество двигателей	Мощность двигателя, N (кВт)	Удельный расход топлива, q (г/кВт*час)	Удельный расход масла, q _м (г/кВт*час)	Продолжительность работы двигателя (сут)	Общий расход топлива (тн)	Общий расход масла (тн)
сварочный агрегат АДД-3124У1	Д144-81-1	1	37	133	0,399	0,5	0,0591	0,0002
подготовительные работы + бурение + крепление								
БУРОВАЯ УСТАНОВКА ZJ 40								
Буровая установка	CAT 3406	2	343	202	0,606	164	545,419	1,6363
Буровые насосы	PZ12V190B	2	354	211	0,633	164	587,991	1,7640
Дизельная электростанция	TAD-1242	1	352	200	0,6	164	277,094	0,8313
Цементировочный агрегат SJ	CAT C15	1	328	227	0,681	10	17,87	0,05
работы по проведению ГРП								
Насосный агрегат KTGJ70-12	CAT C15	4	328	227	0,702	3	21,443	0,066
Установка смесительная MC-600	CAT 3406	2	420	209	0,627	3	12,640	0,038
испытание скважины								
Установка для освоения (испытания)	ЯМЗ-6581.10-06	1	294	200	0,600	30,3	42,759	0,128
Цементировочный агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	8,54	6,825	0,020
Дизельная электростанция АД-200	ЯМЗ-6503.10	1	229	204	0,612	30,3	33,972	0,102

Примечание

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы агрегатов при операциях по креплению – [Таблица 13.2 Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин]

Продолжительность работы сварочного агрегата – [Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования]

Продолжительность работы цементировочного агрегата при работах при испытании – [Таблица 10.8. Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) объектов в эксплуатационной колонне]

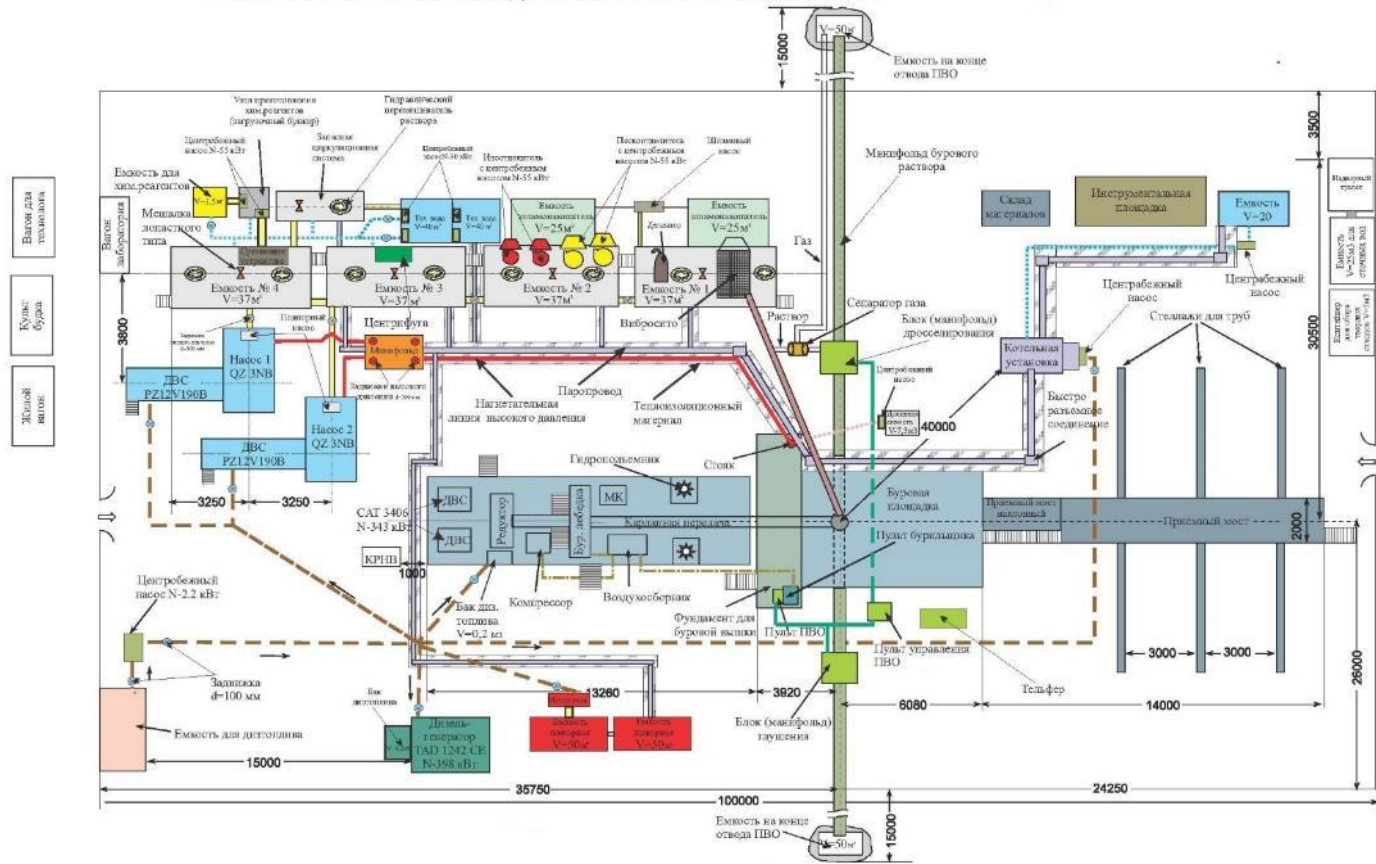
21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	
отправления	назначения			
Тараз	Месторождение	252	автобус	

ПРИЛОЖЕНИЯ

СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ 40



Согласовано:				

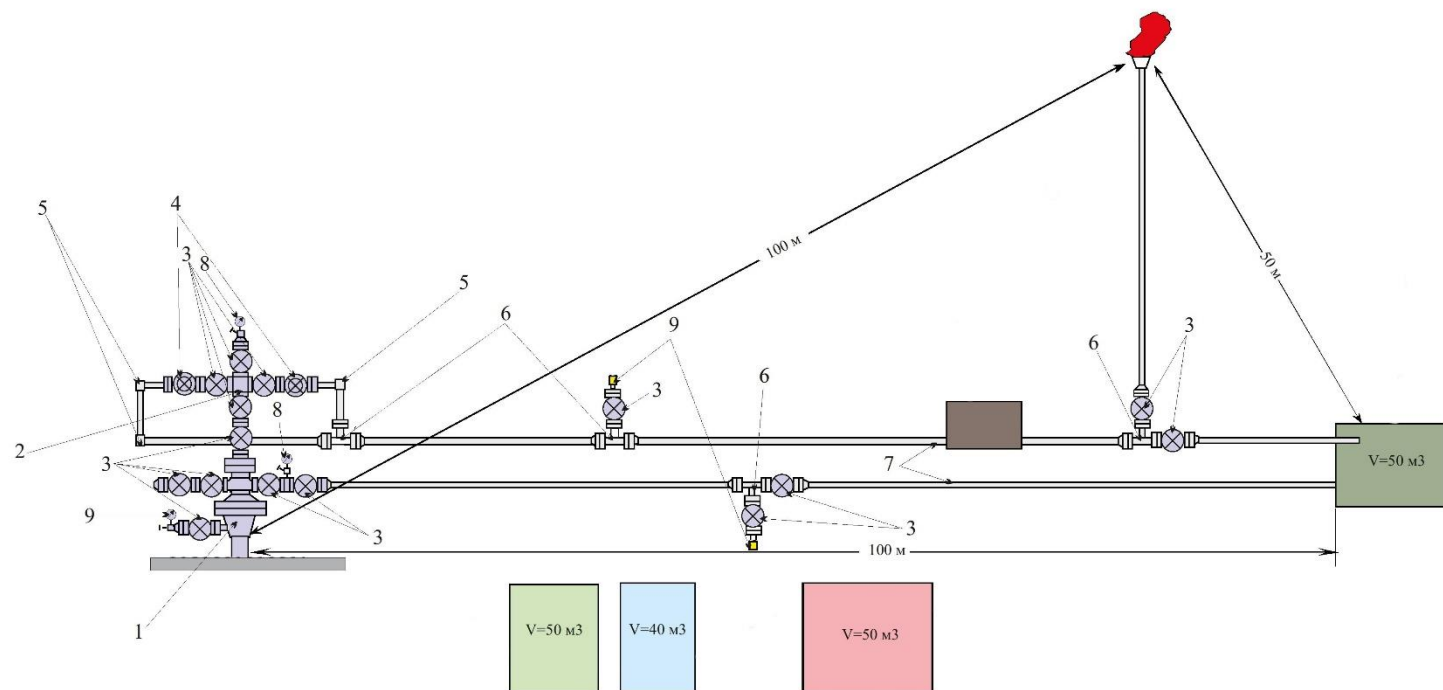
Инв. № подл.	Подпись и дата	Взам. инв. №

Условные обозначения	Наименование
	вспышная зона
	нагнетательная зона
	зона бурения ГСМ
	зона гидромассажных
	зона гидротех. вод
	гидротех. пилот в дуэтом
	управлении ПВО
	высшая зона бурового
	рыска (Желоб)
	зона долина

[illegible]

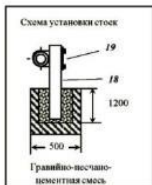
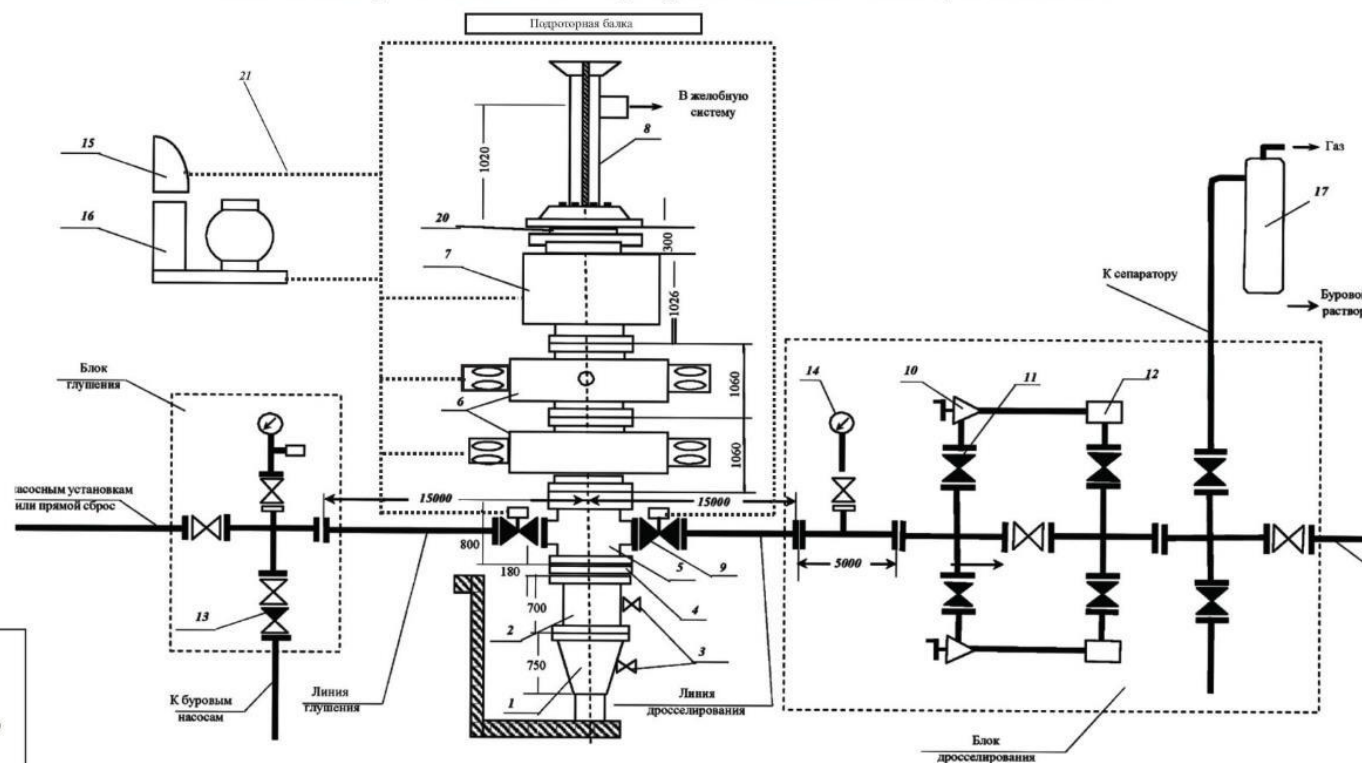
Формат А3

Типовая схема обвязки устья скважины при освоении скважин



1. Колонная головка
2. Крестовина
3. Задвижка
4. Дроссель
5. Кованный угольник
6. Тройник
7. Выкидная линия
8. Манометр
9. БС

Схема обвязки устья скважины ПВО при бурении скважины на месторождении Анабай



Технические условия:

1. Обвязка устья скважины противопавсоровым оборудованием принята по типовому проекту № 5 (ГОСТ 13862-90 "Оборудование противопавсоровое").
2. Для обвязки устья используется стандартное оборудование. Как исключение допускается изготовление отдельных узлов и деталей по техническим условиям, утвержденным в установленном порядке.
3. Сливная воронка должна быть разборной и при необходимости свободно демонтироваться с устья.
4. Манifold должен содержать устройство для продувки его сжатым воздухом. Длина выкидных линий должна быть не менее 100 м.
5. Крепление выкидных линий к стойкам проводится при помощи хомутов через 8-10 м и не более 0.5 м от конца выката.
6. После монтажа ПВО на устье производится его опрессовка совместно с тех. колонной на давление, указанное в тех. проекте на строительство скважины.
7. Выкидные линии опрессовываются давлением в 100 кг/см².
8. Основной пульт управления ПВО устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте.
9. Вокруг устья скважины делается площадка из твердого покрытия во всем устьевом оборудовании.
10. При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, один шаровый кран устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй - является запорным.
11. Задвижки должны быть постоянно открыты.
12. Задвижки должны быть постоянно закрыты.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дат.	Месторождение Анабай	Станд.	Лист	Листов
1	1					РП	3	
2	2							
3	3							
4	4							
5	5							
6	6							
7	7							
8	8							
9	9							
10	10							
11	11							
12	12							
13	13							
14	14							
15	15							
16	16							
17	17							
18	18							
19	19							
20	20							
21	21							
22	22							
23	23							
24	24							
25	25							
26	26							
27	27							
28	28							
29	29							
30	30							
31	31							
32	32							
33	33							
34	34							
35	35							
36	36							
37	37							
38	38							
39	39							
40	40							
41	41							
42	42							
43	43							
44	44							
45	45							
46	46							
47	47							
48	48							
49	49							
50	50							
51	51							
52	52							
53	53							
54	54							
55	55							
56	56							
57	57							
58	58							
59	59							
60	60							
61	61							
62	62							
63	63							
64	64							
65	65							
66	66							
67	67							
68	68							
69	69							
70	70							
71	71							
72	72							
73	73							
74	74							
75	75							
76	76							
77	77							
78	78							
79	79							
80	80							
81	81							
82	82							
83	83							
84	84							
85	85							
86	86							
87	87							
88	88							
89	89							
90	90							
91	91							
92	92							
93	93							
94	94							
95	95							
96	96							
97	97							
98	98							
99	99							
100	100							

Формат А3

ПЕРСОНАЛ БУРОВОЙ БРИГАДЫ ПОДРЯДЧИКА

Таблица 2. Персонал буровой бригады подрядчика (нормативный состав на один буровой станок)

№	Должность/Специальность	Разряд	Численность, человек		
			В одну смену/вахту	В сутки	Всего буровая бригада
1.	<u>Ключевой персонал</u>				
1	Начальник участка/зам. начальника участка	-	-	1	2
2	Инженер-технолог	-	-	1	2
3	Буровой мастер			1	2
4	Инженер по ОТ и ТБ			1	2
5	Механик по обслуживанию бурового оборудования			1	2
6	Инженер-геолог			1	2
	ИТОГО:	-	-	6	12
2.	<u>Основной рабочий персонал буровой бригады</u>				
	Бурильщик	VI	1	2	4
	Помощник бурильщика (1-ый)	V	1	2	4
	Помощник бурильщика (2-ой)	IV	1	2	4
	Верховой	IV	1	2	4
	Помощник верхового	III	1	2	4
	Лаборант-коллектор		1	2	4
	Разнорабочий (1 для приготовления буровых растворов)	II	2	4	8
	Дизелист-моторист	III	1	2	4
	Машинист Б/О	V	1	1	2
	Слесарь Б/О	IV	1	2	4
	Сварщик	III	1	1	2
	ИТОГО:	-	12	22	44
3.	<u>Вспомогательный рабочий персонал</u>				
	Электромонтер	V	1	2	4
	Охранник	-	1	2	4
	ИТОГО:	-	2	4	8
	Водитель оперативной машины	-	-	1	2
	Водитель оперативной машины для Заказчика	-	-	1	2
	Оператор автокрана	VI	1	2	4
	Оператор автопогрузчика	IV	1	2	4
	Водитель вахтового автобуса			1	2
	ИТОГО:	-	2	7	14
	ВСЕГО:	-	16	39	78
5.	<u>Основной рабочий персонал бригады освоения</u>				
	Мастер		1		1
	Бурильщик	V	1		2
	Помощник бурильщика	IV	1		2
	Машинист подъемника	VI	1		2
	Дизелист-моторист		1		2

* Начальник участка, его заместитель, инженеры-технологи, буровые мастера и бурильщики должны иметь действующую аттестацию/сертификаты по безопасному ведению буровых работ (МЧС РК) и по противофонтанной безопасности (АФ РГП на ПХВ «ПВАСС

РЕГЛАМЕНТ НА БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 0.3. Конструкция скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	426,0 мм	0	30	0	30
Кондуктор	324 мм	0	400	0	400
Промежуточная колонна	244,5 мм	0	1720	0	1720

ИНТЕРВАЛ I: СТВОЛ СКВАЖИНЫ 490 мм. Длина интервала: 0 - 30 м

Интервал 490 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 30 м. Обсадная колонна 426 мм должна быть спущена на глубину 30 м и зацементирована до поверхности. Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов.

- Емкости необходимо тщательно очистить вместе с приемными линиями до поверхностного оборудования и насосов буровой установки до начала смешивания.
- Предварительно приготовленная бентонитовая смесь для бурового раствора должна быть подготовлена путем гидратации бентонита в пресной воде, с обработкой кальцинированной содой для удаления остаточной жесткости до уровня < 400 частей на миллион (ppm). С помощью каустической соды необходимо поднять уровень pH до 8,5. Суспензию необходимо гидратировать как можно дольше, но не менее чем в течение 8 часов.
- Рецепт в проекте таблица 7.2

ИНТЕРВАЛ II: СТВОЛ СКВАЖИНЫ 393,7 мм. Длина интервала: 30 - 400 м

Интервал 393,7 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 400 м. Кондукторная обсадная колонна 323,9 мм должна быть спущена на глубину 400 м и зацементирована до устья. Колонна спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов. Устье скважины после кондуктора оборудуется ПВО. Система бурового раствора: бентонитовый раствор. Буровой раствор, рекомендуемый для начала бурения этого интервала - 1,20 г/см³.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: прихватопасные зоны, поглощение бурового раствора

Таблица 0.4. Параметры бурового раствора

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,17÷1,22
Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	40-55

Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	8-18
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	2-6
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	3-10
рН	8,0 - 9,0
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	6-8

- Емкости необходимо тщательно очистить вместе с приемными линиями до поверхностного оборудования и насосов буровой установки до начала смешивания.
- Предварительно приготовленная бентонитовая смесь для бурового раствора должна быть подготовлена путем гидратации бентонита в пресной воде, с обработкой кальцинированной содой для удаления остаточной жесткости до уровня < 400 частей на миллион (ppm). С помощью каустической соды необходимо поднять уровень рН до 8,5. Суспензию необходимо гидратировать как можно дольше, но не менее чем в течение 8 часов.
- Поддерживать не высокие значения рН в данном интервале на уровне 8,0-9,0, чтобы избежать возможного нарушения слоя глин и избежать растрескивания пород.
- Бентонитовая суспензия может быть введена в систему для увеличения вязкости по воронке Марша и реологических свойств.
- Необходимо использовать ситовые панели на виброситах с размерами не менее 80 меш.
- Рецепт в проекте таблица 7.2

Примечание: могут быть использованы аналоги химических реагентов, не уступающие по качеству и технологическим свойствам заявленным продуктам.

ИНТЕРВАЛ III: СТОЛ СКВАЖИНЫ 295,3 мм ДЛИНА ИНТЕРВАЛА: 400 – 1720 м

Интервал 295,3 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 1720 м. Обсадная колонна 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 ПВО. Для бурения данной секции будет использован ингибированный полимерный раствор.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: затяжки, посадки, сальникообразования, сужение ствола скважины

Таблица 0.5. Параметры бурового раствора.

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,24

Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	45-55
Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	12-25
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	4-8
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	6-12
рН	9,0-10,5
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	5-7
МВТ (испытание краской «метиленовая голубая»), кг/м ³	<42

Рекомендуется, чтобы буровой раствор, сохраненный после бурения предыдущего интервала, использовался в качестве основы для подготовки первоначального объема бурового раствора для данного интервала. Это позволит снизить стоимость бурового раствора. Кроме того, наличие бентонита в сохраненном буровом растворе обеспечит образование надлежащей фильтрационной корки, защищающей от проницаемых пород, на начальном этапе бурения этого интервала, что поможет в уменьшении потерь на фильтрацию и риски дифференциального прихвата. Если значение МВТ (испытания краской "метиленовая синяя") сохраненного бурового раствора слишком высоко, его необходимо снизить.

- Дальнейшее пополнение объема ствола скважины и объема по мере углубления скважины должно быть выполнено без добавлений бентонита.
- Хорошие показатели параметров контроля твердой фазы необходимы для того, чтобы получить максимальную выгоду от применения полимеров, содержащихся в системе. Необходимо осуществлять контроль затрат и вести точный учет всех буровых флюидов, поступающих в систему. Для этого рекомендуется использовать водомерный счетчик, но при его отсутствии, необходимо вести строгий учет добавлений флюидов.
- Следует контролировать значения МВТ (испытания краской "метиленовая голубая") на уровне между 14 кг/м³ бентонитового эквивалента (5 частей на миллиард (ppb)) и 42 кг/м³ бентонитового эквивалента (15 частей на миллиард (ppb)). Если значение МВТ является слишком низким, то использование полимеров не будет эффективным методом в обеспечении контроля водоотдачи из-за отсутствия надлежащей фильтровальной корки. При высоких значениях концентрации глин, реологические свойства будет сложно контролировать. В таком случае, можно добавить разжижитель.
- Если значение МВТ стало слишком высоким, то будет необходимо разбавить систему всем количеством полимерного раствора, чтобы восстановить реологические свойства. Это должно быть выполнено путем регулярного сброса раствора на пескоотделителе. Это более эффективный и экономичный метод, чем выполнение небольших добавлений и известен как "сброс и разбавление". Следует

подчеркнуть, что правильный инженерный подход - это избегать накопления катионообменной емкости, всегда вводя только недиспергированные флюиды.

- Использования лигносульфонатов следует избегать. Увеличение значения вязкости приведет к отложениям твердых частиц или загрязнению раствора карбонатами. Эти проблемы можно эффективно решать без применения лигносульфонатов.
- Водоотдача бурового раствора должна контролироваться на уровне 5-7 мл/30мин., при измерении при температуре окружающей среды и давлении 100 фунтов на квадратный дюйм (psi). Водоотдача контролируется посредством применения полианионной целлюлозы (РАС).
- Для правильной очистки бурового раствора рекомендуется использовать вибрационные сита с размером ячейки от 80 до 100 меш (если есть возможность, допускается установка сеток с размером ячейки 120-140 меш).
- Рецепт в проекте таблица 7.2

ИНТЕРВАЛ IV: СТОЛ СКВАЖИНЫ 215,9 мм. ДЛИНА ИНТЕРВАЛА: 1720 - 3500 м

Интервал 215,9 мм должен быть пробурен вертикально вниз на глубину 3700 м. Обсадная колонна спускается с целью разобщения водоносных и продуктивных горизонтов, а также добычи газа. Для бурения данного интервала будет использоваться ингибированный полимерный раствор.

Предполагаемые проблемы ствола скважины: нефтегазоводопроявления затяжки, посадки, сальникообразования, сужение ствола скважины

Таблица 0.6. Параметры бурового раствора

Характеристика	Значение
Плотность бурового раствора, г/см ³	1,22
Вязкость по воронке Марша, сек/кварта	40 - 45
Пластичная вязкость, сП	минимально возможное
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС), фунтов/100 футов ²	12-25
Прочность геля 10 сек., фунтов/100 футов ²	4-8
Прочность геля 10 мин., фунтов/100 футов ²	6-12
рН	9,0-10,5
Водоотдача, измеряемая по методике API (АНИ), мл/30 мин	3-5
МВТ (испытание краской "метиленовая голубая"), кг/м ³	<35

Процедуры

- Рекомендуется, чтобы буровой раствор, сохраненный после бурения предыдущего интервала, использовался в качестве основы для подготовки первоначального объема бурового раствора для данного интервала. Это позволит снизить стоимость бурового раствора. В приготовлении новых порций бурового раствора рекомендуется не использовать хлорид натрия (чтобы снизить общую минерализацию жидкой фазы бурового раствора).
- Хорошие показатели параметров контроля твердой фазы необходимы для того, чтобы получить максимальную выгоду от применения полимеров, содержащихся в системе. Необходимо осуществлять контроль затрат и вести точный учет всех буровых флюидов, поступающих в систему. Для этого рекомендуется использовать водомерный счетчик, но при его отсутствии, необходимо вести строгий учет добавлений флюидов.
- Следует контролировать значения МВТ (испытания краской "метиленовая голубая") на уровне ниже 35 кг/м^3 бентонитового эквивалента (15 частей на миллиард (ppb)). При высоких значениях концентрации глин, реологические свойства будет сложно контролировать. В таком случае, можно добавить разжижитель. Также высокое содержание коллоидной фазы в буровом растворе может привести к ухудшению коллекторных свойств продуктивного пласта.
- Если значение МВТ стало слишком высоким, то необходимо разбавить систему всем количеством полимерного раствора, чтобы восстановить реологические свойства. Это должно быть выполнено путем регулярного сброса раствора на пескоотделителе. Это более эффективный и экономичный метод, чем выполнение небольших добавлений и известен как "сброс и разбавление". Следует подчеркнуть, что правильный инженерный подход - это избегать накопления катионообменной емкости, всегда вводя только недиспергированные флюиды.

Использования лигносульфонатов следует избегать. Увеличение значения вязкости приведет к отложениям твердых частиц или загрязнению раствора карбонатами. Эти проблемы можно эффективно решать без применения лигносульфонатов.

Водоотдача бурового раствора должна контролироваться на уровне 3-5 мл/30мин., при измерении при температуре окружающей среды и давлении 100 фунтов на квадратный дюйм (psi). Водоотдача контролируется посредством применения полианионной целлюлозы (РАС).

- В случае потерь на фильтрацию будет использоваться материал, SUPERSEALER (или другой доступный материал для ликвидации поглощений) при добавлении 2-4 мешков в час напрямую с верхней части активной емкости.
- Для правильной очистки бурового раствора следует использовать вибрационные сита с размером ячейки от 120 до 140 меш.
- Рецепт в проекте таблица 7.2

Примечание: могут быть использованы аналоги химических реагентов, не уступающие по качеству и технологическим свойствам заявленным продуктам.

При необходимости использовать ингибиторы для H_2S

ПРОЦЕДУРЫ ОБРАБОТКИ РАСТВОРА В СЛУЧАЕ ОСЛОЖНЕНИЙ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ.

ПОГЛОЩЕНИЕ БУРОВОГО РАСТВОРА

При подтверждении поглощений внутри скважины необходимо снизить скорость подачи насоса, удельный вес и/или вязкость если процесс бурения позволяет. Нужно добавлять материал по борьбе с поглощениями каждый час, комбинируя химреагенты по борьбе с поглощениями. Если интенсивность поглощений не прекращается, нужно приготовить отдельную пачку раствора с материалом наполнителем.

Пачка #1: объём: 10-15 м³

SEAL RB F	50
SEAL RB M	100

ПОГЛОЩЕНИЯ КРУПНЫЕ В ПРЕДЕЛАХ ОТ 3000 ЛИТРОВ/ЧАС И ВЫШЕ

При подтверждении поглощений внутри скважины необходимо снизить скорость подачи насоса, удельный вес и/или вязкость если процесс бурения позволяет. Закачать в скважину Пачку № 2. Вторая пачка должна покрывать по возможности весь открытый ствол скважины и должна содержать комбинированный набор материалов-наполнителей.

Пачка #2: объём: 10 – 20 м³

SEAL RB F	150
SEAL RB M	150

Пачка #2 должна быть закачана и вдавлена в пласт. Следует проводить эту операцию с повышенной осторожностью, чтобы не превысить максимально допустимое давление на пласт и не повредить его.

При наличии в компоновке инструмента телеметрии, следует прокачивать пачку при нормальной скорости подачи и на подходе к прибору снизить подачу. Это действие должно

отключить прибор и позволить пачке пройти его без вероятности его повреждения. Следует заранее обсудить прокачку такого раствора через прибор с Оператором инструмента телеметрии и Супервайзером по Бурению.

НАЛИПАНИЕ ПОРОДЫ НА ДОЛОТЫ

Для предотвращения налипания выбуренной породы на долото необходимо использовать буровой детергент LEMA PAV. Добавлять продукт стоит при каждом наращивании непосредственно в трубы, а также в активную ёмкость при циркуляции. Продукт LEMA PAV снижает тенденцию налипания глины на КНБК и, соответственно, уменьшает скручивающие и осевые нагрузки на колонну. Это способствует увеличению мощности на буровом долоте и, соответственно, улучшению скорости бурения. LEMA PAV является слабым пенообразователем и не вызывает проблем со вспениванием. LEMA PAV является высоко активным ПАВ и используется, главным образом, в растворах на основе пресной или морской воды для бурения верхней части ствола скважины.

ПРИХВАТ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ

Чтобы избежать дифференциального прихвата, рекомендуется следующее:

- держать водоотдачу ниже $<5 \text{ см}^3/30\text{минут}$.
- сокращать время при наращивании бурильных труб
- после наращивания необходимо осуществлять вращение бурильной колонны без циркуляции.
- всегда расхаживать/вращать буровую колонну (1 одиночную трубу/час чтобы уменьшить риск размыва стенок ствола скважины).
- вращать буровую колонну с меньшими оборотами (10 – 30) во время проверки циркуляции.

