

ТОО «КУЛ-БАС»
ТОО «АКТЮБНИГРИ»

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор
ТОО «КУЛ-БАС»
Еспулов А.Б.
« » 2023 г.



**Корректировка Группового технического проекта на
бурение оценочных скважин КБД-10, КБД-11, с
проектной глубиной 2500 метров (± 250 м) на площади
Кул-Бас.**

Генеральный директор
ТОО «АКТЮБНИГРИ»



Баймагамбетов Б.К.

г. Актобе – 2023 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Заведущая сектора технического
проектирования

Жубаназарова Ж.Т.

Ведущий специалист

Минсеитов Н. А.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	8
1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	9
2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	13
3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	14
4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	16
4.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	22
4.2. Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	27
4.3. Возможные осложнения по разрезу скважины.....	29
4.4. Исследовательские работы	32
4.5. Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины, сведения по эксплуатации	35
5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ.....	40
6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	48
7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	49
8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ	59
9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН	64
9.1. Обсадные колонны	64
9.2. Цементирование обсадных колонн	73
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.....	83
11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА	87
12. СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ	89
12.1. Подготовительные работы к строительству скважины (скважин)	89
12.2. Объемы строительных и монтажных работ для строительства скважины	91
13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА 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	100
16. Технология установки аварийного цементного моста.....	101
17. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....	104
17.1. Общие положения.....	104
17.2. Классификация взрывоопасных зон	104
17.3. Пожарная безопасность на объектах	106
17.4. Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.....	109
17.5. Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда.....	111
18. Мероприятия по безопасности ведения работ при строительстве скважин	120
18.1. Общие положения.....	120
18.2. Порядок обеспечения промышленной безопасности при бурении скважин.....	120
18.3. Порядок обеспечения промышленной безопасности при креплении ствола скважины	121
18.4. Обустройство устья скважины	122
18.5. Испытание, гидродинамические исследования и освоение скважин	122
19. Предупреждение нефтегазоводопроявлений и открытого фонтанирования.....	124
19.1. Общие положения.....	124

19.2. Подготовка, монтаж и эксплуатация устьевого оборудования и ПВО	124
19.3. Особенности предупреждения и ликвидация аварий, инцидентов на скважинах .	126
20. СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН.....	129
21. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА	131
21.1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ.....	131
21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ	132
21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ.....	133
22. ПРИЛОЖЕНИЯ	134

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1.1 Основные проектные данные	9
Таблица 1.2 Общие сведения о конструкции скважины.....	10
Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы	10
Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет	11
Таблица 1.5 Сведения об условиях эксплуатации скважины.....	12
Таблица 1.6 Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации.....	12
Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования.....	13
Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ	14
Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой.....	14
Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков	14
Таблица 3.4 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	22
Таблица 4.2 Литологическая характеристика разреза скважины.....	23
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.....	28
Таблица 4.9 Поглощение бурового раствора	29
Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины.....	29
Таблица 4.11 Нефтегазоводопроявления.....	30
Таблица 4.12 Прихватоопасные зоны	30
Таблица 4.13 Текучие породы	31
Таблица 4.14 Прочие возможные осложнения	31
Таблица 4.15 Отбор керна, шлама и грунтов	32
Таблица 4.16 Геофизические исследования	33
Таблица 4.17 Данные по испытанию (опробованию) пластов в процессе бурения	33
Таблица 4.18 Прочие виды исследований	34
Таблица 4.19. Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне.....	35
Таблица 4.20 Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении).....	36
Таблица 4.21 Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине.....	36
Таблица 4.22 Дополнительные работы при испытании (освоении)	38
Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам	38
Таблица 4.24 Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины	38
Таблица 4.25 Данные по нагнетательной скважине	39
Таблица 4.26 Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам	39
Таблица 5.1 Характеристика и устройство шахтового направления.....	41
Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	43
Таблица 5.3 Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн	44
Таблица 5.4 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции.....	45
Таблица 5.5 Максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе скважины при выполнении технологических операций	47
Таблица 6.1 Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины.....	48
Таблица 6.2 Профиль ствола скважины	48
Таблица 7.1 Типы и параметры буровых растворов.....	52
Таблица 7.2 Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент	53
Таблица 7.3 Потребность бурового раствора и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления.....	54
Таблица 7.4 Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных станков	56

Таблица 7.5 Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн	56
Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину.....	57
Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов.....	58
Таблица 8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК ..	59
Таблица 8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	60
Таблица 8.3 Рекомендуемые бурильные трубы	61
Таблица 8.4 Конструкция бурильных колонн.....	61
Таблица 8.5 Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения	62
Таблица 8.6 - Оснастка талевой системы	62
Таблица 8.7 Режим работы буровых насосов.....	63
Таблица 9.1. Способы расчёты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн	64
Таблица 9.2. Распределение давлений по длине колонны	64
Таблица 9.3 Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб	68
Таблица 9.4 Параметры обсадных труб.....	68
Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб	69
Таблица 9.6 Технологическая оснастка обсадных колонн	70
Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб	71
Таблица 9.8. Опрессовка обсадных труб натяжение эксплуатационной колонны	72
Таблица 9.9 Общие сведения о цементировании обсадных колонн.....	73
Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементирования.....	74
Таблица 9.11 Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов	75
Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов (буровых насосов).....	77
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 Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах	81
Таблица 10.3 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле	82
Таблица 10.4. Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ).....	83
Таблица 10.5. Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов	83
Таблица 10.6. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов	84
Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов.....	84
Таблица 10.8. Продолжительность испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне.....	84
Таблица 10.9 Отработка объектов на факел (на одну скважину, один объект).....	85
Таблица 10.10 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне	86
Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом DS-1)	87
Таблица 11.2 Опрессовка оборудования и используемая техника	88
Таблица 12.1 Сварочные работы при монтаже бурового оборудования.....	90
Таблица 12.2 Объемы подготовительных работ к строительству скважины (скважин)	90
Таблица 12.3 Перечень топографо-геодезических работ.....	90
Таблица 12.4 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования ZJ30	91
Таблица 12.5 Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений к комплекту ...	92
Таблица 12.6 Объемы работ по фундаментам под комплект (и вышку).....	93
Таблица 12.7. Объемы работ при использовании специальной установки «УПА- 60/80», для испытания скважины	93
Таблица 13.1 Продолжительность строительства 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	106
Таблица 17.2 Спецодежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты	112
Таблица 17.3 Средства коллективной защиты от шума и вибраций	113

Таблица 17.4 Нормы освещённости.....	114
Таблица 17.5 Средства контроля воздушной среды.....	118
Таблица 17.6 Первичные средства пожаротушения.....	119
Таблица 20.1.Список литературы.....	129
Таблица 21.1. Расход ГСМ при строительстве скважины	132

СПИСОК ИЛЛЮСТРАЦИЙ

Рисунок 4-1 Обзорная карта района работ	19
Рисунок 4-3. Структурная карта по кровле коллектора залежей а) Nc-I (K_1br) б) Nc-II (K_1g), в) Ю- II (J_3k+v).....	20
Рисунок 4-4. Геологический профиль с проектными скважинами КБД-10 и КБД-11.....	21
Рисунок 5-1-Эквиваленты градиентов давлений.....	42
Рисунок 9-1-Распределение избыточных давлений (кондуктор).....	65
Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)	66
Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна).....	67

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

Приложение 1	134
Приложение 2.....	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение 3.....	Ошибка! Закладка не определена.
Приложение 4.....	137
Приложение 5.....	138
Приложение 6.....	139

РЕФЕРАТ

Корректировка Группового технического проекта на бурение оценочных скважин КБД-10, КБД-11, глубиной 2500 метров (± 250 м) на площади Кул-Бас разработан в соответствии с «Инструкцией о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86). Проект выполнен по форме и содержанию «Макета рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87)

Ключевые слова: Кул-Бас, СКВАЖИНА, БУРЕНИЕ, ПЛОЩАДЬ, МОНТАЖ, ДЕМОНТАЖ, КОНСТРУКЦИЯ, КОЛОННА, БУРОВОЙ РАСТВОР, ОСВОЕНИЕ, ПЛАСТ, ДОЛОТО, ОБСАДНАЯ ТРУБА, УБТ, НКТ, НАСОС, ИСПЫТАНИЕ, ЭКОЛОГИЯ.

Объектом проектирования является строительство вертикальных оценочных скважин на площади Кул-Бас буровыми установками ZJ-30.

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

В связи с отсутствием сероводорода в пластовом флюиде месторождения отсутствуют дополнительные требования к коррозионной защите оборудования и труб.

Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов отражены в главе 19.

Прочность обсадных колонн, колонны насосно-компрессорных труб (далее - НКТ) обеспечивающая возможность закрытия (герметизации) устья при открытом фонтане указана в главе 9 (таблицы 9.3, 9.4) и главе 10 (таблица 10.4).

Методы и периодичность проверки износа и контроля коррозионного состояния бурильных, ведущих, НКТ и элементов трубных колонн указаны в главе 11.

Тип колонной головки, методы её испытания и монтажа (без применения сварных соединений) указан в таблице 9.17.

Проект выполнен в соответствии с договором №01-05-03/2023-388 от 10.08.2023 г. между ТОО «КУЛ-БАС» и ТОО «АктюбНИГРИ».

Необходимость корректировки «ГТП на бурение оценочных скважина КБД-10, КБД-11» возникла в связи с увеличением объектов испытания скважин КБД-10 и КБД-11.

1. ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Таблица 1.1 Основные проектные данные

п/п №	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	КБД-10, КБД-11
2	Номера скважин, строящихся по данному типовому проекту	
3	Площадь (месторождение)	Кул-Бас
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначенные скважины	выявление и оценка нефтегазоносности нижнемеловых и верхнеюрских отложений
7	Проектный горизонт	К ₁ (нс-I и нс-II), J _{3к} +J _{3в} (Ю-II)
8	Проектная глубина, м	
	по вертикали	2500
	по стволу	2500
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	1
	в открытом стволе	-
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
11	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	2120/2140
12	Способ бурения	роторный
13	Вид привода	ДВС
14	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
15	Тип буровой установки	ZJ-30
16	Тип и грузоподъемность буровой установки	170 тн
17	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	102,5
	бурильной	93,3
18	Тип установки для испытаний	УПА-60/80
19	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.	618
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	7
	подготовительные работы к бурению	1
	бурение и крепление	70
	испытание в эксплуатационной колонне, всего	540
20	Проектная скорость бурения, м/ст. мес.	730

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	508,0	0	40	0	40
Кондуктор	339,7	0	400	0	400
Промежуточная	244,5	0	1500	0	1500
Эксплуатационная	177,8	0	2500	0	2500

Таблица 1.3 Дополнительные сведения для составления сметы

Мощность труборемонтных баз или площадок, тыс. м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или цеха (ДА, НЕТ)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура (электробура) на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работа бульдозера, трактора, ч/сут.	Форма оплаты труда буровой бригады	Категори я УБР (УРБ)	Кoeffициент оборачиваемост и бурильных труб, %
		в бурении и испытании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Трубная площадка	да	1	-	-	-	по заявке	повременная	первая	-

Таблица 1.4 Дополнительные сведения для составления смет

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объем повторно используемого раствора, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды) нефтепродукты, другие отходы	Объемы отходов, м ³			
При бурении		При испытании		Интервал глубины		Число смен работы в сутки	Количество		Число смен работы в сутки	всего			В том числе подлежит			
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)		слесарей	Электромонтёров					вывозу	захоронению	сборы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	2500	не предусматривается		по контракту				по контракту			-	ОБР			-	-
												Шлам				
												Сточные воды				

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
Естественное фонтанирование,	В течении всего срока эксплуатации		не планируется	2500	114,3	Общая коррозия	незначительная*		нефть (пластовые жидкости или жидкость заканчивания)	0,84

Примечание: * смотри раздел "Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин".

Таблица 1.6 Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ 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	Дополнение к проекту разведочных работ по оценке залежей углеводородов на площади Кул-Бас согласно контракту № 1897 от 11.11.2005 г, 2020г
2	Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Кул-Бас, 2022 г
3	Геолого - техническое задание к договору 01-05-03/2023-388 от 10.08.2023 г.

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 Сведения о районе буровых работ

Наименование 1	Значение (текст, название, величина) 2
Площадь (месторождение)	Кул-Бас
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Байганинский
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+ 12°С
наибольшая летняя	+42°С
наименьшая зимняя	- 35°С
Среднегодовое количество осадков, мм	120-150 мм
Продолжительность отопительного периода в году, сут	195
Продолжительность зимнего периода в году, сут	195
Наибольшая скорость ветра, м/с	28,5
Толщина снежного покрова, см	15-20

Таблица 3.2 Сведения о площадке строительства буровой

3 1	Значение (текст, названия, величина) 2
Рельеф местности	Равнина с перепадами высот 2-3м
Состояние местности	Слабовсхолмленная степь
Толщина снежного покрова, см	40
Почвенного слоя	Плодородный слой 10-15
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа (полынь, колючка саксаул)
Категория грунта	Вторая

Таблица 3.3 Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка 1	Размер 2	Источник нормы отвода земель 3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники для бурения оценочной скважины.	1,7	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
Техническая вода	привозная	60	
Питьевая вода	привозная, бутилированная с п. Бозой	60	привозная, бутилированная
Энергоснабжение	Дизель генератор буровой установки	На буровой	
Связь	Радиосвязь Спутниковая	На буровой	Радиостанция Радиотелефон

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

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	Шалкар-Актобе	300	Нет	-	

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Исходные геологические данные для составления: «Группового технического проекта на бурение оценочных скважин КБД-10, КБД-11»

Цель бурения: оценка и доразведка нефтегазоносности нижнемеловых и верхнеюрских отложений.

Проектная глубина: 2500 м (± 250 м).

Проектный горизонт: К₁ (nc-Ib, nc-II), J_{3k+v} (Ю-II)

Ведущий специалист службы Г и Р

Косаманова А. К.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В административном отношении месторождение Кул-Бас расположен в Байганинском районе Актыобинской области РК. Через контрактную территорию проходят две нитки газопровода Бухара-Урал диаметром 1000 мм. Основным населенным пунктом является поселок Бозой, расположенный в юго-восточной части месторождения. Также малонаселенные поселки и селения, Южное, Аяккум, Айшуак, Жумагул и другие.

В орографическом отношении исследуемая площадь представляет собой пологую равнину.

В экономическом отношении район работ развит слабо, но расположен в выгодных условиях: в непосредственной близости, в 50 км на восток от месторождения Кзылой, проходит трасса магистрального газопровода Бухара-Урал. От месторождения Кзылой и Аккулковское до врезки в МГ Бухара-Урал проходит действующий внутрипромысловый газопровод ТОО ТетисАралГаз протяженностью 51 км. Через железнодорожную станцию Бейнеу, расположенную в 230 км на запад от Аккулковской площади, проходит магистральный газопровод Средняя Азия – Центр, а также нефтепровод Узень-Атырау.

Компания ТОО «КУЛ-БАС» является недропользователем в соответствии с Контрактом №1897 на проведение разведки и добычи углеводородного сырья от 11 ноября 2005 года.

Площадь геологического отвода составляет 67,72 кв.км., глубина геологического отвода - до кровли фундамента.

В 2007 году АО «АктыобНИГРИ» выполнен «Проект на проведение геологоразведочных работ на площади Кул-Бас», где были согласованы следующие объемы работ:

- сейсморазведка МОГТ 2Д - 1250 пог. км;
- бурение 45 структурно-поисковых скважин с проектной глубиной – 600 м и проектным горизонтом – эоцен с целью изучения геологического строения продуктивных горизонтов газа в эоцене;
- бурение 10 глубоких скважин с проектной глубиной – 3300м и проектным горизонтом – пермтриас с целью оценки перспектив нефтегазоносности отложений мела, юры и пермтриаса.

В том же году согласно проекта были выполнены сейсморазведочные работы 2Д в объеме 295 пог.км. В 2010 г. объем сейсморазведочных работ 2Д составил 120 пог.км. А также были пробурены три скважины Кул-01, Кул-02 и Кул-03 с фактическими глубинами 593м, 851м и 790м соответственно.

- бурение 3 поисковых скважин (КБД-01, КБД-02, КБД-03) с проектной глубиной – 4250м, проектным горизонтом – палеозой с целью изучения геологического строения и перспектив нефтегазоносности в отложениях мезозоя и палеозоя.

В 2011 году согласно «Проекту поисковых работ на площади Кул-Бас» в центральной части площади пробурена скважина КБД-01 с фактической глубиной 4500м со вскрытием каменноугольных отложений.

В 2013 году выполнен отчет «Дополнение и изменение к проекту поисковых работ на площади Кул-Бас», где предусматривалось уточнение местоположения разведочных скважин КБД-02, КБД-03 и уменьшение глубин с 4250м до 2500м, бурение глубокой скважины КБД-04 с проектной глубиной 4250м и проведение дополнительных сейсморазведочных работ 3Д в объеме 100 кв.км. Согласно проекту проведены детальные сейсморазведочные работы 2Д в объеме 200 пог.км., в результате которого в юго – западной части выявлена структура, представляющая интерес для постановки поискового бурения.

В 2016 году ТОО «АкАй Консалтинг» разработан «Проект оценочных работ на площади Кул-Бас», предусматривающий проведение работ на второй продлеваемый период разведки до 11.11.2017г:

- испытание скважины КБД-01 (верхнеюрский горизонт);

- испытание в скважине Кул-03 «кумского» горизонта верхнего эоцена, газоносность которого установлена по данным ГИС;

- бурение скважины КБД-02 с проектной глубиной 2500м с целью выяснения нефтегазоносности верхнеюрских и неокомских горизонтов.

В связи с длительным периодом получения положительного решения Недропользователь не успел выполнить работы, предусмотренные «Проектом оценочных работ...».

В 2017 году выполнен отчет «Изменение к проекту оценочных работ на площади Кул-Бас», где предусматривалось внесение изменений в календарный график проведения работ - перенос всех проектных работ из «Проекта оценочных работ» на 2 года до 11.11.2019г.

В 2019 году ТОО «Проектный институт «ОPTIMUM» выполнен «Проект разведочных работ по оценке залежей углеводородов на площади Кул-Бас согласно контракту № 1897 от 11.11.2005 г», где были согласованы следующие объемы:

-переобработка, структурная переинтерпретация и динамический анализ сейсмических данных МОГТ 2Д в объеме 2702 пог.км;

-опробование в ранее пробуренных скважинах КУЛ-02, КУЛ-03;

-бурение 8 проектных оценочных скважин общим метражом 12400 м. Из них 4 скважины (КУЛ-04, КУЛ-05, КУЛ-06, КУЛ-07) с проектными глубинами 600 м и 4 скважины (КБД-02, КБД-03, КБД-04, КБД-05) проектной глубиной 2500 м.

Компетентным органом принято решение: разрешить ТОО «КУЛ-БАС» продлить период разведки по Контракту №1897 от 11 ноября 2005 года сроком до 31 декабря 2022 года.

Согласно Проекту выполнена переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет МОГТ 2Д в объеме 1343 пог. км, в результате которой построена структурная карта по отражающему горизонту III (подошва нижнего мела) площади Кул-Бас.

А также пробурена оценочная скважина КБД-02 с фактической глубиной 2750 м.

В 2020 году в Дополнении к проекту разведки по оценке предусматривалось проведение полевых сейсморазведочных работ МОГТ 2Д в объеме 346 пог.км и 3Д в объеме 390 кв.км, а также обработка и структурная интерпретация сейсморазведочных материалов 2Д современных данных (346пог.км) и прошлых лет (349 пог.км), по результатам которых проектировались 4 оценочных скважин КБД-04, КБД-05 и КБД-09 с проектными глубинами 2650 м.

В том же году выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа месторождения Кул-Бас по состоянию на 01.01.2021г.». Запасы нефти/растворенного газа по категории C_1 составили 8731 тыс.т./895 млн.м³, по категории C_2 – 53212 тыс.т./4745 млн.м³, извлекаемые запасы нефти/растворенного газа по категории C_1 2619 тыс.т./248 млн.м³, по категории C_2 – 16769 тыс.т./1374 млн.м³.

Данные запасы легли в основу при составлении Проекта пробной эксплуатации далее к ее Дополнению.

В Дополнении к Проекту пробной эксплуатации в целях доразведки и дальнейшего перевода запасов категории C_2 нижнемеловых и верхнеюрских горизонтов в промышленную категорию C_1 рекомендуется пробурить две оценочные скважины КБД-10 и КБД-11 проектной глубиной 2500 (± 250).

В 2021 году ТОО «КУЛ-БАС» осуществил возврат части контрактной территории площадью 980 км² (12,8%).

Площадь геологического отвода составляет 67,72 кв.км., глубина геологического отвода - до абсолютной отметки минус 2450м.



Рисунок 4-1 Обзорная карта района работ

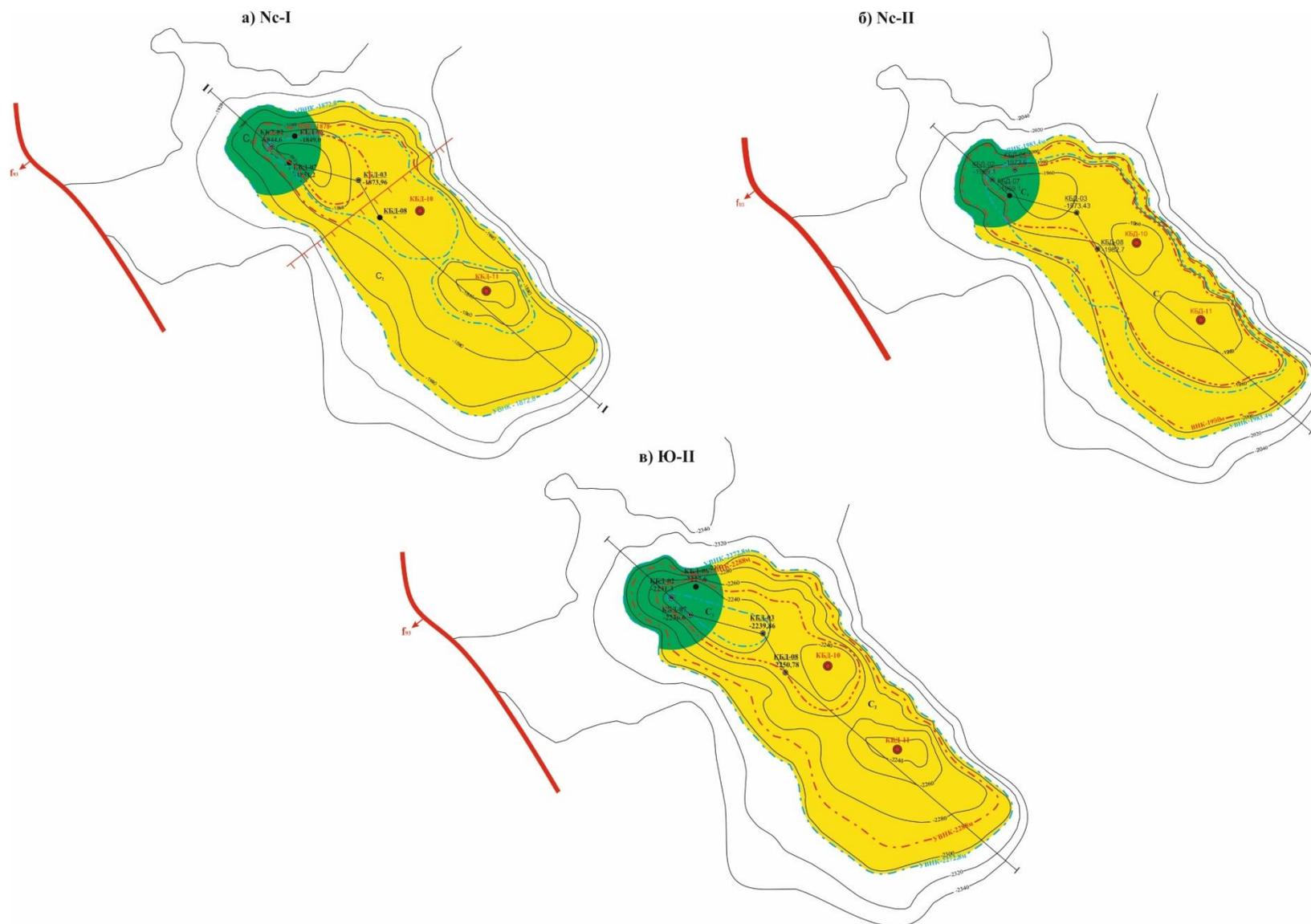


Рисунок 4-2. Структурная карта по кровле коллектора залежей а) Nc-I (K_{1br}) б) Nc-II (K_{1g}), в) Ю- II (J_{3k+v})

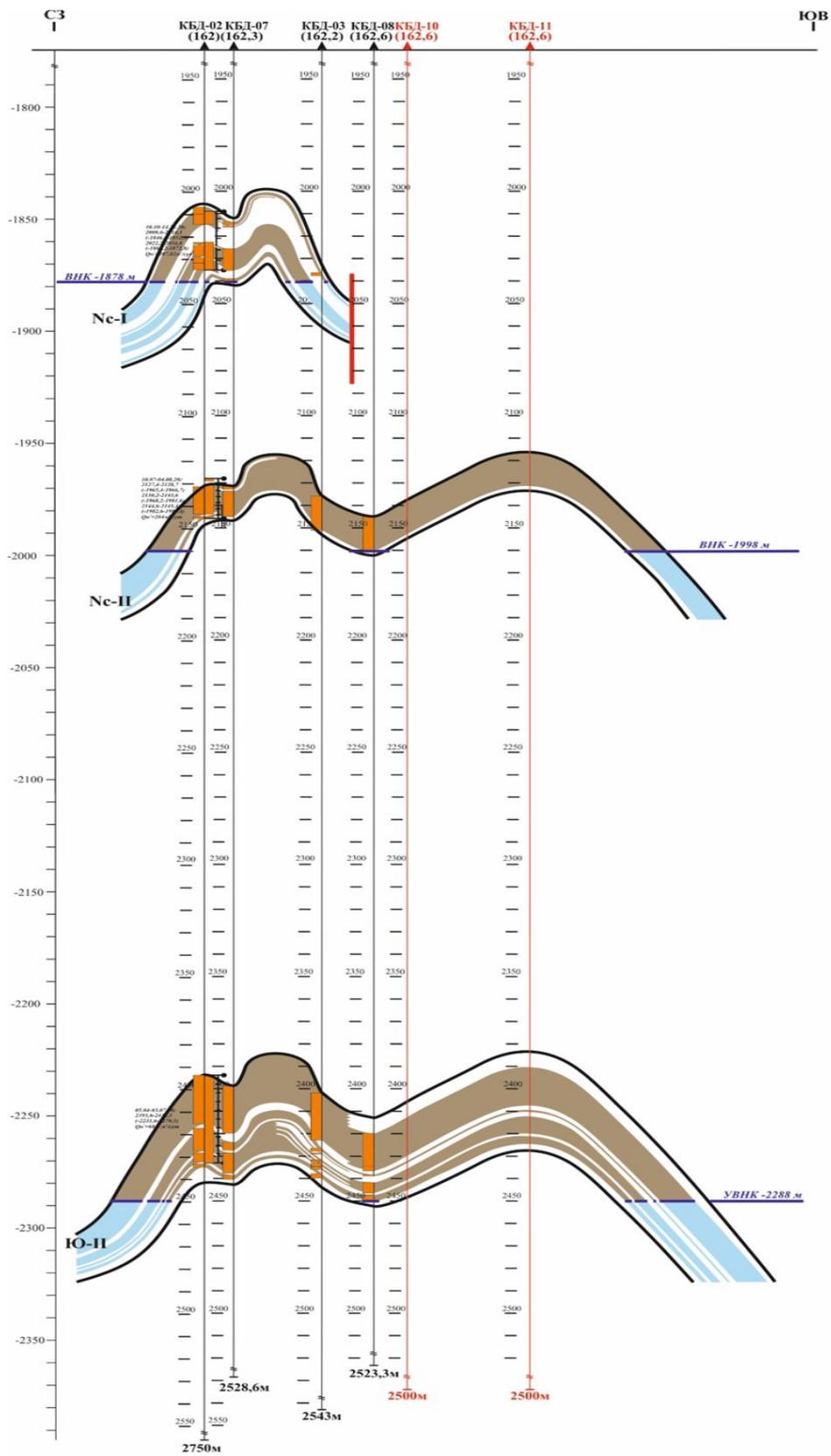


Рисунок 4-3. Геологический профиль с проектными скважинами KBД-10 и KBД-11

4.1. ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Коэффициент каверности в интервале
от	до	название	индекс	угол падения	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные	Q	0	0	1,2
10	60	Неоген	N	5	0	1,2
60	1000	Палеоген	P	5	3	1,2
1000	1460	Верхний мел	K ₂	5	3	1,25
1460	2400	Нижний мел	K ₁	8	0	1,0
2400	2500	Верхняя юра	J ₃	8	0	1,1

Примечание: стратиграфический разрез взят по пробуренной оценочной скважине КБД-08

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
Четвертичные (Q)	0	10	Супеси	35	суглинки, супеси и пески бурые с обломками коренных пород.
			Суглинки	35	
			Пески	30	
Неоген (N)	10	60	Глины	25	серые, зеленовато-серые, слабо песчанистые, плотные, на ощупь жирные, с гнездами песков и алеврита.
			Пески	25	серых тонов, полимиктовые, мелкозернистые, глинистые, слюдистые, участками ожелезненные.
			Алевриты	25	серые, мелкозернистые, ожелезненные, крепкие.
			Песчаники	25	
Палеоген (P)	60	1000	Глины	40	P₂₋₂₊₃ - зеленовато-серые, плотные, монтмориллонитового состава с примесью каолинита, гидрослюда и хлорита, обилием скелетов радиолярий, с гнездами и присыпками алеврита, с единичными, тонкими прослойками алевритов, песчаников. P 3-1chg - сложены тонкими опоковидными глинами часто с мергельными конкрециями, с редкими тонкими прослоями песчаников и опоковидных алевролитов с включением обуглившихся растительных остатков, макрофауны, пирита, гальки сидерита.
			Алевриты	40	P₂₋₂₊₃ - на фоне тонкого чередования пород выделяются сравнительно мощные (до 20-30 м и более) пачки, в которых алевритовые породы становятся доминирующим, а сами пачки приобретают вид преимущественно алевритовых или песчано-алевоитовых тел. P₂₋₃ - сложены они опоковидными серыми и коричневато – серыми глинами, иногда грубыми, алевритистыми, карбонатными, включениями мельчайших стяжений пирита. В основании аккумулятивной свиты на Кызылойском и Северо-Кызылойском поднятиях прослеживается пласт алевритов толщиной до 5 метров. P₃ - пачки представлены алевритами, содержащими пропластки песчаных пород с глинистым цементом, с обуглившимися растительными остатками, с фауной и пиритом.
			Песчаники	20	породами серых тонов, с прослоями в нижней части разреза шамозитовых руд, залегающих в виде линз, толщинами до 10 м.
Верхний мел (K ₂)	1000	1460	Глины	25	K_{2t}+K_{2k} - темно-серые с зеленоватым оттенком, с прослоями темно-серых алевролитов и песчаников. K_{2st} - представлены темно-серыми мелкозернистыми.
			Песчаники	30	K_{2st} - с углистыми остатками и зеленовато-серыми глауконитовыми мелкозернистыми песками

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
			Мергели	45	<p>K_{2st} - редко-зеленовато-серые</p> <p>K_{2km} - зеленовато-голубовато-серые, плотные, глинистые, с включениями чешуи рыб, пирита и остатками микрофауны.</p> <p>K_{2m} - светло-серые, зеленовато-серые, слюдистые, глинистые, плотные, с остатками фауны, чешуи рыб, с прослоями писчего мела.</p>
Нижний мел (K ₁)	1460	2400	Песчаники	35	<p>K_{1g}-светло серые, полимиктовые, мелко- среднезернистые, с глинисто-карбонатным цементом.</p> <p>K_{1br}-светло-серые, полимиктовые, глинистые, крепкие.</p> <p>K_{1a}-светло-серыми, кварцевыми, рыхлыми, тонко-мелкозернистыми.</p>
			Глины	30	<p>K_{1g}-коричневые, алевроитовые, песчанитые.</p> <p>K_{1br}- коричневые, алевроитовые, уплотненные с включениями углистого материала.</p> <p>K_{1a}-зеленовато-серые, алевроитовые, слюдистые.</p>
			Пески	15	K_{1br} -зеленовато-серых, мелкозернистых, рыхлых.
			Алевролиты	10	литологически – это сероцветная, иногда белесая толща рыхлых мелкозернистых глинистых слюдистых алевролитов чередующихся с более темными глинами и аргиллитами жирными на ощупь.
			Аргиллиты	10	<p>K_{1g}- зеленовато-серые, с прослоями слабокарбонатных полимиктовых глинистых мелкозернистых песчаников и алевролитов.</p> <p>K_{1br} - буровато-коричневые, плотные.</p> <p>K_{1a} - зеленоватым оттенком, плотными, кварцево-слюдистыми.</p>
Верхняя юра (J ₃)	2400	2500	Аргиллиты	30	темно-серые и зеленые, с прослоями серых мелкозернистых песчаников, с включениями чешуи рыб. По составу породы принадлежат к литокластическим грауваккам на хлоритовом цементе.
			Известняки	30	органогенно-детритовые, пелитоморфные до среднезернистых, с примесью гравийно-песчаного материала.
			Песчаники	30	серовато-зеленые, мелкозернистые, с включением органогенно-детритового материала, комковатые, слоистые, карбонатизированные.
			Глины	10	разрез представлен терригенно-карбонатными породами серого цвета с коричневым оттенком с прослойками глинистого материала тёмно-серого цвета.

Таблица 4.3 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Сплошность породы	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.п.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, Е x 10 ⁻⁴ , МПа
	от (верх)	до (низ)												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	10	Супеси	1,5	5-30	-	-	-	1,0-4	1-3	II-III	Мягкая	0,17-0,45	0,1-3,9
			Суглинки	1,5										
			Пески	1,5										
N	10	60	Глины	1,7	5-30	-	10-30	-	1,0-4	1-3	II-III	Мягкая, Средняя	0,17-0,45	0,1-3,9
			Пески	1,6										
			Алевриты	1,79										
			Песчаники	1,79										
P	60	1000	Глины	2,35	15-40	0,001-0,5	10-35	<1	1,5-4	3-4	V-VI	Мягкая, Средняя	0,25	0,1-4,2
			Алевриты	2,3										
			Песчаники	2,20										
K ₂	1000	1460	Глины	2,40	15-30	0,115-0,47	10-38	2		3-4	V-VI	Средняя	0,25	0,1-4,2
			Песчаники	2,25										
			Мергели	2,40										
K ₁	1460	2400	Песчаники	2,4	15-27	0,002-2849,8	12-38	1-3	1,5-4	3-4	I-III	Средняя	0,25-0,35	3,3-7,8
			Глины	1,7										
			Пески	1,7										
			Алевриты	2,67										
			Аргиллиты	2,20										
J ₃	2400	2500	Аргиллиты	2,3	15-27	0,05-0,294	12-38	1	1,5-4	3-4	I-III	Средняя, Твердая	0,28-0,33	1,3-3,5
			Известняки	2,65										
			Песчаники	2,67										
			Глины	1,8										

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

Стратиграфический горизонт (залежь)	Интервал залегания, м		Параметры нефти						Параметры растворенного газа				
	от	до	Плотность, г/см ³		Кинематическая вязкость, при 40 ⁰ С мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	газовый фактор м ³ /м ³	содержание сероводорода, *%	содержание углекислого газа, %	относительная по воздуху плотность газа	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
			в пластовых условиях	после дегазации									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
K ₁ br (Nc-I)	2008	2014	0,691	0,794	1,66	0,31	ниже 1	275	52,71	н/о	1,78	0,5635	3,14
	2022	2035											
K ₁ g (Nc-II)	2127	2146	0,684	0,791	1,47	0,30	ниже 1	389	33,36	н/о	0,20	0,6927	3,14
J _{3k} +J _{3v} (Ю-II)	2393	2438	0,663	0,798	1,44	0,21	6,18	75	104,04	н/о	0,37	0,5548	9,62

Примечание: * - не обнаружено. Интервалы и параметры нефти получены по фактическим данным раннее пробуренных скважин на месторождении Кул-Бас.

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, т/сут	Газовый фактор т/м ³	Плотность газоконденсата, г/см ³	
	от (верх)	до (низ)		H ₂ S	He	CO ₂					в пластовых условиях	на устье скважины
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

Примечание: Таблица информации не содержит

Таблица 4.7 Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, мг-экв/л						Степень минерализации, г/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 ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
N	20,5	27,5	Поровый	1,046	-	28,4	59,3	2,4	50,8	19,7	20,1	5,8	ХК	нет
	156	168	Поровый	1,056	-	136,8	50,6	4,6	137,8	29,7	24,5	11,6	ХК	нет
P	482	499	Поровый	1,057	-	194,60	20,0	15,3	н/опр.	24,0	33,10	90	ХК	нет
K ₁	2280	2292	Поровый	1,133	-	2860,8	0,4	0,6	2849,7	5,0	21,3	167,6	ХК	нет
	2302	2309	Поровый											
	2350	2360	Поровый	1,110	-	2716,6	-	-	2100,4	127,9	495,9	156,2	ХК	нет
J ₃	2400	2406	Поровый	1,024	-	1661,2	17,0	1,0	1404,8	58,4	221,8	97,3	ХК	нет
	2522	2528	Поровый	1,024	-	513,6	19,8	2,9	498,2	6,3	35,8	31,6	ХК	нет

Примечание: Состав пластовых вод и их интервалы приведены по аналогии с близлежащим месторождением Аккулковское. Непосредственно на месторождении Кул-Бас пробы вод не отобраны.

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	
1	2	3	4	5	6	7
Q	0	10	0,092	0,092	0,190	14,48
N	10	60	0,096	0,096	0,190	15,22
P	60	1000	0,098	0,098	0,190	48,26
K ₂	1000	1460	0,098	0,098	0,190	62
K ₁	1460	2400	0,102	0,102	0,191	76,9
J ₃	2400	2500	0,103	0,103	0,192	87,17

Примечание: * - данные по градиентам давления и температуры приведены фактическим данным ранее пробуренных скважин на месторождении Кул-Бас

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
Q, N, P	0	410	5	-	нет	-	-	рыхлые песчаники
	410	830						
K ₂	1000	1460	-	-	да	-	-	во время продавки цемента буровым раствором
K ₁ , J ₃	1500	2500	1,3	-	да	-	-	

Таблица 4.10 Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.).
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q, N, P	0	307	полимерный	1,20	-	6	10	Промывка, проработка
	307	820						
K ₁ , J ₃	1500	2500		1,17	-	-	-	

Примечание: В процессе бурения допустимо изменение плотности БР для поддержания стабильности стенок, для сохранения устойчивости ствола и предотвращения загрязнения призабойной зоны скважин с использованием различных методов обработки буровых растворов.

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		
N	20,5	27,5	вода	1,046	1,046		При бурении неоген-четвертичных отложений возможны водопроявления
	156	168	вода	1,056	1,056		
P	482	499	вода	1,057	1,057		
K ₁	2008	2014	нефть	0,7935	0,7935	При превышении пластового давления на 10-15% над забойным	При бурении и вскрытии меловых и верхнеюрских отложений возможны нефтегазоводопроявления
	2022	2035	нефть				
	2127	2146	нефть	0,7916	0,7916		
	2280	2292	вода	1,133	1,133		
	2302	2309	вода				
2350	2360	вода	1,110	1,110			
J ₃	2393	2438	нефть	0,8017	0,8017		
	2400	2406	вода	1,024	1,024		
	2522	2528	вода				

Таблица 4.12 Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфические подразделения	Интервал, м		Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	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
P	400	700	полимерный	-	>10		да	недостаточная гидромониторная очистка забоя
K ₂	820	1500	полимерный					
K ₁ , J ₃	1500	2500	полимерный	-	5	СМАД, нефть	да	в инт 1707-2750 затяжки до 10 тонн, 1870 до 10тн, посадка на глубине 2490 м 13тонны.

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, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5

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

4.4. ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 Отбор керн, шлама и грунтов

№ скв	Наименование стратиграфического подразделения	Условия отбора керн					Условия отбора шлама			Условия отбора грунтов				
		Интервал, м		Максимальная проходка за рейс, м	Минимальный диаметр, мм	Метраж отбора керн. м	Наименование стратиграфического подразделения	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Наименование стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунта	Количество образцов пород, шт.
		от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (вниз)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
КБД-10	K ₁ (nc-Ib)	2125	2145	20	80	20	Q-K ₂ K ₂ -J ₃	0 1500	1500 2500	10-5 3	По результатам ГИС			
	K ₁ (nc-II)	2165	2185	20	80	20								
	J _{3k+v} (Ю-II)	2420	2440	20	80	20								
		2440	2460	20	80	20								
КБД-11	K ₁ (nc-Ib)	2130	2450	20	80	20								
	K ₁ (nc-II)	2170	2190	20	80	20								
	J _{3k+v} (Ю-II)	2430	2450	20	80	20								
		2450	2470	20	80	20								

Примечание: Интервалы отбора керн, шлама и грунта корректируется геологической службой ЗАКАЗЧИКА по фактически вскрываемому разрезу. При проявлении признаков УВ отбор шлама производить через каждые 1-2 метра.

Таблица 4.16 Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб выдачи результатов	Замеры производятся в интервале, м		Примечание
		от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5
Общие исследования: ГТИ, КС, ПС, ДС, ГК, НК, АК, ТМ, инклинометрия, Рез	1:500	0	40	по всему разрезу скважин
		20	400	
		400	1500	
		1500	2500	
Детальные исследования: ПС, КС, ДС, БК, ИК, МБК, МКЗ, ГК-С, НК, кросс-дипольная акустика, ГГК-ЛП, ВИКИЗ, ВСП, ЯМК	1:200	400	2500	в интервалах предполагаемой продуктивности
АКЦ-С, ГК, ЛМ, ТМ	1:500	0	400	
		0	1500	
		0	2500	
ГИС-контроль (профиль притока): ЛМ, ГК, ТМ, БМ, РМ (ТА), ВЛ, РИ, НК (ИНК)	1:200	400	2500	в интервале продуктивного горизонта после испытания скважины

Примечание: виды исследований могут быть заменены Заказчиком на более информативные.

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

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

Таблица 4.18 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	1 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 флюидов	Проба	3

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

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

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

№ скв	Индекс стратиграфического подразделения (залежь)	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, НЕГ)	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)							Максимальное снижение уровня, м	Плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
КБД-10	J _{3k+v} (Ю-II)	I					цементная колонна	передвижная	да	3	5, 7, 9	Смена раствора на тех.воду с последующим снижением уровня	-	1,1
	K ₁ (Ю-I)	I												
	K ₁ (nc-IIc)	III												
	K ₁ (nc-IIb)	III												
	K ₁ (nc-IIa)	III												
Nc-1	IV													
КБД-11	J _{3k+v} (Ю-II)	I												
	J _{3k+v} (Ю-I)	I												
	K ₁ (nc-IIc)	III												
	K ₁ (nc-IIb)	III												
	K ₁ (nc-IIa)	III												
Nc-1	IV													

Примечание: Глубина спуска эксплуатационной колонне, интервалы и количество объектов испытания определяются по результатам стандартных скважинных исследований

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

Номер объекта	Перфорационная среда		Мощность перфорации, мм	Вид перфорации	Тип и размер перфоратора	Количество отверстий на 1 м. шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора раз	Спуск перфоратора на НКТ
	вид	плотность, г/см ³							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Буровой раствор	1,08-1,13	1500	Кумулятивная	4505 PowerJet omega (или аналог) -4 ½	20	800 (40*20 зарядов)	13	да
II							800 (40*20 зарядов)		
III							800 (40*20 зарядов)	13	да
IV							800 (40*20 зарядов)	13	да
V							800 (40*20 зарядов)	13	да
VI							800 (40*20 зарядов)	13	да
VII							800 (40*20 зарядов)	13	да

Примечание:

1. Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика;
2. Количество отверстий на 1 п./м. уточняются после проведения окончательного ГИС;
3. Плотность жидкости при перфорации будет уточнена по фактическим данным бурения и ГИС.
4. В графе 8 – «Количество одновременно спускаемых зарядов» указано из расчета спуска перфоратора длиной по 3 м за 1 раз спуска.

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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ И ДРУГИЕ ОПЕРАЦИИ, ВЫПОЛНЯЕМЫЕ ПО МЕСТНЫМ НОРМАМ	Количество операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Примечание: Интенсификация притока пластового флюида проектом не предусматривается, но при необходимости может быть произведена по усмотрению «Заказчика»

Таблица 4.22 Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 19)	Название работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ Понижение УРОВНЯ АЭРАЦИИ; ТЕМПЕР. 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

Примечание: Дополнительные работы при испытании (освоении) «Заказчиком» не планируются.

Таблица 4.23 Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (скв)	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С	
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте
1	2	3	4	5	6	7
скважины оценочные						

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

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

Таблица 4.25 Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					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 4.26 Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7

Примечания: сведения об осложнениях по пробуренным скважинам - аналогам приведены в таблицах осложнений: №№ 4.9-4.14

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

1. Направление $\varnothing 508,0$ мм \times 40 м. цементируется до устья для обеспечения сцепления между трубами и породой, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении секции $\varnothing 339,7$ мм и возврата восходящего потока бурового раствора из скважины в циркуляционную систему.
2. Кондуктор $\varnothing 339,7$ мм спускается на глубину 400 м и цементируется до устья. Кондуктор спускается с целью перекрытия неустойчивых и поглощающих горизонтов и для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.
3. Промежуточная колонна $\varnothing 244,5$ мм спускается на глубину 1500 м, цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия неустойчивых горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установки ПВО.
4. Эксплуатационная колонна $\varnothing 177,8$ мм спускается на глубину 2500 м по вертикали с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и для добычи углеводородов.

Конструкция скважины выбрана согласно геологическим данным в соответствии с «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности». Количество, глубины спуска и типоразмеры обсадных колонн определены исходя из совместимости условий бурения и безопасности работ при ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений и испытания скважин на продуктивность.

Совмещенный график давлений приведен на рис. 5.1

Обоснование необходимости спуска обсадных колонн и принятая конструкция скважины приведены в таблице 5.2, общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3, в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены горно-геологическими условиями строительства скважин. В таблице 5.5 – максимально допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических 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
508	40	J-55	11	5,6	По стандартам АНИ	1.Бурение интервала долотом 660 мм. 2.Спуск и цементирование.

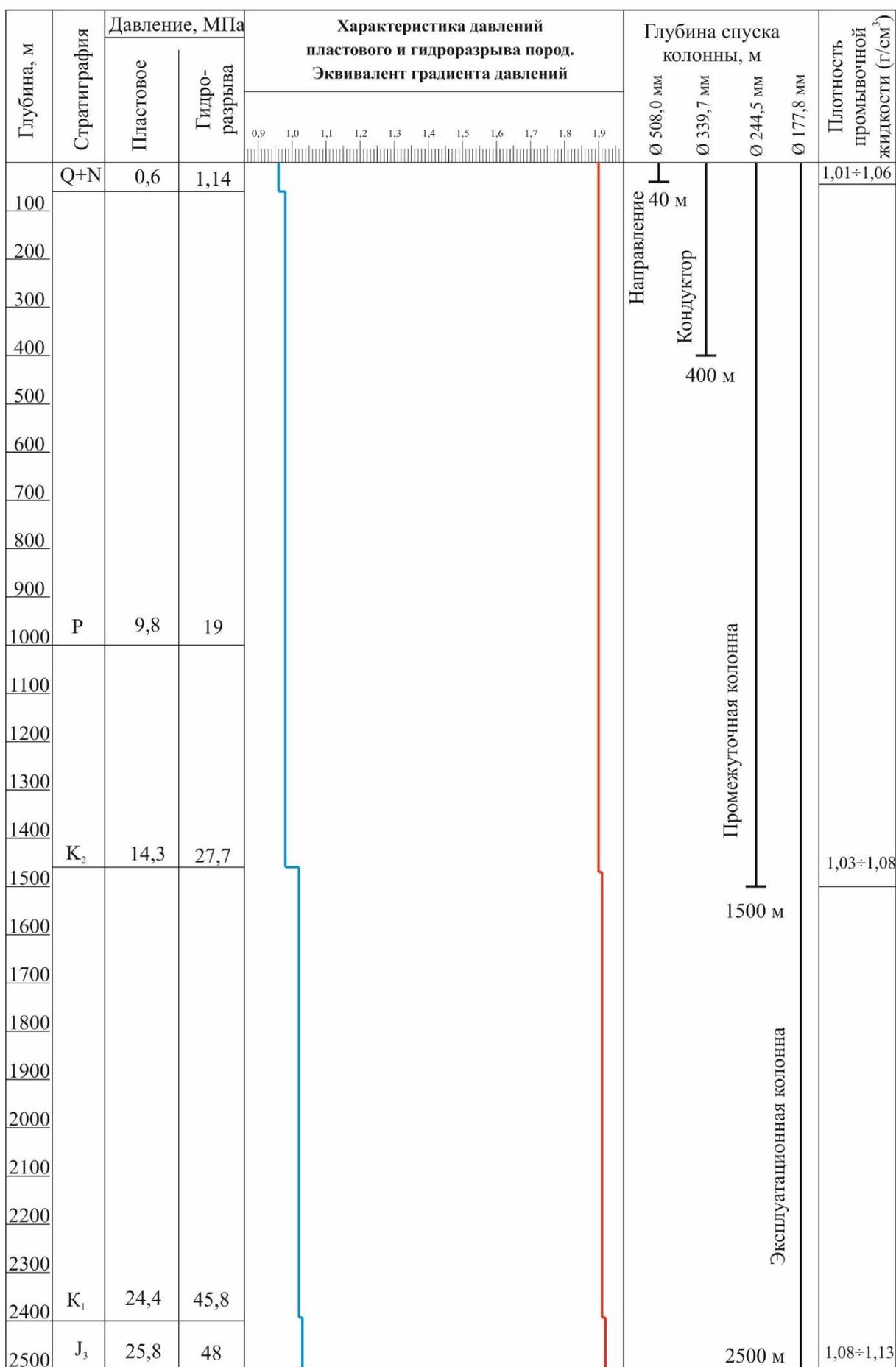


Рисунок 5-1-Эквиваленты градиентов давлений

Таблица 5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (направление, кондуктор, первая и последующие промежуточные, заменяющая, надставка, эксплуатационная) или открытый ствол	Интервал по стволу скважины (установка колонны или открытый ствол), м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Интервал установки отдельно спускаемой части, м		Необходимость (причина) спуска колонны (в том числе в один прием или секциями), установки надставки, смены или поворота секции
		от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление Ø 508мм	0	40	660	0	0	40	Цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой
2	Кондуктор Ø 339,7 мм	0	400	444,5	0		400	Перекрытие неустойчивых отложений склонных к размыву и осыпям и обеспечения опоры для устьевого оборудования и ПВО
3	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	0	1500	311,2	0	0	1500	Цементируется до устья. Спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных НГВП при бурении под эксплуатационную колонну.
4	Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм	0	2500	215,9	0	0	2500	Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов и для добычи углеводородов

Таблица 5.3 Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (табл. 5.2.гр. 1)	Раздельно спускаемые части												
	номер в порядке спуска (табл. 5.2.гр.8)	Кол-во диаметров, шт.	Номер одно размерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	интервал установки одно размерной части, м		толщина стенки, мм	Соединения обсадных труб в каждой одно размерной части					
					от (верх)	до (низ)		кол-во типов соединений, шт.	номер в порядке спуска	условный код типа соединения	максимальный наружный диаметр соединения, мм	интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	1	1	1	508,0	0	40	11,1	1	1	БАТРЕСС	451,0	0	40
1	1	1	1	339,7	0	400	9,65	1	1	БАТРЕСС	365,12	0	400
2	1	1	1	244,5	0	1500	11,0	1	1	БАТРЕСС	269,88	0	1500
3	1	1	1	177,8	0	2500	9,19	1	1	БАТРЕСС	194,46	0	2500

Примечание:

1. Возможно замена обсадных труб всех размеров и типов резьбы на более высокопрочные по усмотрению «Заказчика»
2. В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена

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	<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>	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений
4	<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. – При спуске бурильного инструмента в скважину производить промежуточные промывки, при возникновении посадок обязательно. 	Предупреждение аварийных ситуаций и осложнений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<ul style="list-style-type: none"> – 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 инклинометра через 150–250 м проходки скважины; 	
5	<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 сдвига бурового раствора должны поддерживаться на минимально допустимом уровне, исходя из требований проекта; – на буровой необходимо иметь запас бурового раствора соответствующих свойств в количестве, равном двум объемам скважины; – буровая должна быть оснащена механизмом (дегазатором) для дегазации бурового раствора и приборами контроля концентрации газа в буровом растворе. Вскрытие продуктивных горизонтов при неисправно дегазаторе запрещается; 	Предупреждение газонефтеводопроявлений

№ пп	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
	<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 газокоротажной станцией (по решению заказчика) <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, МПа		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границе интервала, МПа	
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
от (верх)	до (низ)	верхней	нижней	верхней	
1	2	3	4	5	
0	40	0	0,04	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
40	400	0,04	0,4		
400	1500	0,4	1,5		
1500	2500	1,5	2,7	10	10

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 в 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

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении скважин. Основными проблемами при бурении скважин могут быть:

- поглощение (полное или частичное) бурового раствора в процессе бурения;
- осыпи и обвалы, кавернообразования;
- прихватоопасность;
- газопроявления.

Решения:

- для недопущения поглощений бурового раствора, которые могут быть при бурении продуктивных отложений, необходимо вести строгий контроль за его плотностью, реологическими показателями и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- в случае возникновения поглощений, необходимо в раствор вводить комбинированные наполнители;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем раствора в рабочих емкостях;
- с целью предупреждения осыпей стенок скважины, кавернообразования и прихватов бурильной колонны, необходимо использовать ингибированные системы буровых растворов.
- обязательный контроль твердой фазы и ингибирование раствора для предотвращения попадания в систему диспергированных глин.

Выбор типа бурового раствора.

Интервал 40-2500 м: Полимерный ингибирующий раствор (Гликойл)

Система Гликойл предназначена для бурения в неустойчивых глинах, качественного вскрытия продуктивных пластов.

Благодаря применению раствора Гликойл в неустойчивых глинах можно получать ствол скважины практически номинального диаметра. Для этих целей используются специально модифицированные гликоли. В обычных условиях эти соединения полностью растворимы в водной фазе любых растворов. Обладая особой химической структурой, молекулы модифицированных гликолей адсорбируются на активных участках поверхности глин. В результате особого экранирования этих участков происходит подавление процессов гидратации и набухания глинистых минералов.

С применением системы Гликойл снижаются затраты времени и средств на решение следующих проблем:

- проработки, затяжки и прихваты из-за осыпей и обвалов глинистых пород;
- предупреждение сальникообразований, затяжек и репрессий при подъеме инструмента;
- приготовление и обработка раствора;
- технологические промывки скважины;
- при высокой степени очистки снижается темп разбавления раствора, а следовательно, сокращается расход реагентов и материалов;
- при эффективной очистке и низком содержании твердой фазы повышаются показатели работы долот;
- в стволе номинального диаметра сокращается расход цемента;
- при отсутствии каверн повышается качество разобщения пластов;
- значительно сокращаются затраты времени на освоение скважины;
- по сравнению с растворами на нефтяной основе значительно снижаются затраты на решение экологических проблем.

ПАА (полиакриламид) вводится в раствор при бурении для флокуляции выбуренной породы и, следовательно, для повышения качества механической очистки раствора. Одновременно ПАА обеспечивает частичное ингибирование неустойчивых глин.

Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора. Для этого все основные параметры (таблица 7.1.) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме плотности, замеряемой через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях через 5 минут) и условной вязкости (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ), через 10-15 минут. Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки его и регулирования содержания в нем твердой фазы. При использовании ингибированных систем бурового раствора вибросита должны быть оснащены сетками соответствующими вскрытому разрезу. Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.6.

Расчетные объемы раствора для интервалов приведены в таблице 7.3.

Обоснование плотности бурового раствора по интервалам глубин

В соответствии с «Правилами 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 1200 м включительно), но не более 1,5 МПа (15 кгс/см²);

2) 5-10% - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м 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).

1. Интервал бурения 0 – 40 м

Градиент пластового давления 0,092 кгс/см²/м.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,01÷1,06 г/см³

2. Интервал бурения 40 – 400 м

Градиент пластового давления 0,098 кгс/см²/м.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,03÷1,08 г/см³

3. Интервал бурения 400 – 1500 м

Градиент пластового давления 0,098 кгс/см²/м.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,03÷1,08 г/см³

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора до 1,25 г/см³

4. Интервал бурения 1500 – 2500 м

Градиент пластового давления 0,103 кгс/см²/м.

Расчетное значение плотности раствора составляет 1,08÷1,13 г/см³

При необходимости (возникновение осыпей и обвалов) возможно увеличение плотности бурового раствора до 1,23 г/см³

В случае возникновения проявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, при этом не вызывая осложнений. В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще, использовать в необходимом количестве наполнители волокнистые и чешуйчатые типа Safe-Carb F/M/C, в случае возникновения поглощения бурового раствора в продуктивных пластах использовать кислоторастворимые легкий и тяжелый кальций.

Таблица 7.1 Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора						Пластическая вязкость	рН
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа		ДНС, дПа		
						0	10			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Техническая вода	0	40	1,01÷1,06							
Полимерный ингибирующий	40	400	1,03÷1,08	20÷35	6÷8	10÷20	30÷60	40÷80	10÷20	8,0÷9,0
Полимерный ингибирующий	400	1500	1,03÷1,08	20÷35	6÷8	10÷20	30÷60	40÷80	10÷20	8,0÷9,0
Полимерный ингибирующий	1500	2500	1,08÷1,13	20÷50	4÷6	10÷20	30÷60	40÷80	10÷20	9,0÷10

Примечание: При необходимости обеспечения устойчивости стенок скважины возможно увеличение плотности бурового раствора (п. 85-2 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности)

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/м ³
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
2	40	400	Полимерный ингибирующий	1,03÷1,08	да	Гламин - биополимер	2-4
						Гликойл	20-50
						КСІ	50-100
						КОН	1-2
						ПАЦ ВВ (НВ)	4-10
						ПАА	1-2
						Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	0,2
						СаСО ₃	50
						Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,3
						Вода	0,95
3	400	1500	Полимерный ингибирующий	1,03÷1,08	да	Гламин - биополимер	2-4
						Гликойл	20-50
						КСІ	50-100
						КОН	1-2
						ПАЦ ВВ (НВ)	4-10
						ПАА	1-2
						Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	0,2
						СаСО ₃	50
						Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,3
						Вода	0,95
4	1500	2500	Полимерный ингибирующий	1,08÷1,13	нет	Гламин - биополимер	2-4
						Гликойл	20-50
						КСІ	50-100
						КОН	1-2
						ПАЦ ВВ (НВ)	4-10
						ПАА	1-2
						Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	0,2
						СаСО ₃	50
						Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,3
						Вода	0,95

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 безопасности химической продукции (применяемой для приготовления и обработки бурового раствора (химреагентами) от завода-изготовителя).

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, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале			Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
40	400	1	Полимерный ингибирующий		СЭСН РД, местные нормы	0,2	49	40	103	192
			Биополимер - Гламин	5,00			147	120	309	576
			Гликойл	50,00			1470	1200	3090	5760
			КСІ	100,00			3675	3000	7725	14400
			КОН	2,00			98	80	206	384
			ПАЦ ВВ (НВ)	10,00			343	280	721	1344
			ПАА	2,00			147	120	309	576
			Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	0,20			9,8	8	20,6	38,4
			СаСО ₃	80,00			2450	2000	5150	9600
			Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,30			14,7	12	30,9	57,6
			Вода	0,95		46,55	38	97,85	182,4	
400	1500	1	Полимерный ингибирующий		СЭСН, местные нормы	0,2	108	59	158	325
			Биополимер - Гламин	5,00			324	177	474	975
			Гликойл	50,00			3240	1770	4740	9750
			КСІ	100,00			8100	4425	11850	24375
			КОН	2,00			216	118	316	650
			ПАЦ ВВ (НВ)	10,00			756	413	1106	2275
			ПАА	2,00			324	177	474	975
			Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	0,20			21,6	11,8	31,6	65
			СаСО ₃	80,00			5400	2950	7900	16250
			Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,30			32,4	17,7	47,4	97,5
			Вода	0,95		102,6	56,05	150,1	308,75	
1500	2500	2	Полимерный ингибирующий		СЭСН, местные нормы	0,2	201	93	87	381
			Биополимер - Гламин	5,00			603	279	261	1143
			Гликойл	50,00			6030	2790	2610	11430
			КСІ	100,00			15075	6975	6525	28575

Интервал (от стола ротора), м		Коэффициент запаса	Название (тип) бурового раствора его компонентов	Норма расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале			Потребность бурового раствора в м ³ и его компонентов, в кг			
от (верх)	до (низ)			величина	источник	Поправочный коэффициент	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			КОН	2,00			402	186	174	762
			ПАЦ ВВ (НВ)	10,00			1407	651	609	2667
			ПАА	2,00			603	279	261	1143
			Пенוגаситель (Гаспен-Силикон)	0,20			40,2	18,6	17,4	76,2
			CaCO ₃	80,00			10050	4650	4350	19050
			Бактерицид БИОЦИДОЛ	0,30			60,3	27,9	26,1	114,3
			Вода	0,95			190,95	88,35	82,65	361,95

Примечание: Возможно использование химических реагентов – аналогов.

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно 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	220
2	Промежуточная колонна	1	1	Кальцинированная сода	2.5		91	1-11	0.7	220

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, не требуется.

Таблица 7.6 Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	Потребность компонентов бурового раствора, кг			Суммарная на скважину
	Номера колонны (см. табл.5.2.гр.1)			
	1 (40-400)	2 (400-1500)	3 (1500-2500)	
1	3	4	5	6
Вода, м ³	38	308,75	361,95	708,7
Гламин	120	975	1143	2238
Гликойл	1200	9750	11430	22380
КСІ	3000	24375	28575	55950
КОН	80	650	762	1492
ПАЦ ВВ (НВ)	280	2275	2667	5222
ПАА	120	975	1143	2238
Пеногаситель (Гаспен-Силикон)	8	65	76,2	149,2
CaCO ₃	2000	16250	19050	37300
Бактерицид БИОЦИДОЛ	12	97,5	114,3	223,8

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

Таблица 7.7 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	Использование очистных устройств		
			ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	интервал, м от (верх) до (низ)	
1	2	3	4	5	6
Вибросито	PDS-1	1	1) – вибросито	20	2500
Пескоотделитель	NCS-300	1	2) 1 + пескоотделитель		
Илоотделитель	2ZJ-125	1	3) 2+ илоотделитель		
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, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см.табл.8.2)	Режимы бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/час
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	40	Бурение	роторный	1	2÷4	60÷80	50	20
40	400	Бурение	роторный	2	4÷6	90÷100	40	15
400	1500	Бурение	роторный	3	3÷7	90÷100	25	7
1500	2500	Бурение	роторный	4	3÷7	90÷100	25	7
2125	2145	Отбор керна	роторный	5	2÷4	60÷80	20	5
2165	2185							
2420	2440							
2440	2460							
2130	2450							
2170	2190							
2430	2450							
2450	2470							

Таблица 8.2 Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

№ КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)						суммарная длина КНБК, м	суммарная масса КНБК, т
	номер по порядку	типоразмер, шифр	расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				
				Наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг		
1	2	3	4	5	6	7	9	10
	1	Долото 444,5 мм	0	444,5	0,5	160	35,65	9,1
	2	УБТ-229	0,5	229	16,6	4498,6		
	3	Калибратор 444,5 мм	17,1	444,5	1,1	250		
	4	УБТ-229	18,2	229	8,3	2249,3		
	5	УБТ-203	26,5	203	9,15	1949		
	1	Долото 311,2 мм, PDC	0	311,2	0,4	75	88,45	16,8
	2	УБТ-203	0,4	203	18,3	3897,9		
	3	Калибратор 311,2 мм	18,7	311,2	1,1	270		
	4	УБТ-203	19,8	203	27,45	5846,9		
	5	УБТ- 178	47,25	178	18,3	2982,9		
	6	ЯСС	65,55	178	4,6	700		
	7	УБТ- 178	70,15	178	18,3	2982,9		
	1	Долото 215,9 мм, PDC	0	215,9	0,3	40	78,8	12,7
	2	УБТ- 178	0,3	178	18,3	2982,9		
	3	Калибратор 215,9 мм	18,6	215,9	0,7	60		
	4	УБТ- 178	19,3	178	18,3	2982,9		
	5	ЯСС	37,6	178	4,6	700		
	6	УБТ- 178	42,2	178	36,6	5965,8		
	1	Бурильная головка Ø 215,9/100	0	215,9	0,35	50	66,95	10,7
	2	КОС с 2-мя стабилизаторами Ø 172 мм	0,35	172	11,7	1700		
	3	УБТ- 178	12,05	178	54,9	8948,7		

Примечания:

- Фактическая КНБК при необходимости может быть изменена в зависимости от состояния ствола.
- Тип используемых долот при необходимости может быть изменен.
- Возможно включение в КНБК ЯССа

Таблица 8.3 Рекомендуемые 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-105	NC-50	2500	есть

Примечание: В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена

Таблица 8.4 Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	Наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	Нарастающая, с учетом КНБК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Бурение	40	400	400	1	СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	365	11,5	20,6
Бурение	400	1500	1500	1	СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	1410	44,3	61,1
Бурение	1500	2500	2500	1	СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	2571	80,6	93,3

Таблица 8.5 Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Названия обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		теоретическая	с плюсовыми допуском	с нормативными запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор Ø 339,7 мм	40	400	УБТ-229	229	38ХНЗМФА	69,5	NC-61	24,9	6,7	7,0	7,4
			УБТ-203	203	38ХНЗМФА	61,5	NC-61	9,15	1,9	2,0	2,1
			УБТ-178	178	45ХГМА	53,5	NC-50	9,15	1,5	1,6	1,7
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	364,35	11,4	12,0	12,6
Промежуточная Ø 244,5 мм	400	1500	УБТ-203	203	38ХНЗМФА	61,5	NC-61	45,75	7,8	8,2	8,6
			УБТ-178	178	45ХГМА	53,5	NC-50	36,6	4,5	4,7	5,0
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	1411,55	44,3	46,5	48,8
Эксплуатационная колонна Ø 177,8 мм	1500	2500	УБТ-178	178	45ХГМА	53,5	NC-50	73,2	6	6,3	6,6
			СБТ 127	127	G-105	9,19	NC-50	2671,2	83,7	87,9	92,3

Таблица 8.6 - 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	2500	Бурение, спуск обсадной колонны		4	5

Таблица 8.7 Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов, шт.	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндрических втулок, ми	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
40	400	Бурение	RL3NB-1300/RL3NB-1000	1/1	0,38	160	32	0,9	125	35	35
400	1500	Бурение	RL3NB-1300/RL3NB-1000	2/1	0,38	160	120	0,9	110	30	60
1500	2500	Бурение	RL3NB-1300/RL3NB-1000	2/1	0,43	160	193	0,9	100	28	56

9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1. ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

Таблица 9.1. Способы расчеты наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опресовочный 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	1,08	-
3	1	нет	да	нет	буровой раствор	1,08	-
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, МПа		внутреннее, МПа	
			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	2,9	7,5	7,9
3	Промежуточная колонна	1	0	1500	0	5,3	10,5	12,0
4	Эксплуатационная колонна	1	0	2500	0	15,5	10,5	10,0

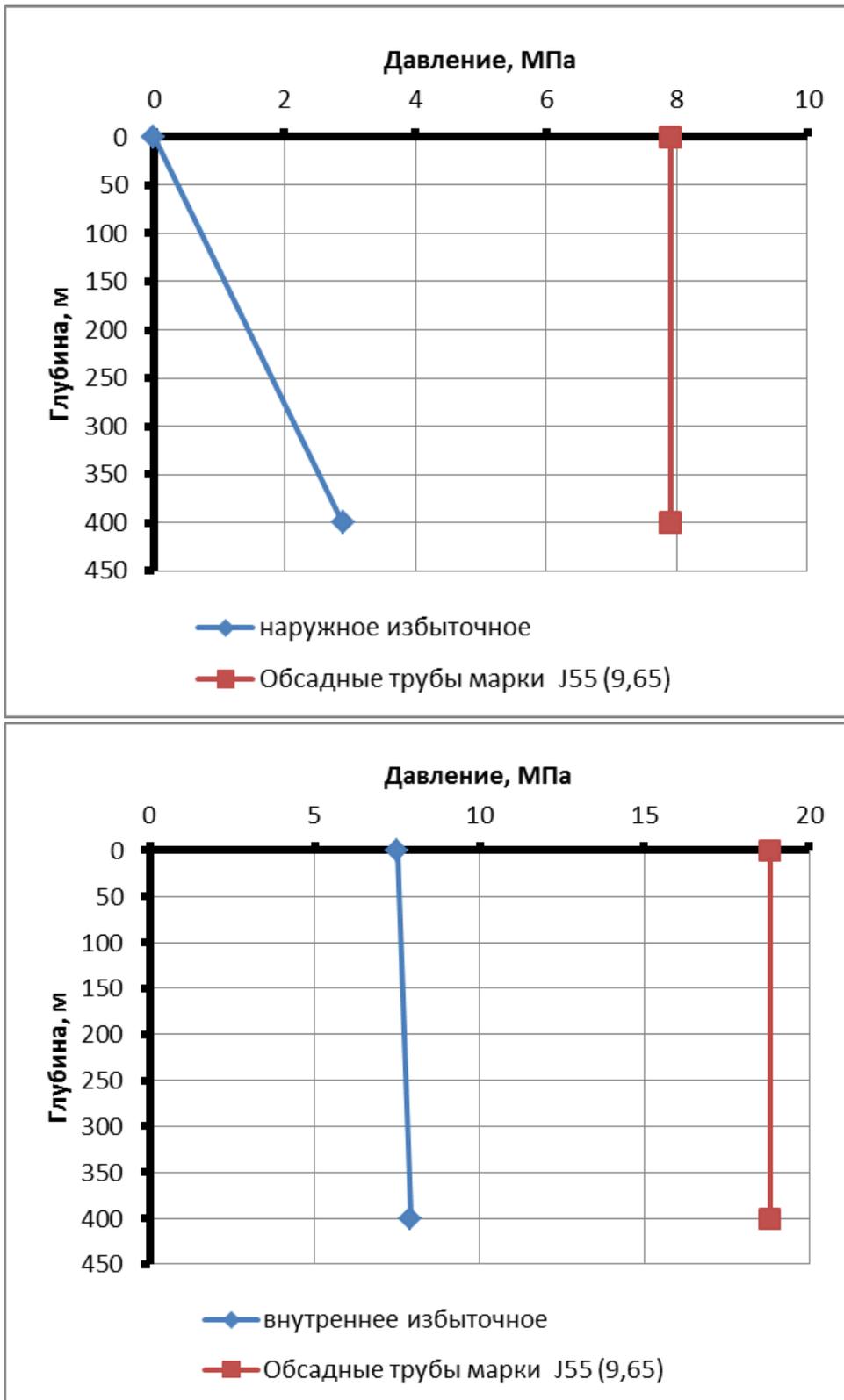


Рисунок 9-1-Распределение избыточных давлений (кондуктор)

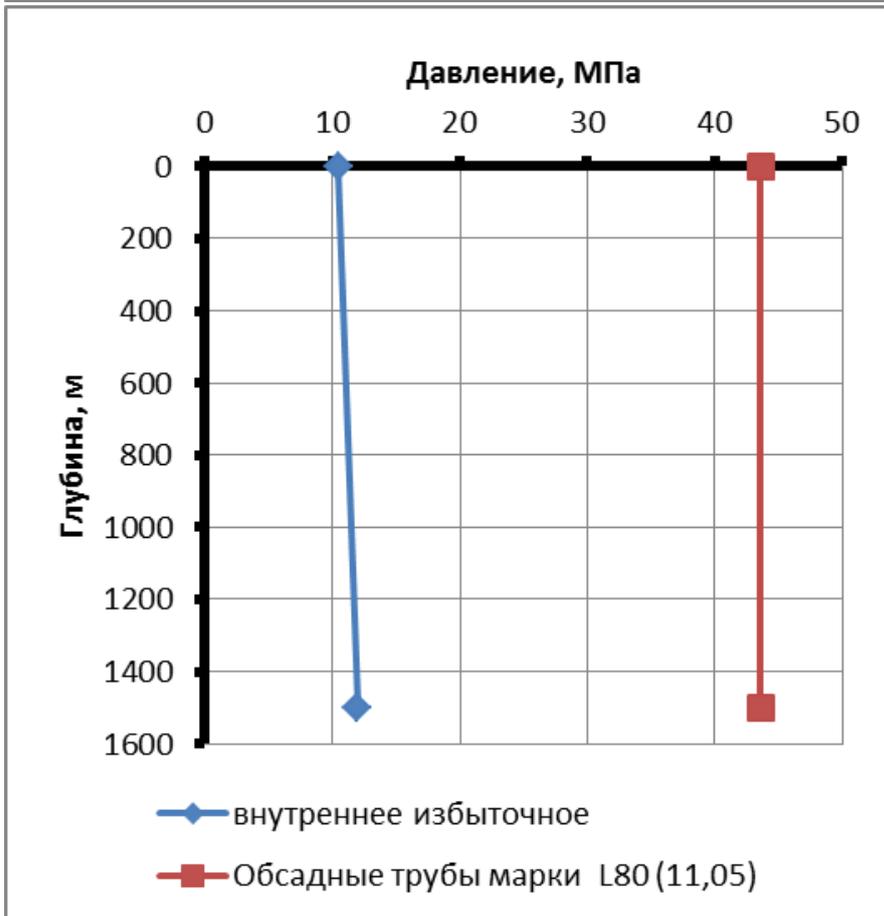
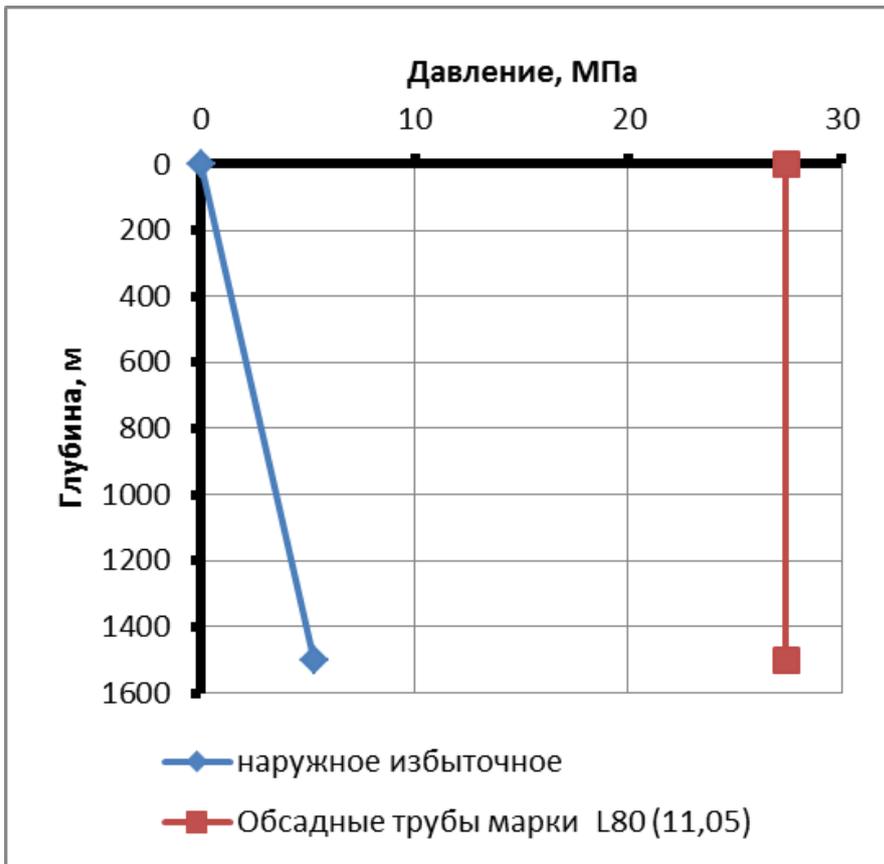


Рисунок 9-2. Распределение избыточных давлений (промежуточная колонна)

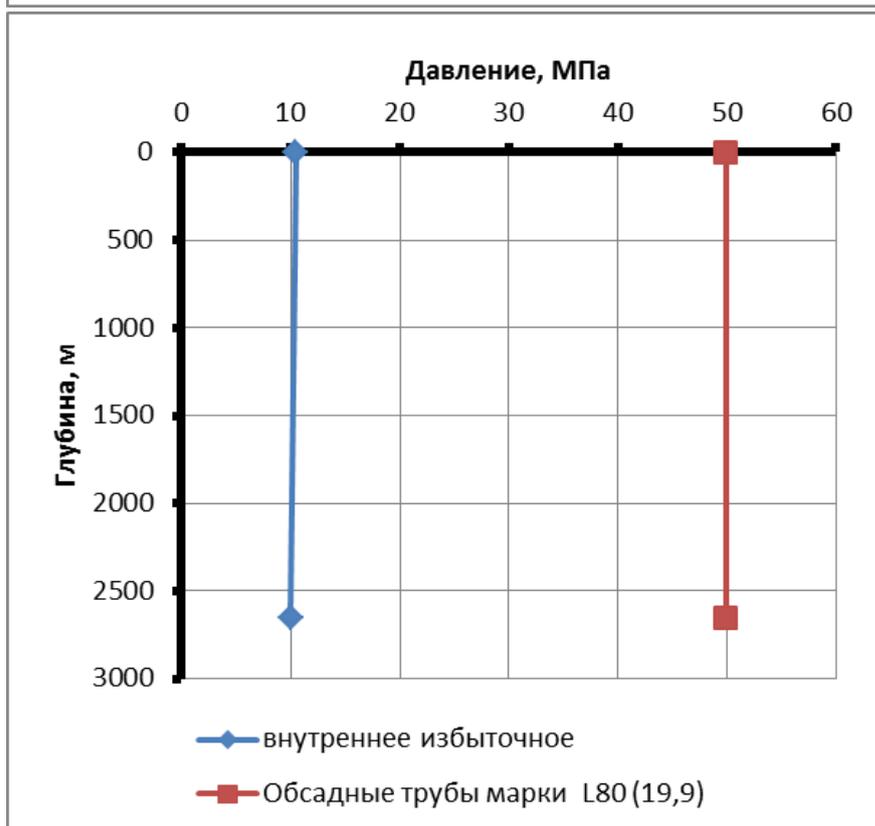
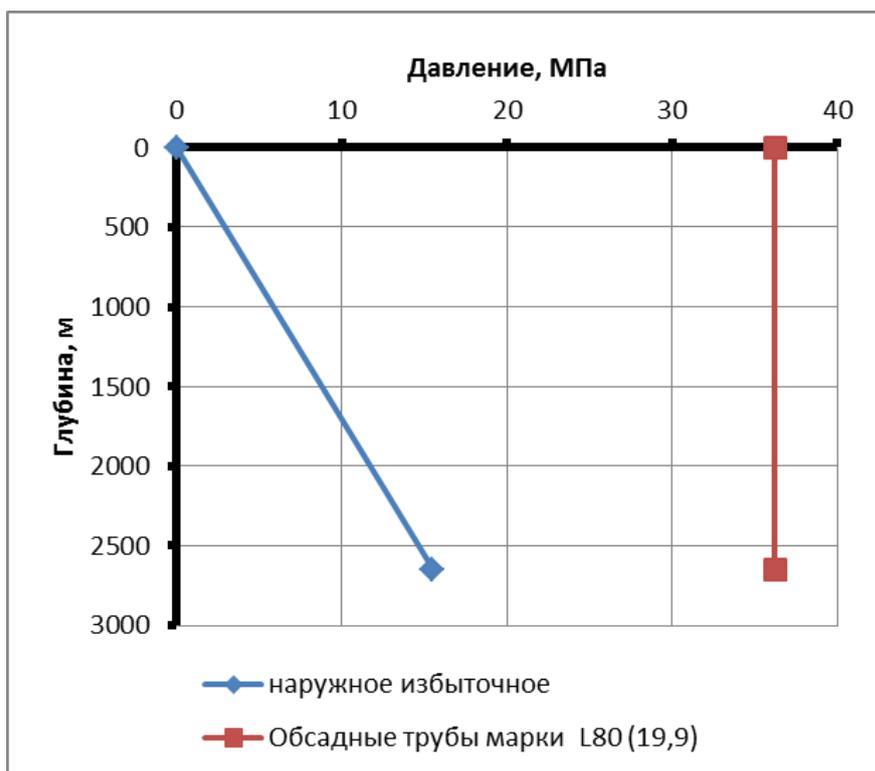


Рисунок 9-3. Распределение избыточных давлений (эксплуатационная колонна)

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
508,0	импортное	Батресс	J-55	11,1	да
339,7	импортное	Батресс	J-55	9,65	да
244,5	импортное	Батресс	L-80	11,05	да
177,8	импортное	Батресс	L-80	9,19	да

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

Таблица 9.4 Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл.5.2. гр.1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				номинальный наружный диаметр, мм	код типа соединения	марка (группа прочности материала труб)	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												Наружное м	внутренне м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2	1	1	0	400	400	32,4	32,4	339,7	Батресс	J-55	9,65	2,7	2,4	11,9
3	1	1	0	1500	1500	97,1	97,1	244,5	Батресс	L-80	11,05	5,2	3,6	4,7
4	1	1	0	2500	2500	102,5	102,5	177,8	Батресс	L-80	9,19	2,3	4,8	2,8

Примечание:

Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин определяет следующий запас прочности для импортных труб при расчёте обсадных колонн:

- на избыточное наружное давление (на сминающее давление) в зоне эксплуатационного объекта в зависимости от устойчивости коллектора от 1,125 до 1.25;
- на наружное давление для остальной части колонны 1,125;
- на внутреннее избыточное давление (на давление, соответствующее пределу текучести материала трубы) 1,1;
- на растягивающую нагрузку для резьбового соединения (на разрушающую нагрузку) 1,75;
- на растягивающую нагрузку по телу трубы (на нагрузку, соответствующую пределу текучести) 1,25.

Таблица 9.5 Суммарная масса обсадных труб

Номер колонны	Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т		
	Код типа соединения	ГОСТ Р 54918-2012 (ISO/TR10400:2007)	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6
1	Багресс	L-55×11,1 мм	5,6	5,9	6,2
2	Багресс	L-55×9,65 мм	32,4	34,0	35,7
3	Багресс	L-80×11,05 мм	97,1	102	107,1
4	Багресс	L-80×9,19 мм	102,5	107,7	113,0

Таблица 9.6 Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны наименование, шифр, типоразмер	интервал установки, м		количество элементов на интервале, шт.
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	6	7	8
Кондуктор	2	Башмак – БКМ-245		400	1
		Обратный клапан ЦКОД-245		390	1
		Центраторы	0	390	6
Промежуточная колонна	3	Башмак – БКМ-245		1500	1
		Обратный клапан ЦКОД-245		1490	1
		Центраторы	0	1490	30
		Скребки		1490	10
		Турбулизаторы		1490	10
		МСЦ		800	1
Эксплуатационная колонна	4	Башмак – БК-178		2500	1
		Обратный клапан ЦКОД-178		2490	1
		Центраторы	0	2490	40
		Скребки	0	2490	10
		Турбулизаторы	0	2490	30
		МСЦ		1300	1

Примечание:

- По усмотрению заказчика, в отдельных случаях элементы оснастки обсадных колонн могут быть заменены на аналогичные.
- Количество элементов оснастки обсадной колонны и места их установки определяются в зависимости от фактического состояния ствола скважины.
- Чтобы снизить износ обсадных колонн необходимо предусмотреть следующие мероприятия:
 - Центровка вышки.
 - Оснащение бурильной колонны протекторными кольцами в обсаженной части ствола скважины при бурении под эксплуатационную колонну.
- В состав эксплуатационной колонны обязательно должны быть включены скребки для снятия глинистой корки, для улучшения сцепления цемента.

Таблица 9.7 Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (эlevator, спайдер, спайдер-эlevator)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор	1	эlevator	P-402	ТУ38-101708-78	0	400	0,4	400		200	1 цикл	-
3	Промежуточная колонна	1	эlevator	P-402	ТУ38-101708-78	0	1500	0,3-0,4	1500		800	1 цикл	
4	Эксплуатационная колонна	1	эlevator	P-402	ТУ38-101708-78	0	2500	0,3-0,4	2500		1500	1 цикл	20

Примечания: 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	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давления на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давления на устье скважины при опрессовки труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу - верх)
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2	Кондуктор	1		1,06	1,08	7,5	0,2	-	-	-	1
3	Промежуточная колонна	1		1,08	1,08	11,6					1
4	Эксплуатационная колонна	1		1,01	1,13	11,6	-	-	-	-	1

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
2	Кондуктор	прямой	1	0	400				Тампонажный (1,8 г/см ³)	0	400
3	Промежуточная	прямой	1	0	1500	800	1	10	Тампонажный (1,82 г/см ³)	0	800
							2		Тампонажный (1,82 г/см ³)	800	1500
4	Эксплуатационная	прямой	1	0	2500	1300	1	10	Тампонажный (1,85г/см ³)	0	1300
							2		Тампонажный (1,85г/см ³)	1300	2500

Примечание: возможно двухступенчатое цементирование с использованием МСЦ после уточнения данных в процессе бурения при низких значениях давления гидроразрыва

Таблица 9.10. Характеристика жидкостей для цементировании

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)			Время ОЗЦ, ч
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	
1	2	3	4	5	6	7	11
1	Направление	1	1	Буфер	2	1,01	
				Тампонажный	3,6	1,8	24
				Продавочная жидкость	4,5	1,06	
2	Кондуктор	1	1	Буфер	2	1,01	
				Тампонажный	26,7	1,8	24
				Продавочная жидкость	28,5	1,08	
3	Промежуточная	1	1	Буфер	6	1,01	
				Тампонажный	26	1,82	24
				Продавочная жидкость	61,2	1,08	
		1	2	Буфер	3	1,01	
				Тампонажный	25,1	1,82	24
				Продавочная жидкость	28,8	1,08	
4	Эксплуатационная	1	1	Буфер	6	1,01	
				Тампонажный	26,2	1,85	24
				Продавочная жидкость	54,7	1,13	
		1	2	Буфер	3	1,01	
				Тампонажный	22,8	1,85	24
				Продавочная жидкость	26,9	1,13	

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 части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	10
1	Направление			буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
				тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	
					WellFix Arma		0,5-2,0
					CaCl ₂		2% от веса цемента
					Вода		
продавочная	Буровой раствор						
2	Кондуктор	1	1	буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
				тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	
					WellFix Arma		0,5-2,0
					WellFix P-130		0,05-0,25% от веса цемента
					WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента
					WellFix Def-1		0,1-0,3% от веса цемента
					CaCl ₂		2% от веса цемента
				Вода			
				продавочная	Буровой раствор		
3	Промежуточная	1	1	буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
				тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	
					WellFix Arma		0,5-2,0
					WellFix P-130		0,05-0,25% от веса цемента
					WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента
					WellFix Def-1		0,1-0,3% от веса цемента
			WellFix RD-50		5-15% от веса цемента		
			Вода				
			продавочная	Буровой раствор	1,13	-	
			2	буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
				тампонажная	ПЦТ I-G-CC-1	3,15	
					WellFix Arma		0,5-2,0
WellFix P-130		0,05-0,25% от веса цемента					
WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента					
WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента					

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	10
4	Эксплуатационная	1	1		WellFix Def-1		0,1-0,3% от веса цемента
					WellFix RD-50		5-15% от веса цемента
					Вода		
				продавочная	Буровой раствор	1,13	-
				буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
				тампоная	ПЦТ I-G-CC-1		
					WellFix Arma		0,5-2,0
					WellFix P-130		0,05-0,25% от веса цемента
					WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента
			WellFix Def-1			0,1-0,3% от веса цемента	
			WellFix RD-100			5-15% от веса цемента	
			WellFix RTD-2			0,05-0,6% от веса цемента	
			вода				
			продавочная	Буровой раствор	1,13	-	
			2	буфер	Вода	1,0	2
					Буферный порошок МБП-М		5
					ПЦТ I-G-CC-1		
				тампоная	WellFix P-130		0,05-0,25% от веса цемента
					WellFix FL 1		0,1 - 0,6% от веса цемента
WellFix Def-1		0,1-0,3% от веса цемента					
WellFix RD-50		5-15% от веса цемента					
вода							
продавочная	Буровой раствор	1,13		-			

Примечание:

- Количество реагентов и рецептура тампоной смеси уточняется по результатам лабораторного анализа;
- Применять добавки для улучшения сцепления цемента с породой и стенками обсадной колонны;
- Допускается использование других добавок, обеспечивающих смыв неуплотненной глинистой корки со стенок скважины и поверхности обсадных труб, а также разделение бурового и тампоного растворов;

Таблица 9.12. Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных 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	Назначение 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 м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1	закачка	Буфер	ЦА-320	закачка	10	1,2	2	3,3	3,3
		закачка	Тампонажная		закачка	7		3,6	8,6	11,9
		сброс пробки	Буровой раствор		продавка	10		5,0	16,9	
		продавка			продавка	10		4,5	7,5	24,4
		опрессовка			опрессовка	10		5,0	29,4	
2	1	закачка	Буфер	ЦА-320	закачка	10	4	2	3,3	3,3
		закачка	Тампонажная		закачка	7		26,7	63,6	66,9
		сброс пробки	Буровой р-р		продавка	10		5,0	71,9	
		продавка			продавка	10		28,5	47,5	119,4
		опрессовка			опрессовка	10		5,0	124,4	
3	1	закачка	Буфер	ЦА-320	закачка	10	8-9	6	10,0	10,0
		закачка	Тампонажная		закачка	8		26,0	54,2	64,2
		сброс пробки	Буровой раствор		продавка	16		5,0	69,2	
		продавка			продавка	16		59	61,5	130,6
		продавка			продавка	10		2,2	3,7	134,3
		опрессовка			опрессовка	10		5,0	139,3	
	2	закачка	Буфер	ЦА-320	закачка	10	10-11	3	5,0	5,0
		закачка	Тампонажная		закачка	8		25,1	52,3	57,3
		сброс пробки	Буровой раствор		продавка	10		5,0	62,3	
		продавка			продавка	16		27	28,1	90,4
		продавка			продавка	10		1,8	3,0	93,4
опрессовка	опрессовка	10	5,0	98,4						
4	1	закачка	Буфер		закачка	10	8-9	6	10,0	10,0

Номер колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение 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 м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
		закачка	Тампонажная	ЦА-320	закачка	9		26,2	48,5	58,5
		сброс пробки	Буровой раствор		продавка	18		5,0	63,5	
		продавка			18	53		49,1	112,6	
		продавка			10	1,7		2,8	115,4	
		опрессовка			10	5,0		120,4		
	2	закачка	Буфер	ЦА-320	закачка	10	10-11	3	5,0	5,0
		закачка	Тампонажная		закачка	9		22,8	42,2	47,2
		сброс пробки	Буровой раствор		продавка	18		5,0	52,2	
		продавка			18	25		23,1	75,4	
		продавка			10	1,9		3,2	78,5	
опрессовка		опрессовка	10	5,0	83,5					

Таблица 9.13. Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество						Суммарное на скважину
		Номера колонны						
		1	2	3		4		
				I	II	I	II	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цементировочный агрегат ЦА-320	2	3	4	4	6	6	25
2	Установка смесительная СМН-20	1	2	2	2	3	3	13
4	Осреднитель УСО-20		1	1	1	2	2	7
5	БМ+СКЦ			1	1	1	1	4

Таблица 9.14. Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество						Суммарное количество на скважину
			Номера колонн						
			направление	1	2		3		
					кондуктор	промежуточная		эксплуатационная	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	цемент ПЦТ I-G-CC-1	кг	4248	29370	30940	29869	33798	29412	157637
2	WellFix Arma	кг	4,248	29,37	30,94	29,869	16,899		111,326
3	WellFix P-130	кг		58,74	30,94	29,869	33,798	29,412	182,759
4	WellFix FL 1	кг		58,74	30,94	29,869	33,798	29,412	182,759
5	WellFix Def-1	кг		29,37	30,94	29,869	33,798	29,412	153,389
6	WellFix RD-50	кг			1237,6	1194,76		1764,72	4197,08
7	WellFix RD-100	кг					2027,88		2027,88
8	WellFix RTD-2	кг					33,798		33,798
9	CaCl ₂	кг	84,96	587,4					672,36
10	Вода	м ³	4,7792	24,6	26,3	22,6	24,4	19	121,6792
11	Буферный порошок МБП-М	кг	10	10	30	15	30	15	110

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

9.3. ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 9.15. Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа		Типоразмер, шифр или название оборудования	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Коли- чество, шт.	Допустимо е рабочее давление, кгс/см ²
Номер в порядк е спуска	название		После установки	Перед вскрытием напорного горизонта				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор Ø 339,7 мм	45	7,5		ОП45-350/80х 21	ГОСТ 13862-2003		210
					Спаренный ППГ 2- 350х21		1	210
					Универсальный ПУГ 350х21		1	210
2	Промежуточная колонна Ø 244,5 мм	45	11,7	4,5	ОП45-230/80х 35	ГОСТ 13862-2003		350
					Спаренный ППГ 2- 230х35		1	350
					Универсальный ПУГ 230х21		1	210
3	Эксплуатационный колонна Ø 177,8 мм	45	11,7	11,7	ОКК 1 35-178 х 245 х 340	ТУ-26-02-1146-93	1	350
					АФК6 -65 х 35 ФХЛ	ГОСТ 13846-2003	1	350

Примечание: Колонная головка монтируется на устье скважины в соответствии с инструкцией завода-изготовителя без применения сварных соединений

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 Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ				Количество отбираемых проб, шт.	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.	шифр пакера	тип проботорника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см ²	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8								

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

Таблица 10.3 Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

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

Примечание: Испытания пластов пластоиспытателем в процессе бурения производиться не будет

10.2. ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

Таблица 10.4. 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, т		Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности) стали	толщина стенки, мм	теоретическая масса 1 м		теоретическая	плюсового допуска	на растяжение	на избыточное давление	
													наружное	внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	0	2500	73,0	EUE	L-80	5,5	9,52	2500	23,8	25,0	>1,3	>1,15	>1,32

Примечание:

1. По усмотрению заказчика, колонны насосно – компрессорных труб (НКТ) могут быть заменены на трубы более прочными характеристиками
2. В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита труб не предусмотрена

Таблица 10.5. 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
I	2350	2400	тампонажный	0,5	1,89	Цемент G	3,15	1170
						Вода	1,0	590
II	2100	2150	тампонажный	0,5	1,89	Цемент G	3,15	1170
						Вода	1,0	590

Примечание:

Таблица 10.6. Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
I	ЦА-320М	1

Таблица 10.7. Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Единицы измерения	Потребное количество
1	2	3	4
I	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8
II	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8
III	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8
IV	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8
V	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8
VI	Цемент G	т	1,3
	Вода	м ³	0,8

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

Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Продолжительность процесса (операции) по объектам, сут						всего
	1	2	3	4	5	6	
1	2	3	4	5	6	7	8
Подготовительные работы перед испытанием: шаблонировка эксплуатационной колонны перфорация эксплуатационной колонны вызов притока Гидродинамические исследования прямым ходом (замер дебитов нефти) Гидродинамические исследования обратным ходом (замер дебитов нефти)	90	90	90	90	90	90	540

Примечание: По усмотрению Заказчика, продолжительность испытания одного объекта может быть изменена

Таблица 10.9 Отработка объектов на факел (на одну скважину, один объект)

Индекс стратиграфического подразделения	№ скважины	Номер объекта (снизу вверх)	Продолжительность сжигания, сут	Свободный дебит, м ³ /сут	газовый фактор м ³ /м ³	Итого сжигание газа, м ³
1	2	3	4	5	6	7
J _{3k+v} (Ю-П)	КБД-10	I	90	95	62,87	537 539
J _{3k+v} (Ю-И)		II	90	95	62,87	537 539
K ₁ (nc-Пс)		III	90	277	30,68	764 106
K ₁ (nc-Пб)		III	90	567	32,15	1 641 961
K ₁ (nc-Па)		III	90	528	32,68	1 553 842
Nc-1		IV	90	305	52,71	1 444 843
J _{3k+v} (Ю-П)	КБД-11	I	90	95	62,87	537 539
J _{3k+v} (Ю-И)		II	90	95	62,87	537 539
K ₁ (nc-Пс)		III	90	277	30,68	764 106
K ₁ (nc-Пб)		III	90	567	32,15	1 641 961
K ₁ (nc-Па)		III	90	528	32,68	1 553 842
Nc-1		IV	90	305	52,71	1 444 843

Примечание: Продолжительность сжигания газа предусмотрена ст. 146 КРК «О НЕДРАХ И НЕДРОПОЛЬЗОВАНИИ». Данные для составления таблицы взяты из таб. 4.5

Таблица 10.10 Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Название процесса, операции по испытанию и интенсификации притока	Название или шифр	Продолжительность, час			Итого, час
		1	2		
1	2	3	4	5	6
Опрессовки фонтанной арматуры, выкидных линий трапной установки Опрессовки НКТ Опрессовки устья скважины после установки превентора Промывка скважины перед подъемом колонны НКТ Долив скважины при подъеме НКТ Промывка скважины после перфорации Смена перфорационной жидкости на техническую воду Понижение уровня жидкости в скважине с помощью компрессора Задавка скважины водой	ЦА-320М	30	30	30	90

11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1. Методы проверки износа и контроля коррозионного состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн (обусловлены стандартом DS-1)

№	Процедура инспекции	Категория					Колонна для спуска тяжелого типа
		1	2	3	4	5	
1	Инспекция методом визуального осмотра трубы	+	+	+	+	+	+
2	Инспекция методом замера наружного диаметра трубы		+	+	+	+	+
3	Инспекция ультразвуковым методом измерения толщины стенки		+	+	+	+	
4	Инспекция методом электромагнитного контроля			+	+	+	
5	Инспекция на предмет термических повреждений					+	+
6	Инспекция методом МПД для участков, зажимаемых клиньями/высадок				+	+	+
7	Инспекция методом УЗК для участков, зажимаемых клиньями/высадок					+	+
8	Инспекция методом визуального осмотра соединений	+	+	+	+	+	+
9	Инспекция методом контроля размеров 1		+	+			
10	Инспекция методом контроля размеров 2				+	+	+
11	Инспекция методом контроля соединений черным светом				+	+	+
12	Ультразвуковой контроль по всей длине 2						+
13	Прослеживаемость						+

Примечание:

1. Периодичность проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн при нормальных условиях эксплуатации регламентируются заводом изготовителем.
2. В связи с отсутствием сероводорода в пластовом флюиде месторождения дополнительные проверки состояния ведущих труб, НКТ и всех элементов трубных колонн не требуются

Таблица 11.2 Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление, создаваемое агрегатом при опрессовке, МПа
			Тип (шифр)	количество, шт.	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	Кондуктор после цементирования	400	ЦА-320	1	7,5
Промежуточная колонна	Кондуктор после цементирования	1500	ЦА-320	1	11,7
	Опрессовка цементного кольца	1503	ЦА-320	1	4,5
Эксплуатационная колонна	Эксплуатационная колонна совместно с колонной головкой	2500	ЦА-320	1	11,7

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

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.

Для строительства оценочных скважин принята буровая установка ZJ30 грузоподъемностью 170 т на дизельном приводе с достаточным уровнем механизации работ.

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 процентов.

$G_{\text{бур.уст.}} = 170 \text{ т}$, – грузоподъемность буровой установки

$Q_{\text{МАХ бурильной колонны}} = 93,3 \text{ т}$

$Q_{\text{МАХ обсадной колонны}} = 102,5 \text{ т}$

$Q_{\text{МАХ бурильной колонны}} \times 1,4 = 93,3 \times 1,4 = 130 \text{ т} \square G_{\text{бур.уст.}}$

Буровое оборудование сконструировано на мобильной платформе (крупном блоке), модулями, (мелкими блоками) которые транспортируются со скважины на скважину без разборки оборудования на отдельные агрегаты. Платформа (крупный блок), модули (мелкие блоки) с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования без разборки оборудования на отдельные агрегаты.

Буровая установка оснащена необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

В связи с отсутствием в составе флюида при бурении скважин сероводорода дополнительная коррозионная защита оборудования не предусматривается.

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 паровым котлом.

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

Монтаж и размещение бурового оборудования производится с использованием:

Автокран г/п 25-50 тн. Исполнения -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 строительству скважины (скважин)

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измерения	Количество
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 (15м 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	КБД-10, КБД-11	2
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 СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 12.4 Объемы работ по комплекту бурового и силового оборудования ZJ30

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
1	Буровой станок ZJ-30	Компл.	1
2	Энергоблок - Электрокомпрессор	Компл.	1
3	Силовой дизель PZ12V190L	шт.	2
4	Дизель-генератор АД-400	шт.	1
5	Буровой насос	шт.	2
6	Аппарель (основание) в сборе	Компл.	1
7	Привод буровых насосов дизель CAT	шт.	2
8	Подроторное основание	шт.	1
9	Роторная площадка (подсвечник)	шт.	1
10	Приемный мост	Компл.	1
11	Наклонный мост	шт.	1
12	Стеллажи для укладки бурильных труб	шт.	6
13	Эвакуационный мост	шт.	1
14	Емкость № 1, V = 40 м ³	шт.	1
15	Емкость № 2, V = 40 м ³	шт.	1
16	Емкость № 3, V = 40 м ³	шт.	1
17	Емкость № 3, V = 40 м ³	шт.	1
18	Емкость № для тех. воды V = 40 м ³	шт.	1
19	Емкость № запасная V = 40 м ³	шт.	2
20	Шламонакопитель 20 м ³	шт.	2
21	Доливная ёмкость 10 м ³	шт.	1
22	Вибросито -2 шт.	Компл.	1
23	Песко - Илоотделитель	Компл.	1
24	Центрифуга	Компл.	1
25	Вакуумный дегазатор	шт.	1
26	Энергоблок	Компл.	1
27	Желобная система для раствора	шт.	1
28	Линия манифольда	шт.	3
29	Основной Пульт ПВО	шт.	1
30	Блок дросселирования	шт.	1
31	Блок глушения	шт.	1
32	Линия выкидная	метр	200
33	Ёмкость для масла 2 м ³	шт.	1

№/№	Наименование оборудование	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4
34	Ёмкость для дизтоплива 10 м ³ + 0,2 м ³	шт.	1
35	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	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1;2	1
2	Обшивка рабочей площадки металлическими щитами	площадка	1;2	1
3	Монтаж помещения для бурового мастера	к-т	1;2	1
4	Монтаж помещения для смены одежды	к-т	1;2	1
5	Монтаж помещения для столовой	к-т	1;2	1
6	Электромонтаж помещения (вагончиков)	к-т	1;2	1
7	Лестница на буровой установке согласно схеме: <ul style="list-style-type: none"> – для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста; – для прохода с прицеп - платформы на поверхность земли; – для прохода с рабочей площадки на циркуляционную систему; – для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли; – для прохода с рабочей площадки на платформу 	лестница лестница лестница лестница лестница	1;2 1;2 1;2 1;2 1;2	1 1 1 2 2
8	Металлический контейнер (склад) для бентонита и химреагентов для обработки бурового раствора 6м*3м*2.5м	контейнер	1;2	1
9	Бетонные блоки (через 10 м) для крепления манифольда насоса, линии ПВО (20м+30м+30м):10	стойка	1;2	8
10	Устройство шахты 2мх2м*1,5м без установки направления с облицовкой дна и стенок бетоном	шахта	1;2	1
11	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяжка	1;2	4

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

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

№ пп	Номер расценки по ЕРЕР или разовая	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество	Способ и вид транспортировки (волоком, на тягачах, автотранспортом, трактором и т.д.)
1	2	3	4	5	6	7

Примечание: *- Буровая установка ZJ-30 представляет собой стационарную конструкцию, которую можно перевозить, при этом всё необходимое оборудование размещается на собственной платформе, которая и является основанием для буровой установки. Конструкция платформы полностью заводского изготовления представляют собой пространственную металлоконструкцию, которая монтируется без специальных фундаментов. Платформа буровой установки устанавливается на площадке с покрытием из ПГС толщиной 200 мм. основанием которого является уплотненный грунт толщиной 300 мм

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

п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Количество	Способ транспортировки
1	2	3	4	5
1.	Монтаж агрегата А-60/80 (УПА-60/80)	установка	1	автотранспорт
2.	Установка спутниковой связи для бригады испытания		1	-//-
3.	Настройка радиостанции		1	-//-
4.	Монтаж трапной установки	блок	1	-// -
5.	Опрессовка нагнетательной линии	агр/оп.	1	-
6.	Электромонтаж бытовых помещений: здание мобильное жилое на 2 человека с комнатой мастера - 1	к-т	2	-//-
7.	Амортизация: вагон - дома	шт.	2	-
8.	Монтаж накопительной мерной емкости V=20 м ³ при вызове притока	шт.	1	-//-
9.	Монтаж ёмкости под тех. воду для перфорации V=70 м ³	шт.	7	-//-
10.	Монтаж противовыбросового оборудования для освоения	ком пл.	1	-//-
11.	Монтаж РГС (резервуар горизонтальный стальной для накопления пластового флюида) V=85 м ³	шт.	10	

Примечание: с появлением нефти и газа продукция по нефтепроводу будет направлена на ВПСН

13. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 Продолжительность строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважин, сут.						
Всего	в том числе					
	строительно-монтажные работы	подготовительные работы	бурение и крепление	испытание		
				всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	8
618	7	1	70	540	-	540

Примечание: Заказчик, исходя из условий проводки скважины, может изменить продолжительность операций при строительстве скважины

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	Совместным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1,0	0	40		1	
2	Кондуктор	2,0	40	400		4	
3	Промежуточная колонна	2,0	400	1500		18	
4	Эксплуатационная колонна	2,0	1500	2500		40	
	ИТОГО:	7,0	0	2500		63	

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	1 к-т
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъема) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
5	Отключатель привода буровой лебедки при перегрузке вышки, талевой системы	БУ	1 к-т
6	Якорь или крюк для вспомогательных работ	БУ	1 шт.
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 рабочий 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 уравнивателем)	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 съемник 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	1шт.
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 (съемные 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.	ГОСТ, ОСТ, МУ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса ГИВ-6		1
2	* Индикатор силы на машинных ключах		1
3	*Измеритель крутящего момента ротора ИМР-2		1
4	* Пульт контроля за процессом бурения ПБК-7		1
5	Манометр буровой геликсный МБГ-7		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

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 строительства скважин.

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

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

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 оборудовании 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:

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

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:

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

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;

$\rho_{ц}$, $\rho_{жс}$ - 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:

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

заливочные трубы устанавливаются на глубине $l_3 = l_m$,
где g - ускорение свободного падения, м/с^2 .

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

$$l_3 = l_m - \frac{qt}{0,785D^2}$$

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

Установка баритовой пробки при ликвидации газонефтеводопроявлений в скважине.

Высота баритовой пробки $h_{\bar{o}}$, закачиваемой перед установкой цементного моста для проведения работ по ликвидации ГНВП, рассчитывается по приближенной формуле:

$$h_{\bar{o}} = \frac{\Delta P_z}{0,042}$$

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

При $h_{\bar{o}} < 30$ м по (Л.5) принимается $h_{\bar{o}} = 30$ м.

Объемы тампонажного раствора $V_{\text{ц}}$, м^3 , и продавочной жидкости $V_{\text{п}}$, м^3 , для установки цементного моста рассчитываются по уточненным формулам:

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

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3}H - V_3(C_1 + C_3) - V_{\bar{o}_2}$$

где:

V_3 - объем заливочных труб, м^3 ;

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 $C_1 = C_3 = 0$.

$$V_{\bar{o}_2} = V_{\bar{o}_1} \frac{d_1^2}{D^2 - d_2^2}, \text{м}^3$$

$$V_{\sigma_1} = C_4 V_3 + 0,785 C_5 D^2 H$$

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 строительстве 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 строительстве 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 легковоспламеняющиеся жидкости;

- наземных и подземных резервуаров с легковоспламеняющимися жидкостями или горючими газами;

- эстакад для слива и налива легковоспламеняющихся жидкостей;

- открытых нефтеловушек, прудов, отстойников;

- пространства у проемов за наружными ограждающими конструкциями помещений с взрывоопасными смесями классов В1 и В 1а, 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 легковоспламеняющихся газов,

а также каналы, шахты, где возможны выходы и накопления паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок;

- открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящие попутные и другие легковоспламеняющиеся газы;

- пространства внутри открытых и закрытых технологических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы, другие легковоспламеняющиеся вещества;

- закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся 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 легковоспламеняющихся 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
	Устье бурящейся скважины до обшивки	зона 2	ПА-Т1	2
	Вибросито	зона 2	ПА-Т1	2
	Машинно-насосный блок	зона 2	ПА-Т1	2
	Емкости для дизтоплива	зона 1-2	ПА-Т1	3
	Емкости для смазочного и отработанного масла	зона 1-2	ПА-Т3	3
	Емкости для нефти	зона 1-2	ПА-Т3	2
	Котельная	зона 1	ПА-Т3	2
	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 несгораемых 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 строительства 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 устьевого 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

Обязка 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 статического 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 выщелочный 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 выщелочного 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 строительстве 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 30 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 Спецдежда, спецобувь и средства индивидуальной защиты

п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, комплект	
			Буровая бригада	Бригада испытания
	Костюм брезентовый или костюм х/б с в/о пропиткой	ГОСТ 12.4.039-78	На каждого члена бригады	
	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74(3)	На каждого члена бригады	
	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	На каждого члена бригады	
	Костюм зимний	ГОСТ 17222-71	На каждого члена бригады	
	Валенки	ГОСТ 18724-80	На каждого члена бригады	
	Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады	
	- подшлемник под каску «Труд» в зимнее время	ТУ 17-08-149-81	На каждого члена бригады	
	Полушубок	ГОСТ 4432-71	На каждого члена бригады	
	Предохранительный пояс верхового	ВТУ 40-70 исполн. ВР	2	-
	Пояс монтажный	ВТУ 40-70 исполн. ВМ	-	2
	Монтажные когти и монтажные пояса	-	2	-
	Сумка брезентовая для инструмента (работа на высоте)	-	-	-
	Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79		
	Виброгасящие коврики под ноги (пульты бурильщика, АКБ)	-	2	-
	Щиток-маска электросварщика	-	1	-
	Очки защитные для газосварщика	-	-	-
	Очки открытые (ОЗО)	-	6	-
	Очки закрытые (033)	-	6	-
	Подставка диэлектрическая с ковриком		6	-
	Диэлектрические перчатки (резиновые)	-	2	-
	Монтерский инструмент		эл/монтер	-
	Инвентарная спецдежда для работы с кислотами и др.	-	5	-
	Респираторы противопылевые «Лепесток»	ГОСТ 1274.028-76	На каждого члена бригады	
	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 противозумными 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 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	-	-	-
Эlevator 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 B	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
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 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
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 подвешенного 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 вибростата; в рабочей зоне подвышенного основания - у прерентора 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 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.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.п. на изготовление	Количество, шт.
1	2	3
Стационарный газосигнализатор Н-120 двенадцатиканальный		
Переносной газосигнализатор А-6000		
Портативный газосигнализатор ЕС-80Н		
Портативный газосигнализатор А-5100		
Универсальный переносной газосигнализатор ГХ- 4 (с комплектом индикаторных трубок на Н ₂ , О ₂ , СН		
Переносной анализатор углеводородов типа ППФ- 2М		
Переносной анализатор углеводородов типа ИВП		

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.

Таблица 17.6 Первичные средства пожаротушения

Наименование	Количество, шт.
1	2
Огнетушитель ОП-5(3) «МИГ» -АБСЕ, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до +30°С, порошки типа АБСЕ .	
Огнетушитель ОП-8(Г)-АБСЕ-01, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -30 до +30° С, порошки типа АБСЕ	
Огнетушитель ОП-30, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до +30° С, порошки типа АБСЕ	
Огнетушитель углекислотный ОУ-10, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до +30°С, порошки типа АБСЕ .	
Огнетушитель углекислотный ОУ-5, в климатическом исполнении «У» категории размещения 2 по ГОСТ 15159-69, в диапазоне температур эксплуатации от -40 до +30°С, порошки типа АБСЕ .	
Пожарные рукава: Ø 51мм. l=20м	
Пожарные стволы: РС-30	
Гайка БС: d=51	
Шкафы для пожарных кранов ШПК 12310	
Ящик с песком V=0,5м3	
Пожарное ведро красное	
Топор	
Кошма	
Багор	
Лопата	
Лом	
Щит для первичных средств пожаротушения	

18. Мероприятия по безопасности ведения работ при строительстве скважин

18.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Строительство 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 строительстве 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 Заказчика, 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 цементируемых 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 цементируемого агрегата не менее 5-10 метров;
- 3) между цементируемым агрегатом и цементно-смесительной машиной не менее 1,5 метра.

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

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

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

Цементирование скважин производится в дневное время. При цементировании скважины в вечернее и ночное время установленные агрегаты на площадке освещаются. Каждый цементируемый 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 останова 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 цементировочных 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 (гидро разрыв, 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 строительство скважины;
- 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 3) аварийная сборка, состоящая из переводника, задвижки высокого давления с фланцем под манометр и краном высокого давления, быстросъемной полумуфтой для подсоединения цементировочного агрегата;
- 4) обеспечено круглосуточное дежурство цементировочного агрегата, автомашины, ответственного лица, представителей АСС, 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 уровнем).

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 переливает. 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 строительстве скважин должна соответствовать проекту на строительство скважины и настоящим Правилам.

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.

Перед установкой на устье скважины превенторы со срезающими плашками опрессовываются в базовых условиях на рабочее давление при закрытых плашках, а их работоспособность на устье скважины проверяется закрытием и открытием плашек.

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.

После установки на устье, превентор со срезающими плашками вместе с другими превенторами опрессовывается на давление, которое на 10 процентов превышает ожидаемое на устье давление при герметизации ОФ.

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 представителя АСС.

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 СТРОИТЕЛЬСТВЕ 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	
2	РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. М., ВНИИБТ, 1987 г.	
3	Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.)	
4	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены <u>приказом</u> Министра энергетики Республики Казахстан от 15 июня 2018 года № 239	
5	СанПиН «Санитарно – эпидемиологические требования по установлению санитарно – защитной зоны производственных объектов», утвержденный приказом Министра национальной экономики РК от 20.03.2015 г № 237..	
6	Правила консервации и ликвидации при проведении разведки и добычи углеводородов и добычи урана от 22 мая 2018 года № 200.	
7	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1999 г.	
8	Инструкция по расчету бурильных колонн. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	
9	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1998 г.	
10	Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. (АООТ «ВНИИТнефть»). Москва, 1997 г.	
11	Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно-направленного или горизонтального ствола скважины. РД 08-625-03	
12	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	
13	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	
14	Трубы нефтяного сортамента под редакцией Сарояна М.:Недра,1976	
15	Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54918 - 2012 (ISO/TR 10400:2007)	
16	Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. ГОСТ Р 54383 - 2011 (ИСО11961:2008)	
17	Трубы стальные, применяемые в качестве обсадных или насосно-компрессорных труб для скважин в нефтяной и газовой промышленности ГОСТ Р 53366 – 2009 (ИСО 11960:2004)	
18	Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. М.: Нелра,1981	
19	Спутник буровика. Справочник К. Иогансен. М.: Недра,1986	
20	Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13862-2003	
21	Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры общие технические требования к конструкции, ГОСТ 13846-2003	
22	Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения основные параметры ГОСТ 16293-89 (СТ СЭВ 2446-88)	
23	Правила ведения ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97	
24	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. М.: ЦБНТ ГК СССР,1987	

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

21. ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

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:

$$3 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \cdot 70 \text{ сут} \frac{158 \text{ сут}}{365 \text{ сут}} = 91 \text{ м}^3$$

Таблица 1.1 – Водоснабжение

Наименование	Вид источника воды,	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика
1	2	3	4
Водоснабжение: вода для технических нужд	Водозаборная скважина	Месторождение Аккулковское	Рядом с основной скважиной
хозбытовых нужд и питьевая вода	п. Бозой	60	

21.2. СВЕДЕНИЯ РАСХОДА ГСМ

Таблица 21.1. Расход ГСМ при строительстве 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	PZ12V190L	2	334	202	0,606	71	229,931	0,6898
буровые насосы	CAT-3412	2	354	211	0,633	71	254,557	0,7637
цементировочная техника	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	7	5,593	0,0168
дизельная электростанция АД-400	ЯМЗ-8503.10-01	1	470	208	0,624	71	166,583	0,4997
испытание скважины								
установка для освоения (испытания)	ЯМЗ-6581.10-06	1	294	200	0,600	21	29,635	0,089
агрегат ЦА-320М	ЯМЗ-236HE2	1	169	197	0,591	3,75	2,996	0,009
дизельная электростанция АД-200	ЯМЗ-6503.10	1	229	204	0,612	210	235,449	0,706

Примечание

Удельный расход масла составляет 0,3% от расхода топлива

Продолжительность работы агрегатов при операциях по строительству скважины - таблица 13.1

Продолжительность работы сварочного агрегата - таблица 12.1

Продолжительность работы цементировочного агрегата при работах при испытании - таблица 10.10

Продолжительность работы установки испытания – 7 суток на объект

21.3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ**Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт**

Пункты		Расстояние, км	Вид транспорта	
отправления	назначения			
Актобе	Месторождение		автобус	

22. ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Утверждаю:
Технически Директор
ТОО «КУЛ-БАС»
«__» _____ 2023г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

на разработку «Корректировки групповому техническому проекту вместе с экологической частью на бурение оценочных нефтяных скважин КБД-10 и КБД-11 с проектной глубиной 2500 метров (± 250 м.), Площадь КУЛ-БАС.

1. Целевое назначение услуг:

1.	Заказчик (указывается полное наименование организации Заказчика)	ТОО «КУЛ-БАС»
2.	Буровая подрядная организация (указывается полное наименование организации Подрядчика)	Определяется по результатам тендера
3.	Проектная глубина, м	2500м (± 250)
4.	Проектный горизонт	
5.	Источник технического и питьевого водоснабжения (указывается количество и глубина скважин для технического водоснабжения, расстояние подвозки питьевой воды)	Техническое и питьевое водоснабжение привозное. Питьевая вода с п. Бозой, 60 км.
6.	Размер отводимых земель под строительство скважины, в гектарах	-
7.	Буровая установка (указывается тип буровой установки, её максимальная грузоподъемность, в тоннах и мощность)	Тип ZJ-30/40 Грузоподъемность - от 100 тонн Мощность – от 450 л.с.
8.	Оборудование устья скважины ПВО (указываются типы превенторов, на какую обсадную колонну они устанавливаются)	Определяется проектом
9.	Колонная головка, ФА (указывается типоразмер колонной головки, ФА)	Определяется проектом
10.	Конструкция скважины (указывается условный наружный диаметр, (мм) и глубина спуска, (в метрах), обсадных колонн)	Определяется проектом Направление \varnothing 508 мм – 30 м Кондуктор \varnothing 339,7 мм – 400 м Тех.колонна \varnothing 244,5мм-1500 Эксплуатационная колонна \varnothing 177,8 мм – 2500 м Глубина спуска эксплуатационной колонны корректируется по результатам геологических исследований
11.	Интервалы отбора керна и шлама	Уточняются в процессе бурения геологической службой ТОО «КУЛ-БАС»
12.	Бурильные трубы (указываются марки стали и диаметры бурильных труб)	БТ – 127×9,19мм G-105/S135
13.	Обсадные трубы (указываются марки стали и диаметры обсадных)	339,7×9,65 мм марка стали J55 244,5×11,99 мм марка стали L80

	<i>труб)</i>	177,8×9,19 мм марка стали N80
14.	Продолжительность работ по строительству скважины, в сутках	монтажные и демонтажные работы – 7 суток подготовительные работы к бурению – 1 суток бурение и крепление – 70 суток испытание - 90 суток (на один интервал). Согласно геолгических данных.
15.	Перевозка вахт (указывается расстояние перевозки вахт и их сменность по времени)	650 км. 14/14
16.	Теплоснабжение буровой (указываются типы котельной установки или электрокалориферов)	Автономное
17.	Электроснабжение (автономное или от ЛЭП)	Автономное
18.	Расход ГСМ (на весь период строительства одной скважины)	Определяется проектом
19.	Характеристика буровых растворов: -тип и объём бурового раствора при бурении под каждую обсадную колонну, его компонентный состав; норма расхода бурового раствора при проводке скважины под каждую обсадную колонну; - нормы расхода компонентов бурового раствора на 1м ³ . -за 100м до вскрытия продуктивных горизонтов предусмотреть использования химических реагентов экранирующих и создающих защиту продуктивного коллектора.	Определяется проектом
20.	Компоновка низа бурильной колонны (КНБК) при бурении под каждую обсадную колонну (диаметр и кол-во метров)	Определяется проектом
21.	Диаметры долот	660.4 444.5 311.1 215,9
22.	Удельные веса тампонажных растворов при креплении каждой обсадной колонны, марки цемента	Цемент класса «Г» Уд. вес облегченного цемента – 1,56÷1,60 г/см ³ Уд. вес утяжеленного цемента – 1,80÷1,85 г/см ³
23.	Высота подъема тампонажного раствора при креплении каждой обсадной колонны	Направление 339,7- до устья Кондуктор 244,5 мм – до устья Тех. колонна Экс. Колонна 177,8мм – до устья
24.	Метод бурения	Роторный
	амбарный	-
	безамбарный	Безамбарный
25.	Ожидаемые пластовые давления на каждые интервалы, МПа	Глубина Рпл (в атм.) 350м - 25атм 2500м- 250атм

26.	Ожидаемые давления гидроразрыва на каждом интервале, МПа	не определено
27.	Насосно-компрессорные трубы (диаметр, марка стали)	НКТ Ø73ммх 5,51мм марка – L80
28.	Давление нагнетания	110 атм.
30.	Удельный вес газа по воздуху (относительный)	0,67 г/см ³
31.	Нефтегазонасыщенность	не определено
32.	Наличие сероводорода	нет
33.	Спецтехника:	
	1. Агрегат Цементировочный.	1ед.
	2. 16 м3 Цементовоз на шасси.	4ед.
	3. Манипулятор с центробежным насосом, на шасси.	1ед.
	4. Автокран 25 или 50тн	1ед.
	5. Агрегат цементировочный.	1 ед.
	6. Вахтовка	1 ед.

2. Ожидаемые результаты

2.1. «Проект» должен быть составлен согласно существующим инструкциям, правилам, стандартам и актуальным нормативным документам.

2.2. Состав проекта ОВОС определить с учетом требований и рекомендаций «Инструкции по проведению оценки воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду при разработке предплановой, плановой, предпроектной и проектной документации». Совместно с представителями компании подготовить проведение общественных слушаний (при необходимости). На общественных слушаниях представить результаты проведенной оценки воздействия на окружающую среду. Участвовать в составлении протокола общественных слушаний и комментариев по учету предложений и замечаний общественности. Участвовать в разработке Плана природоохранных мероприятий при получении разрешения на эмиссии.

2.3. «Проект» должен быть согласован на заседании Научно-Технического совета Заказчика и контролирующих госорганов:

- Должен быть согласован в Департаменте комитета индустриального развития и промышленной безопасности МИР РК по Актыбинской области, (бывший Департамент по чрезвычайным ситуациям по Актыбинской области)
- проект ОВОС должен быть согласован с уполномоченным органом в области охраны окружающей среды (Министерство экологии, геологии и природных ресурсов или его территориальное подразделение)

3. Сроки выполнения услуг: 30 рабочих дней.

Подготовить Проект в 2-х экземплярах на русском языке, три CD диска с электронной версией Проекта в форматах: WORD и PDF (графические приложения в форматах: JPEG и PDF), сдать экземпляры – ТОО «КУЛ-БАС».

4. Сроки выполнения 30 рабочих дней

Приложение 2

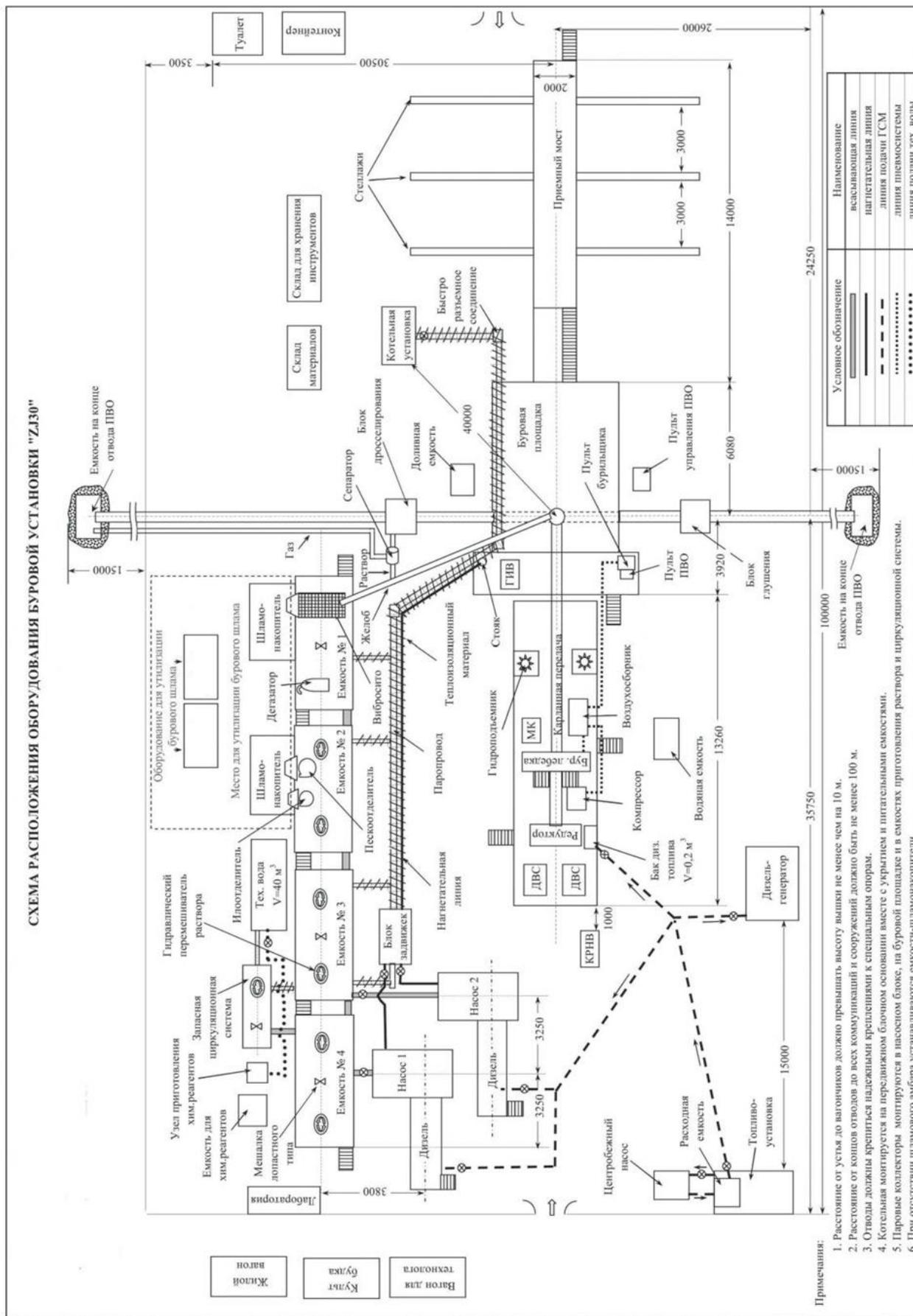
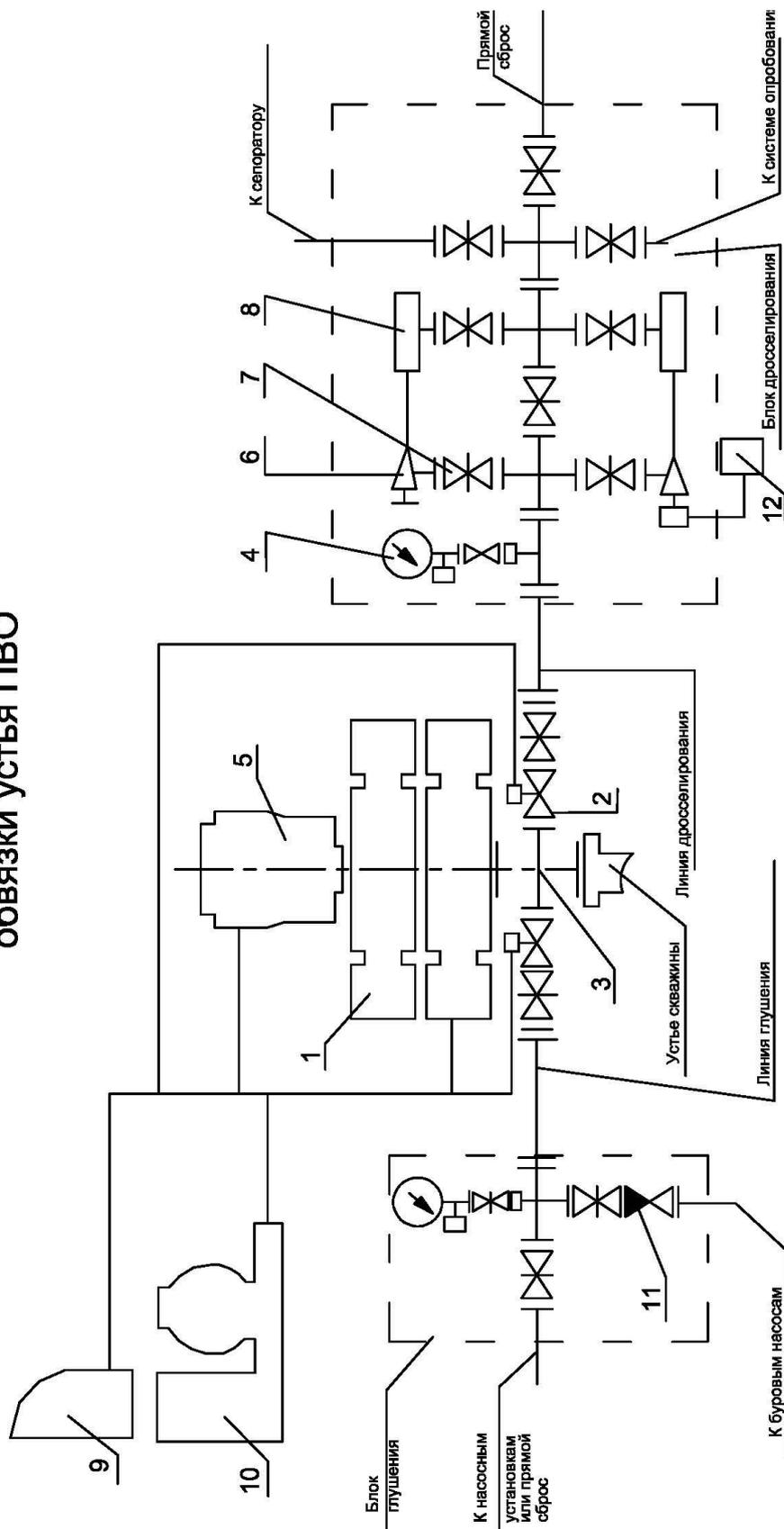
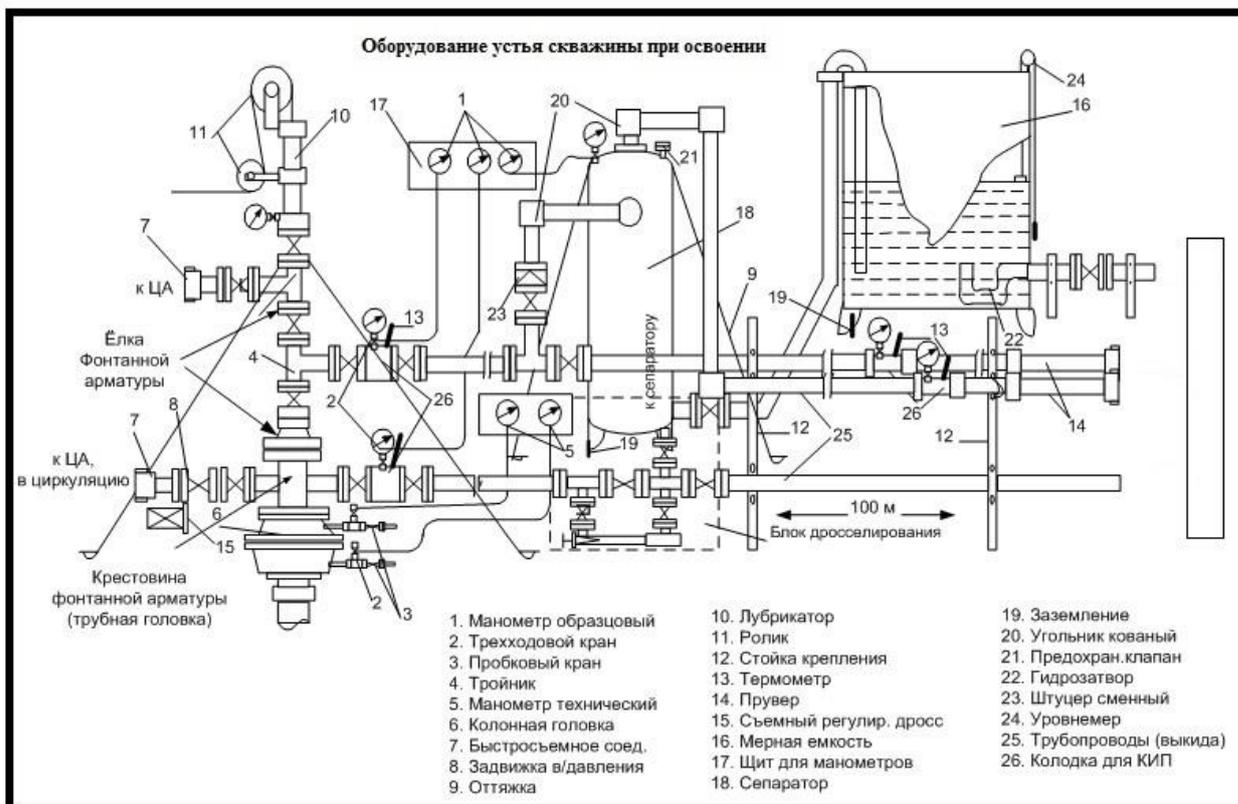


СХЕМА обвязки устья ПВО



1 - плащенный преентор; 2 - задвижка с гидравлическим управлением; 3 - устьевая крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 5 - кольцевой преентор; 6 - дроссель регулируемый с ручным управлением; 7 - задвижка с ручным управлением; 8 - гаситель потока; 9 - вспомогательный пулт; 10 - станция гидропривода; 11 - обратный клапан; 12 - пулт управления гидроприводным дросселем.

Приложение 4



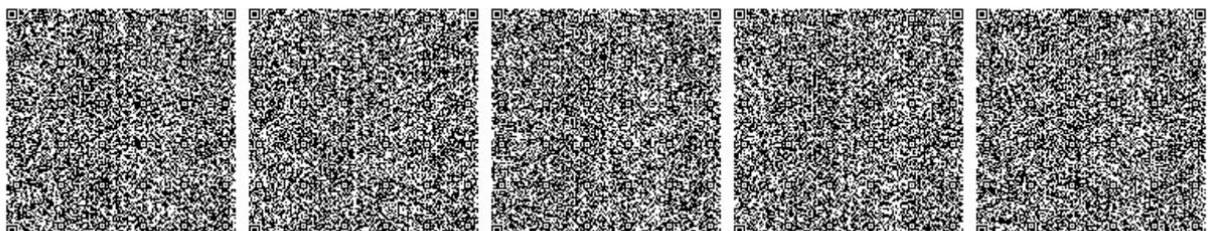


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

18.03.2016 года

16004900

Выдана	<p>Товарищество с ограниченной ответственностью "Актюбинский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"</p> <p>030002, Республика Казахстан, Актюбинская область, Актюбе Г.А., г.Актюбе, УЛИЦА МИРЗОЯНА, дом № 17., БИН: 981140002504</p> <p>(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)</p>
на занятие	<p>Проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа</p> <p>(наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
Особые условия	<p>(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)</p>
Примечание	<p>Неотчуждаемая, класс 1</p> <p>(отчуждаемость, класс разрешения)</p>
Лицензиар	<p>Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.</p> <p>(полное наименование лицензиара)</p>
Руководитель (уполномоченное лицо)	<p>БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ</p> <p>(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))</p>
Дата первичной выдачи	14.04.2010
Срок действия лицензии	
Место выдачи	г.Астана



16004900



Страница 1 из 2

ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 16004900

Дата выдачи лицензии 18.03.2016 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности:

- Составление технико-экономического обоснования проектов для месторождений углеводородного сырья
- Составление технологических регламентов для месторождений углеводородного сырья
- Составление проектных документов для месторождений углеводородного сырья

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиат

Товарищество с ограниченной ответственностью "Актюбинский научно-исследовательский геологоразведочный нефтяной институт"

030002, Республика Казахстан, Актюбинская область, Актюбе Г.А., г.Актюбе, УЛИЦА МИРЗОЯНА, дом № 17., БИН: 981140002504

(полное наименование, местонахождение, бизнес-идентификационный номер юридического лица (в том числе иностранного юридического лица), бизнес-идентификационный номер филиала или представительства иностранного юридического лица – в случае отсутствия бизнес-идентификационного номера у юридического лица/полностью фамилия, имя, отчество (в случае наличия), индивидуальный идентификационный номер физического лица)

Производственная база

Республика Казахстан, 030002, Актюбинская область, г. Актюбе, ул. Мирзояна, дом 17

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

(в соответствии со статьей 36 Закона Республики Казахстан «О разрешениях и уведомлениях»)

Лицензиар

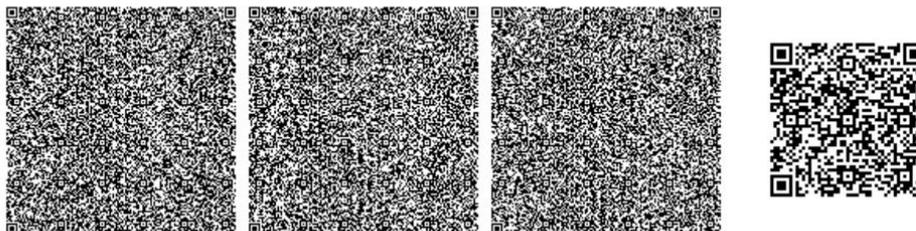
Комитет экологического регулирования, контроля и государственной инспекции в нефтегазовом комплексе. Министерство энергетики Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель (уполномоченное лицо)

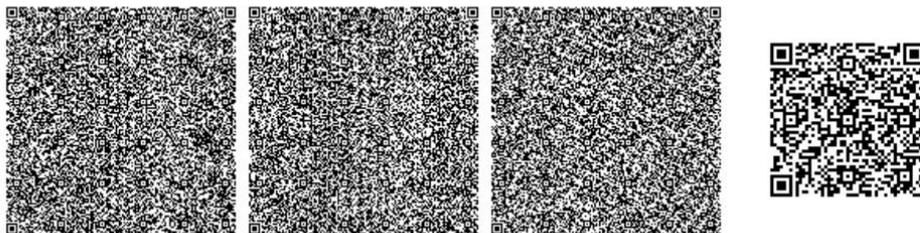
БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық шифрлік қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маным бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.

Номер приложения 001
Срок действия
Дата выдачи приложения 18.03.2016
Место выдачи г.Астана



Осы құжат «Электронды құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» Қазақстан Республикасының 2003 жылғы 7 қаңтардағы Заңы 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатпен маным бірдей. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года "Об электронном документе и электронной цифровой подписи" равнозначен документу на бумажном носителе.