



АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»

УТВЕРЖДАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Бузачи Нефть»

_____ **С.Е. Асанова**

« ____ » _____ **2026 г.**

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
№ 304, 306, 307, 308, 309 НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАРАТУРУН ЮЖНЫЙ**

Договор № 2025.ОИ-11895 от 24.12.2025 г.

**Генеральный директор,
канд. экон. наук**

И.О. Герштанский

**Заместитель генерального
директора по бурению,
добыче и исследованиям**

Г.А. Белоножкин

**Заместитель генерального
директора по экологии**

А.О. Дусенбаева

**Заместитель генерального
директора по геологии**

В.Э. Шефер

Ақтау, 2026



**АО «НИПИнефтегаз
им. О.С. Герштанского»**

ТОО «Бузачи Нефть»

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
№ 304, 306, 307, 308, 309 НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАРАТУРУН ЮЖНЫЙ**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № кау-478

ПРОТОКОЛ

научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»

«27» сентября 2026 года

г. Актау

Присутствовали:

Дусенбаева А.О. – зам. генерального директора по экологии

Белоножкин Г.А. – зам. генерального директора по бурению, добыче и исследованиям

Шефер В.Э. – зам. генерального директора по геологии

Кулиева А.Ю. – старший специалист департамента бурения

Рассматриваемый вопрос:

«Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный».

Выступил:

Белоножкин Г.А. кратко изложил о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической частью проекта и графическими приложениями.

В обсуждении приняли участие Шефер В.Э., Дусенбаева А.О.

Принятое решение:

Передать «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный» для рассмотрения и согласования Заказчику ТОО «Бузачи нефть».

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Кулиева А.Ю.

ПРОТОКОЛ
совместного совещания ТОО «Бузачи нефть» и
департамента бурения АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»

« 4 » сентя 2026 года

г. Актау

Присутствовали:

Дуйсембаев Д.М. – Первый заместитель генерального директора ТОО «Бузачи нефть»
Тулесинов Г.Е. – Директор департамента по бурению, КРС и ПРС ТОО «Бузачи нефть»
Белоножкин Г.А. – Зам.ген.директора по бурению, добыче и исследованиям АО "НИ-
ПИнефтегаз им. О.С.Герштанского"
Кулиева А.Ю. – старший специалист департамента бурения АО "НИПИнефтегаз им.
О.С.Герштанского"

Рассматриваемый вопрос:

«Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный».

Выступили:

Белоножкин Г.А. кратко изложил о проделанной работе над проектом. Ознакомил с технической частью проекта и графическими приложениями.

Тулесинов Г.Е. отметил, что проект выполнен на качественном уровне, в соответствии с техническим заданием и требованиями нормативной документации.

В обсуждении приняли участие: Дуйсембаев Д.М., Кулиева А.Ю.

Принятое решение:

Рекомендовать «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный» для рассмотрения и согласования с органами Государственного контроля Республики Казахстан.

Подписи:

 Д.М. Дуйсембаев
 Г.Е. Тулесинов

 Г.А. Белоножкин
 А.Ю. Кулиева



СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<u>Должность</u>		<u>ФИО / раздел</u>
Заместитель генерального директора по бурению, добыче и исследованиям		Г.А. Белоножкин 1, 2, 3, 4, 1-5, 1-6, 1-7, 1-8, 1-9, 11-16
Главный специалист департамента геологоразведочных работ		А.Ж. Таганова 1-4
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева 3.1-10
Главный специалист департамента бурения / ГИП		В.Ю. Усков 1-12, 1-15.2, 1-15.4, 3, ГТН, приложения
Главный специалист департамента охраны недр и окружающей среды		В.В. Целпанова 3.1 – 3.12
Старший специалист департамента бурения Нормоконтролер		А.Ю. Кулиева 1-10, 1-11, 1-14, 1-15.1, 1-13, 2

РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный», далее Проект.

Проект содержит 206 стр., 14 рис., 190 табл., 154 источников, 19 приложений.

СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, ИСХОДНЫЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ, КОНСТРУКЦИЯ, БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ, БУРЕНИЕ, КРЕПЛЕНИЕ, ИСПЫТАНИЕ, ОБЪЕМ РАБОТ ПО МОНТАЖУ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРОМЫШЛЕННАЯ, ПОЖАРНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ОХРАНА ТРУДА, ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ.

Цель работы - расчет конструкции скважин, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважин, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, расчет продолжительности проводки скважин.

Проект выполнен по форме и содержанию согласно «Макету рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87).

Проект разработан в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК:

- «Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ», утвержденные МЭ РК №97 от 09.03.23 г.;

- «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр», утвержденные МЭ РК №239 от 15.06.18 г.;

- «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355.

ДАННЫЙ ПРОЕКТ ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВНЫМ ДОКУМЕНТОМ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАТУРУН ЮЖНЫЙ.

СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	<u>стр.</u>
Раздел 1 Общая пояснительная записка	9
1. Сводные технико-экономические показатели	10
2. Основание для проектирования	13
3. Общие сведения	14
4. Геологическая характеристика	16
5. Конструкция скважины	46
6. Профиль ствола скважины	53
7. Буровые растворы	
7.1 Выбор типа промывочной жидкости для бурения (бурового раствора) и перфорационной жидкости	54
8. Углубление скважины	69
8.1 Нормы на механическое бурение	81
9. Крепление скважины	
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	82
9.2 Цементирование обсадных колонн	94
9.3 Оборудование устья скважины	104
10. Испытание скважины	
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	105
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	106
11. Дефектоскопия и опрессовка	116
12. Строительные и монтажные работы	
Выбор буровой установки	118
12.1 Подготовительные работы к строительству скважины	121
12.4 Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования	
- ZJ20	123
- ZJ30	128
- УПА-60/80	131
13. Продолжительность строительства скважины	135
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средств контроля и диспетчеризации	136
15. Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно- гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважин	140
15.1 Оценка степени риска при строительстве скважин	155

15.2 Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	163
15.3 Требования к коррозионной защите оборудования и труб	173
15.4 Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов	176
16. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин	180
Раздел 2 Организация строительства	185
1. Сведения о водоснабжении	186
1.1 Расчет расхода воды	187
2. Сведения об энергоснабжении	188
3. Схема транспортировки грузов и вахт	193
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	194
5. Паспорт технического проекта	197
Раздел 3 Охрана окружающей среды	199
1. Охрана недр	200
2. Охрана окружающей среды	206

4 Рабочая документация

Приложение 1. Задание на разработку технического проекта

Приложение 2. Геолого-технический наряд

Приложение 3. Типовая схема расположения оборудования буровой установки ZJ20

Приложение 4. Типовая схема расположения оборудования буровой установки ZJ30

Приложение 5. Типовая схема расположения оборудования буровой установки УПА-80

Приложение 6. Типовая схема № 45 обвязки устья скважины ПВО при бурении

Приложение 7. Схема оборудования устья скважины

Приложение 8. Схема обвязки наземного оборудования при испытании

Приложение 9. Схема обвязки цементировочного оборудования

Приложение 10. Технология установки аварийного цементного моста

Раздел 1

Общая пояснительная записка

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины.	
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту.	304, 306, 307, 308, 309
3	Площадь (месторождение).	Каратурун Южный
4	Расположение (суша, море).	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м.	-
6	Цель бурения и назначение скважины.	добыча газа
7	Проектный горизонт.	юра
8	Проектная глубина, м: по вертикали; по стволу.	1200 (±250) -
9	Число объектов испытания: в колонне; в открытом стволе.	5 -
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
11	Тип профиля.	-
12	Азимут бурения, град.	-
13	Максимальный зенитный угол, град.	-
14	Максимальная интенсивность изменения угла, град/30м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного пласта, м	-
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м.	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровле продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м.	-
18	Металлоёмкость конструкции, кг/м.	48,7
19	Способ бурения.	роторный
20	Вид привода.	ДВС
21	Вид монтажа (первичный, повторный).	первичный, повторный
22	Тип буровой установки.	ZJ-20, ZJ-30 или аналогичные буровые станки по грузоподъемности
23	Тип вышки.	телескопическая
24	Наличие механизмов АСП (да, нет).	нет
25	Номер основного комплекта бурового оборудования.	-
26	Максимальная масса колонны, т: обсадной; бурильной.	33,2 51,3
27	Тип установки для испытания.	УПА-60/80 или аналогичные установки по грузоподъемности
28	Продолжительность цикла строительства скважины, сут в том числе: строительно-монтажные работы; подготовительные работы к бурению; бурение и крепление; испытание, всего в том числе: в открытом стволе; в эксплуатационной колонне.	112,1 7,0 2,0 20,0 83,1 - 83,1
29	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	1800

Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	324	0	50	0	50
Кондуктор	244,5	0	450	0	450
Эксплуатационная колонна	168,3	0	1200	0	1200
Примечание - Глубины спуска обсадных колонн следует корректировать по фактическим геологическим данным.					

Таблица 1.3 -Дополнительные сведения

Мощность тру- боремонтных баз или площа- док, тыс.м бур- овых труб	Наличие тампо- нажной конто- ры или тампо- нажного цеха (да, нет)	Среднегодовое коли- чество буровых станков в бурении		Время пребывания турбобура на забое, %	Время механи- ческого бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буро- вой бригады: сдельная, повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачива- емости бур- труб, %
		и испы- таний	в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
-	ДА	2	-	-	нет	по заявке	повременная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жид- кости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора					Дополнительные рабочие		Объём по- вторно ис- пользуе- мого рас- твор, м³	Отходы бурения (отработанный рас- твор, шлам, сточные воды, нефтепродук- ты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
				интервал глубины, м		количе- ство	число смен работы	количество		число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			Всего	в том числе подлежат захоро- нению су		
при бурении	до	от	до	от (верх)	до (низ)			раствора	раствора		рей	электро- монтаж		рей	раствора, м³	раствора, м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
0	1200	0	1200	0	1200	2	-	1	1	2	225,9*	Шлам	86,1	86,1		
												Сточные воды	41,0	41,0		
												Отработанный буровой раствор**	389,8	389,8		

* Оставшийся после бурения и испытания скважины буровой раствор объемом 225,9 м³ допускается использовать повторно при бурении другой скважины.
** Вывозится на утилизацию в составе шлама

Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважин

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			глубина, м	диаметр, мм	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
-	в течении всего срока эксплуатации		не планируется	1176	147,2	Общая коррозия	незначительная*	-	-	-

* Смотрите 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
1	2	3
нет	нет	нет
		свыше одного года
		4
		нет

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1- Список документов, которые являются основанием для проектирования

№№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	"Проект разработки месторождения Каратурун Восточный"
2	Договор № 2025.ОИ-11895 от «24» декабря 2025 г. между ТОО «Бузачи Нефть» и АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского» на разработку «Группового технического проекта на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный», подписанный генеральным директором ТОО "Бузачи нефть" Асановой С.Е.
3	Задание на разработку «Группового технического проекта на строительство эксплуатационных скважин № 304, 306, 307, 308, 309 на газовом месторождении Каратурун Южный», утвержденное генеральным директором ТОО "Бузачи нефть" Асановой С.Е.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Каратурун Южный
Блок (номер и /или название)	
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Мангистауская
район	Мангистауский, п-в Бузачи
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1986
Температура воздуха, С ⁰	
среднегодовая	+6,5
наибольшая летняя	+45
наименьшая зимняя	-30
Среднегодовое количество осадков, мм	100-150
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,8
Продолжительность отопительного периода в году, сут	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут	120
Азимут преобладающего направления ветра, град	45, 90, 135
Наибольшая скорость ветра, м/с	28

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	Степь с многочисленными сорами
Почвенный слой	-
Растительный покров	скудный
Категория грунта	вторая

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	1,9 га	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; энергоснабже- ние, связь, местные строймате- риалы и т.д.)	Источник за- данного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго- привода, связи и строймате- риалов
1	2	3	4
Техническая вода	Магистральный водовод	-	Автоцистерна
1. Для хозяйственных нужд	привозная	30	Автоцистерна
2. Для питьевых целей	бутилированная	30	Автомобиль
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	Буровая	Низковольтная ЛЭП на ж/б или метал. опорах
Связь	Спутниковая		Связь с головным офисом и представительством
Местные стройматериалы	Местный карьер	15	Автосамосвал

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяжённость, км	Характер покрытия (гравийное, из лесомате- риалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
Сооружение подъездных путей по отдельному проекту				

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	Название	расстоя- ние до буровой км	наличие (да, нет)	Название	расстоя- ние до буровой км
1	2	3	4	5	6
Да	Актау-Каламкас	280 30	нет	-	-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
месторождения Каратурун Южный
для разработки группового технического проекта
на строительство эксплуатационных скважин

№ скважин: **304, 306, 307, 308, 309.**

Цель бурения: **добыча газа**

Проектный горизонт: **J (юра)**

Проектная глубина
по вертикали, TVD: **1200 м (±250 м)**

Вид профиля: **вертикальный**

Альтитуда ротора: **минус 20 м**

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов, град.		Кэф. кавер- нозности в в интервале
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	280	Турон-маастрихт	K ₂ t-st-km-m	1	68-98	1,10
280	360	Сеноман	K ₂ s	1	68-98	1,20
360	655	Альб	K ₁ al	1	68-98	1,20
655	820	Апт	K ₁ a	1	68-98	1,20
820	960	Баррем	K ₁ br	1	68-98	1,20
960	1020	Готерив	K ₁ g	1	68-98	1,20
1020	1030	Валанжин	K ₁ v	2	68-98	1,20
1030	1200 (±250 м)	Юра	J	2	68-98	1,10

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, 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
K ₂ t-st-km-m	0	280	Мергели	60	Мергели тонкозернистые, алееритистые.
			Мел	15	Мел белый, писчий различной плотности.
			Известняки	15	Известняки серовато-желтые и розовато-белые, крепкие.
			Глины	10	Глины зеленовато-серые, слабоизвестковистые.
K ₂ s	280	360	Алевролиты	40	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
			Глины	50	Глины коричневатого-серые известковистые.
			Песчаники	10	Песчаники серые, разнотернистые.
K ₁ al	360	655	Глины	30	Глины темно-серые почти черные.
			Алевролиты	50	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
			Пески	10	Пески серые, разнотернистые.
			Песчаники	10	Песчаники серые, мелкозернистые, от слабо- до крепкосцементированных.
K ₁ a	655	820	Глины	65	Глины темно-серые, тонкослоистые, песчаные.
			Песчаники	25	Песчаники серые, мелкозернистые, от слабо- до крепкосцементированных.
			Алевролиты	10	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
K ₁ br	820	960	Глины	50	Глины темно-серые, тонкослоистые, песчаные.
			Алевролиты	40	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
			Песчаники	10	Песчаники серые, мелкозернистые, от слабо- до крепкосцементированных.
K ₁ g	960	1020	Пески	30	Пески серые, разнотернистые.
			Глины	50	Глины коричневатого-бурые до зеленовато-серых, слабоизвестковистые.
			Алевролиты	20	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
K ₁ v	1020	1030	Алевролиты	30	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.
			Глины	50	Глины коричневатого-бурые до зеленовато-серых, слабоизвестковистые.
			Известняки	20	Известняки доломитизированные, органогенно-детритовые.
J	1030	1200 (±250 м)	Пески	20	Пески серые, разнотернистые.
			Глины	50	Глины темно-серые, тонкослоистые, песчаные.
			Алевролиты	30	Алевролиты серые, мелкозернистые, слабо- и крепкосцементированные.

Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность г/см ³	Порис- тость, %	Прони- цае- мость, мД	Гли- нис- тость, %	Кар- бонат- ность, %	Соле- ность, %	Сплош- ность	Твер- дость, *10 ⁷ Па	Раскло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэф- фици- ент Пуас- сона	Модуль Юнга, *10 ⁷ Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание)
	от	до															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
K ₂ t-st-km-m	0	280	Мергели	2,45	-	-	-	-	-	3,0	10-48	1	2,5	Мягкие, средние	0,36	1100	0,21
			Мел	2,45	-	-	-	-	-	2,0		2	1		0,30	400	0,75
			Известняки	2,45	-	-	-	-	-	2,5		2	2,5		0,25	1200	0,16
			Глины	1,98	-	-	-	-	-	3,5		1	4		0,50	200	0,75
K ₂ s	280	360	Алевриты	1,83	-	-	-	-	-	1,5	10-40	2	6	Мягкие, средние	0,30	400	0,21
			Глины	1,99	-	-	-	-	-	3,5		1	4		0,50	200	0,75
			Песчаники	1,77	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Глины	2,05	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21
K ₁ al	360	655	Алевриты	1,91	-	-	-	-	-	3,5	10-40	1	1,5	Мягкие, средние	0,50	200	0,75
			Пески	1,84	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
			Песчаники	1,84	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Глины	2,08	-	-	-	-	-	3,5		1	1,5		0,50	200	0,75
K ₁ a	655	820	Песчаники	1,87	-	-	-	-	-	1,5	20-90	2	6,5	Мягкие, средние	0,27	500	0,16
			Алевриты	1,95	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21
			Глины	2,09	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,50	200	0,75
			Алевриты	1,96	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21
K ₁ br	820	960	Песчаники	1,88	-	-	-	-	-	1,5	20-125	2	6,5	Мягкие, средние, твердые	0,27	500	0,16
			Пески	1,89	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
			Глины	2,09	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,50	200	0,75
			Алевриты	1,97	-	-	-	-	-	1,5		2	5,5		0,30	400	0,21
K ₁ v	1020	1030	Алевриты	1,97	-	-	-	-	-	1,5	30-127	2	6	Средние, твердые	0,30	400	0,21
			Глины	2,09	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,50	200	0,75
			Известняки	2,47	-	-	-	-	-	2,5		2	3		0,25	1200	0,16
			Пески	1,98	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
J	1030	1200 (+25 0 м)	Глины	2,17	-	-	-	-	-	3,5	25-140	1	3	Средние, твердые	0,50	200	0,75
			Песчаники	2,07	20-35	10-55	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21
			Алевриты	2,07	20-35	10-55	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21
			Алевриты	2,07	20-35	10-55	-	-	-	1,5		2	6		0,30	400	0,21

Таблица 4.4 - Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал залегания многолетнемерзлых пород		Тип многолетне- мерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, про- пластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных, напорных (защем- ленных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Многолетнемерзлые породы в разрезе отсутствуют								

4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 - Нефтеносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- лктора	Плотность, г/см ³		Подвиж- ность, Д на сП	Содержа- ние серы, % по весу	Содер- жание парафина, % по весу	Сво- бод- ный де- бит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					коэффи- циент сжимае- мости	давление на- сыщения в плас- товых условиях, *10 ⁵ Па/м
	от (верх)	до (низ)		в пласто- вых ус- ловиях	после дегаза- ции					газовый фактор, м ³ /м ³	содержа- ние серо- водорода %,	содержа- ние угле- кислого газа, %	относитель- ная по возду- ху плотность газа			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	
Нефтеносные интервалы отсутствуют.																

Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- лектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконден- сата, г/см³		Фазовая проницае- мость, мД
	от (верх)	до (низ)			серово- дорода	углекис- лого газа				в пласто- вых усло- виях	на устье скважи- ны	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Ю-I	1030	1035	Поров	газ	-	0,03	0,580	0,810	131000*	-	-	-
Ю-II	1041	1059	Поров	газ	-	0,03	0,580	-	131000*	-	-	-
Ю-III	1072	1085	Поров	газ	-	0,03	0,580	-	131000*	-	-	-
Ю-IV	1095	1110	Поров	газ	-	0,03	0,580	-	131000*	-	-	-
Ю-V	1120	1130	Поров	газ	-	0,03	0,580	-	131000*	-	-	-

Примечание:
* По аналогии с месторождением Каламкас.

Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит м ³ /сут	Фазо- вая про- ницае- мость, мД	Химический состав воды, (мг-экв/л)/(мг/л)						Степень минера- лизаций, мг/л	Тип воды по Сулину: СФН-сульфатно- натриевый, ГКН- гидрокарбонатно- натриевый, ХЛМхлормagneзий, ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K ₂ s	160	280	Поров	1,05	-	-	131,5	0,5	0,7	107,8	14,4	16,6	7724,3	ХЛК	нет
							4667,9	25,0	45,1	2479,4	175,1	331,8			
K ₁ al	280	360	Поров	1,05	-	-	131,5	0,5	0,7	107,8	14,4	16,6	7724,3	ХЛК	нет
							4667,9	25,0	45,1	2479,4	175,1	331,8			
K ₁ a	360	655	Поров	1,05	-	-	131,5	0,5	0,7	107,8	14,4	16,6	7724,3	ХЛК	нет
							4667,895	24,96	45,14	2479,4	175,07	331,8			
Ю-I	1035	1040	Поров	1,10	10	-	2742,1	21,2	4,9	1817,8	511,9	438,7	155489,6	ХЛК	нет
							97344,55	1017,6	298,9	41809,4	6245,2	8774			
Ю-II	1040	1059	Поров	1,12	10	-	3133,2	38,0	2,6	2293,4	48,0	832,8	183201,4	ХЛК	нет
							111229,0	1824,0	158,6	52748,2	585,6	16656,0			
Ю-III	1085	1090	Поров	1,12	10	-	3133,2	38,0	2,6	2293,4	48,0	832,8	183201,4	ХЛК	нет
							111229,0	1824,0	158,6	52748,2	585,6	16656,0			
Ю-V	1130	1135	Поров	1,12	10	-	3133,2	38,0	2,6	2293,4	48,0	832,8	183201,2	ХЛК	нет
							111229,0	1824,0	158,6	52748,2	585,6	16656,0			

Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР- прогноз по сейсмореазведочным данным, ППФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления								Градиент				Температура в конце интервала	
			пластового				порового				гидроразрыва пород		горного давления			
	от (верх)	до (низ)	*10 ⁵ Па/м		источник получения	*10 ⁵ Па/м		источник получения	*10 ⁵ Па/м		от (верх)	до (низ)	источник получения	°С	источник получения	
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
K ₂ t-st-km-	0	280	0,000	0,105	РФЗ	0,000	0,105	ППФ	0,000	0,192	ППФ	0,000	0,238	ППФ	15,0	РФЗ
K ₂ s	280	360	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	ППФ	0,192	0,183	ППФ	0,238	0,223	ППФ	17,3	РФЗ
K ₁ al	360	655	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	ППФ	0,183	0,169	ППФ	0,223	0,206	ППФ	28,5	РФЗ
K ₁ a	655	820	0,105	0,105	РФЗ	0,105	0,105	ППФ	0,169	0,168	ППФ	0,206	0,205	ППФ	32,4	РФЗ
K ₁ br	820	960	0,105	0,112	РФЗ	0,105	0,112	ППФ	0,168	0,160	ППФ	0,205	0,205	ППФ	33,0	РФЗ
K ₁ g	960	1020	0,112	0,112	РФЗ	0,112	0,112	ППФ	0,160	0,160	ППФ	0,205	0,205	ППФ	34,7	РФЗ
K ₁ v	1020	1030	0,112	0,111	РФЗ	0,112	0,111	ППФ	0,160	0,170	ППФ	0,205	0,205	ППФ	35,0	РФЗ
J	1030	1200	0,111	0,110	РФЗ	0,111	0,110	ППФ	0,170	0,166	ППФ	0,205	0,207	ППФ	43,5	РФЗ

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Максима- льная ин- тенсив- ность пог- лощения, м ³ /ч	состояние с- татическо- го уровня при с- аксимально снижении, м	Имеется ли поте- ря цир- куляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, *10 ⁵ Па/м		Условия возникновения
	от	до				при вскры- тии	после изо- ляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ t-st-km-m K ₂ s-K ₁ v	5	280	Частичное	-	Нет	0.118-0.120	0,192	Несоблюдение параметров бурового раствора
	160	1030			Нет	0.120-0.124	0.183-0.170	
J	1030	1200	Частичное	-	Нет	0,125	0,166	Поглощения возможны при вскрытии трещеноватых или тонкопереслаивающихся пород.

Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Бутовые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложнения, сут.	Мероприяти по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
			тип раст- вора	плотность, г/см ³	дополнительные дан- ные, влияющие на ус-			
	от (верх)	до (низ)			тойчивость пород	условная вязкость, сек		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
K ₂ s	280	360	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
K ₁ al	360	655	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
K ₁ a	655	820	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
K ₁ br	820	960	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
K ₁ g	960	1020	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
K ₁ v	1020	1030	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка
J	1030	1200	Полимерхлор- калиевый	1,25	40-50	4-5	При вскрытии	Проработка, промывка

Таблица 4.11 - Нефтегазоводопооявления

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида (вода,нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликви- дации газо- проявле- ния, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избы- точных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, пере- лива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Ю-I	1030	1035	газ	1035	0.580*	-	При вскрытии газонасыщенных пород	В виде уменьшения плотности бурового раствора, появление пузырьков газа.
Ю-II	1041	1059	газ	1059	0.580*	-	При вскрытии газонасыщенных пород	
Ю-III	1072	1085	газ	1085	0.580*	-	При вскрытии газонасыщенных пород	
Ю-IV	1095	1110	газ	1110	0.580*	-	При вскрытии газонасыщенных пород	
Ю-V	1120	1130	газ	1130	0.580*	-	При вскрытии газонасыщенных пород	
Примечание:								
*Относительная по воздуху плотность газа.								

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, зак- липки, сальни- кообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие огра- ничения на ос- тавление инст- румента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плот- ность г/см ³	водот- дача см ³ /30 мин	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
K ₂ s	280	360	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения в отдельных интервалах
K ₁ al	360	655	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	
K ₁ a	655	820	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	
K ₁ br	820	960	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	
K ₁ g	960	1020	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	
K ₁ v	1020	1030	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,20-1,24	4-5	-	Да	
J	1030	1200 (±250 м)	Затяжки и посадки	Полимерхлор- калиевый	1,25	4-5	-	Да	

Таблица 4.13 - Текучие породы

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

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания пород, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Прочих возможных осложнений не ожидается.				

4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама, грунтов

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама			Параметры отбора грунтов		
	Интервал, м		Мини- мальный диаметр, мм	Макси- мальная проходка за рейс, м	Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
J	-	-	-	-	1030	1200	5			
Ю-I	1030	1037	80	7						
Ю-II	1043	1050	80	7						
Ю-III	1073	1080	80	7						
Ю-IV	1095	1102	80	7						
Ю-V	1120	1127	80	7						
J ₂	1193	1200	80	7						
Отбор грунтов не планируется										
Примечания: 1 Интервалы отбора керна должны уточняться в оперативном порядке на скважине геологической службой Недропользователя. 2 В случае нефтегазопроявлений предполагается отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отбора грунтов устанавливается Геологической службой Недропользователя.										

Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся в интервале, м			Скважинная аппаратура и приборы		Промышленно-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	от (верх)	до (низ)	тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. Стандартный каротаж кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременной записью ПС, радиоактивный каротаж (ГК, НГК), кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия.	1:500	50	0	50	-	-	-	-	-
2. Стандартный каротаж кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременной записью ПС, радиоактивный каротаж (ГК, НГК), кавернометрия, профилометрия, термометрия, инклинометрия.	1:500	450	50	450	-	-	-	-	-
		1 200	450	1 200					
3. Многозондовый индукционный каротаж*, акустический каротаж, радио-активный каротаж (ГК, ННК); литоплотностной каротаж (ГТКп+РЕГ); боковой каротаж (БК), гамма-спектральный каротаж (СГК); кавернометрия-профилометрия.	1:200	1200	870	1200	-	-	-	-	-
4. ОЦК, АКЦ-ФКД или IBC/USIT (Shlumberger)	1:500	50	0	50	-	-	-	-	-
		1200	0	1200					
5. Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины. Модульным динамическим пластоиспытателем МДТ или RFT	-	В интервале продуктивных пластов			Для замера пластового давления с последующей оценкой проницаемости пород, в определенных точках открытого ствола.				
6. Привязка интервалов отбора керна по ГК, БК	-	1200	870	1200	-	-	-	-	-
7. ГТИ	-	1200	450	1200	Станция ГТИ				
8. ВСП	-	-	-	-	Проведение в одной скважине.				

Примечания:

1 При отсутствии многозондового индукционного зондирования допускается выполнение записи МБК, МКЗ.

2 Забой скважины, объёмы и интервалы вышеперечисленных геолого-геофизических исследований могут корректироваться при строительстве скважин с учётом фактического разреза скважины и только с разрешения Заказчика.

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование) пласто- испытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	Глубина ниж- ней грани- цы объекта, м	Количество циклов про- мывки после проработки	интервал, м		Количес- тво проб, шт
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
Испытание пластов в процессе бурения не планируется						

Таблица 4.18 - Прочие виды исследования

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Прочие виды исследования не планируются		

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

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

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Но- мер объ- екта (сниу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструк- ции продуктив- ного забоя: ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ, ФИЛЬТР, ЦЕМЕНТ, КОЛОННА	Тип установ- ки для испы- тания (освое- ния): ПЕРЕ- ДВИЖНАЯ, СТАЦИО- НАРНАЯ	Пласт фон- тани- рую- щий (ДА, НЕТ)	Коли- чество режи- мов (шту- церов) испы- тания, шт	Диа- метр шту- це- ров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнета- тельной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР-ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР-НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФТЬ), азрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессором (КОМПРЕССОР)	Опорожнение ко- лонны при испы- тании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- маль- ное сни- жение уров- ня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Ю-V	I	1120	1130	1117	1150	Колонна	Стационарная	ДА	3	3, 5, 7	1 Смена перфорационной жидкости на техническую воду. 2 Снижение уровня закачкой азота. 3 Очистка. 4 Предварительное испытание скважины. 5 Добавочная кумулятивная перфорация. 6 Обработка керосино-кислотной эмульсией. 7 Полное испытание скважины.	800	1,01
Ю-IV	II	1110	1115	1110	1117								
	II*	1095	1110	1090	1110								
Ю-III	III	1072	1085	1062	1090	Колонна	Стационарная	ДА	3	3, 5, 7			
Ю-II	IV	1041	1059	1031	1062								
Ю-I	V	1025	1035	1005	1031								
<u>Примечания:</u> * Дострел II объекта производится по решению Недропользователя; Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС.													

Таблица 4.19 (2) - Ориентировочный расчет сжигания газа при испытании объектов

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Но- мер объ- екта (сниу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Средний дебит газа одного объекта, тыс. м ³ /сут	Продолжитель- ность испытания, сут.	Ориентировочный объем сжигания газа, тыс. м ³
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
скв. 304						
Ю-V	I	1120	1130	23	8	184,00
Ю-IV	II	1110	1115	23	8	184,00
	II*	1095	1110	23	8	184,00
Ю-III	III	1072	1085	23	8	184,00
Ю-II	IV	1041	1059	23	8	184,00
Ю-I	V	1025	1035	23	8	184,00
Итого:					48	1104,00
скв. 306						
Ю-V	I	1120	1130	28,8	8	230,40
Ю-IV	II	1110	1115	28,8	8	230,40
	II*	1095	1110	28,8	8	230,40
Ю-III	III	1072	1085	28,8	8	230,40
Ю-II	IV	1041	1059	28,8	8	230,40
Ю-I	V	1025	1035	28,8	8	230,40
Итого:					48	1382,40
скв. 307						
Ю-V	I	1120	1130	28,8	8	230,40
Ю-IV	II	1110	1115	28,8	8	230,40
	II*	1095	1110	28,8	8	230,40
Ю-III	III	1072	1085	28,8	8	230,40
Ю-II	IV	1041	1059	28,8	8	230,40
Ю-I	V	1025	1035	28,8	8	230,40
Итого:					48	1382,40
скв. 308						
Ю-V	I	1120	1130	28,8	8	230,40
Ю-IV	II	1110	1115	28,8	8	230,40
	II*	1095	1110	28,8	8	230,40
Ю-III	III	1072	1085	28,8	8	230,40
Ю-II	IV	1041	1059	28,8	8	230,40
Ю-I	V	1025	1035	28,8	8	230,40
Итого:					48	1382,40
скв. 309						
Ю-V	I	1120	1130	28,8	8	230,40
Ю-IV	II	1110	1115	28,8	8	230,40
	II*	1095	1110	28,8	8	230,40
Ю-III	III	1072	1085	28,8	8	230,40
Ю-II	IV	1041	1059	28,8	8	230,40
Ю-I	V	1025	1035	28,8	8	230,40
Итого:					48	1382,40
Всего:					240	6633,60

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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Тол- щина перфора- ции, м	Вид перфорации: КУ- МУЛЯТИВНАЯ, ПУ- ЛЕВАЯ, СНАРЯД- НАЯ, ГИДРОПЕСКО- СТРУЙНАЯ, ГИ- ДРОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Коли- чест- во от- верс- тий на 1м, шт	Количес- тво одно- временно спускае- мых заря- дов, шт	Количес- тво спус- ков перфо- ратора	Предусмо- трен ли спуск пер- форатора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидропеско- струйной перфорации	
	Вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	Плот- ность, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	Раствор СаСl ₂	-	10	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	200	1	нет	Не планируются	
II	Раствор СаСl ₂	-	5	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	100	1	нет	Не планируются	
II*	Раствор СаСl ₂	-	15	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	300	1	нет	Не планируются	
III	Раствор СаСl ₂	-	13	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	260	1	нет	Не планируются	
IV	Раствор СаСl ₂	-	18	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	360	1	нет	Не планируются	
V	Раствор СаСl ₂	-	10	Кумулятивная	3 ³ / ₈ "Power Jet Omega 3506	20	200	1	нет	Не планируются	

Примечания:

- *Дострел II объекта производится по решению Недропользователя;
- 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.

Таблица 4.21 - Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости при нагнетании

Номер объ- екта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРА- БОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙ- НАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕ- РЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количес- тво опе- раций, устано- вок, им- пульс- ов, спус- ков	Плот- ность жид- кост- и в колон- не, г/см ³	Давле- ние на устье, *10 ⁵ Па	Темпе- ратура закачи- ваемой жидко- сти, °C	Глуби- на уста- новки пакера, м	Тол- щина перфо- рации, м	Типораз- мер пер- форатора	Коли- чест- во от- верстий на 1 м, шт.	Коли- чество одно- ременно спуска- емых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
При получении слабых притоков предусматривается уплотнение заряда и обработка призабойной зоны скважины с целью интенсификации притока.											
<u>Примечания:</u> 1 Технология интенсификации притока уточняется по данным бурения и гидродинамических исследований скважины; 2 Тип и параметры перфоратора могут быть изменены по желанию Заказчика.											

Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объек- та (см. табл. 4.19)	Наименование работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ Понижение уровня аэрации; ТЕМ- ПЕРАТУРНЫЙ ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТ- КА ОБЪЕКТА, ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие допол- нительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица изме- рения	Коли- чество	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5
Не предусматриваются				

Таблица 4.23 - Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, г/см ³		Пластовое давле- ние на период поздней эксплу- атации,	Максималь- ный динами- ческий уро- вень при экс- плуатации,	Установившаяся при эксплу- атации температура, °С		Данные по объекту, содер- жащему свободный газ		Заданный ко- эффициент за- паса прочно- сти на смятие в фильтровой зоне
	на период вво- да в эксплуа- тацию	на период поздней экс- плуатации			в колонне на устье скважи- ны,	в эксплуата- ционном объекте	длина столба газа по вер- тикали,	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Данные по эксплуатационным объектам отсутствуют.									

Таблица 4.24 - Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (опробования) скважин

Номер объекта (см.табл 4.19)	Относится ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощно- сти до 5 м	при мощно- сти до 5 м	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов при- тока в наг- нетатель- скважине	гидрогазодина- мические иссле- дования в экс- плуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодина- мические исследо- вания	шаблони- рование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I-V	Нет	Нет	Да	Нет	Две	Да	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стро- тиграфичес- кого подраз- деления	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнета- емого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания				Пакер		Жидкость за НКТ		
		от (верх)	до (низ)		плот- ность жид- кости г/см ³	относитель- ная по воз- духу плот- ность наг- нетаемого газообраз- ного агента	интен- сивно- сить наг- нетания, м ³ /сут	давле- ние на устье, *10 ⁵ Па	темпе- ратура нагнет- аемого агента, °C	шифр	глубина установ- ки, м	тип	плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Нагнетательные скважины данным проектом не планируются.													

Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратегического 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
18	Каратурун Морской	839	886	K _{1g}	Поглощение частичное	Во время бурения наблюдались частичные поглощения в интервале 843-880 м. Полимерхлоркалийный раствор: $p - 1,2-1,22 \text{ г/см}^3$; $T - 40-50 \text{ с}$; $B - 4-5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
18	Каратурун Морской	886	1220	K _{1v}	Поглощение частичное	Во время бурения наблюдались частичные поглощения в интервале 880-890 м. Полимерхлоркалийный раствор: $p - 1,24-1,26 \text{ г/см}^3$; $T - 40-50 \text{ с}$; $B - 4-5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
18	Каратурун Морской	1220	1313	J ₂	Поглощение частичное	Во время бурения наблюдались частичные поглощения в интервале 890-1200 м. Полимерхлоркалийный раствор: $p - 1,24-1,26 \text{ г/см}^3$; $T - 40-50 \text{ с}$; $B - 4-5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5788	Каламкас	760	-	K _{1nc}	Поглощение	На глубине 760 м зафиксировано частичное поглощение интенсивностью $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Глинистый раствор: $p - 1,27 \text{ г/см}^3$; $T - 35 \text{ с}$; $B - 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5596	Каламкас	780	800	K _{1nc}	Поглощение	Во время бурения в интервале 780-800 м отмечено частичное поглощение с интенсивностью $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Глинистый раствор: $p - 1,13 \text{ г/см}^3$; $T - 35 \text{ с}$; $B - 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5570	Каламкас	795	803	J _{2bt}	Поглощение	Во время бурения в интервале 780-800 м отмечено поглощение с интенсивностью $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Глинистый раствор: $p - 1,13 \text{ г/см}^3$; $T - 28 \text{ с}$; $B - 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5608	Каламкас	827	864	J _{2bt}	Поглощение	Во время бурения на глубине 827 м отмечено поглощение с интенсивностью $3-4 \text{ м}^3/\text{ч}$. Статический уровень 40 м. Глинистый раствор: $p - 1,13-1,17 \text{ г/см}^3$; $T - 30-35 \text{ с}$; $B - 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5029	Каламкас	829	865	J _{2bt}	Поглощение	Во время бурения в интервале 829-865 м отмечено поглощение с интенсивностью $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Глинистый раствор: $p - 1,16 \text{ г/см}^3$; $T - 30 \text{ с}$; $B - 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
5192	Каламкас	780	900	J ₂	Поглощение, сужение	Во время бурения в интервале 829-900 м отмечено поглощение с интенсивностью $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ и сужение ствола до 75%. Глинистый раствор: $p - 1,34 \text{ г/см}^3$; $T - 30 \text{ с}$; $B - 4 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.

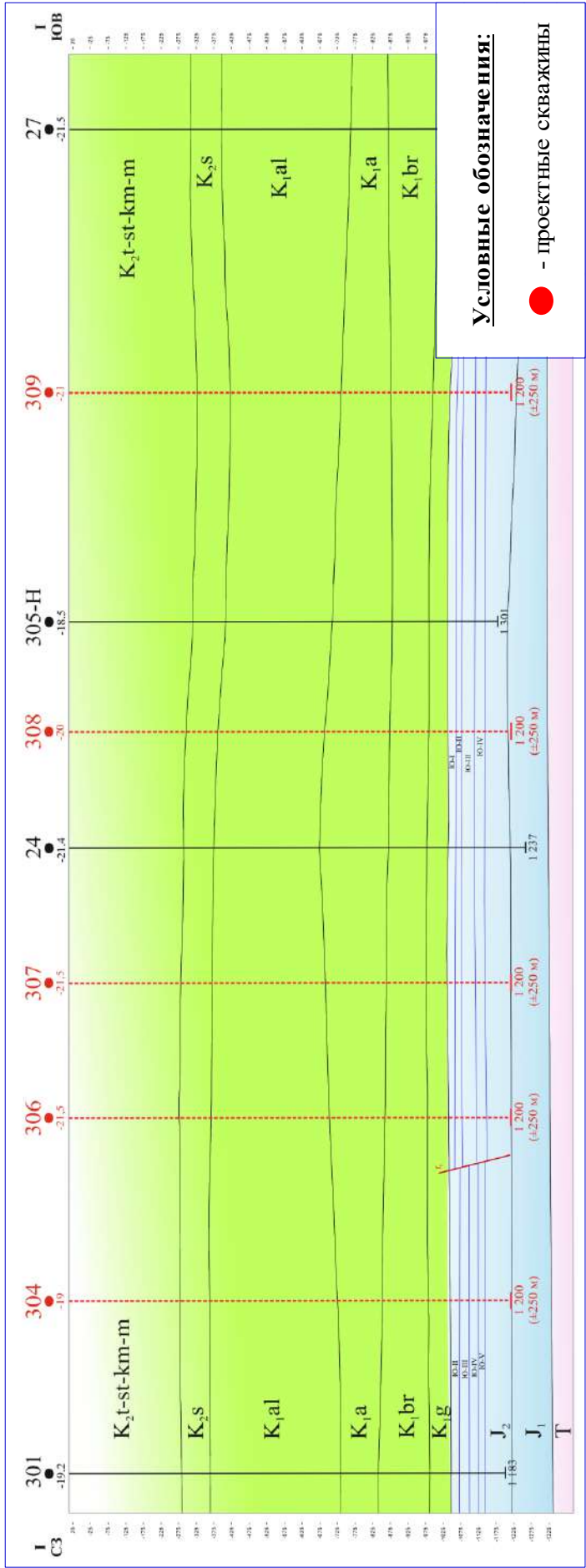


Рис. 4.1 - Схематический геологический разрез

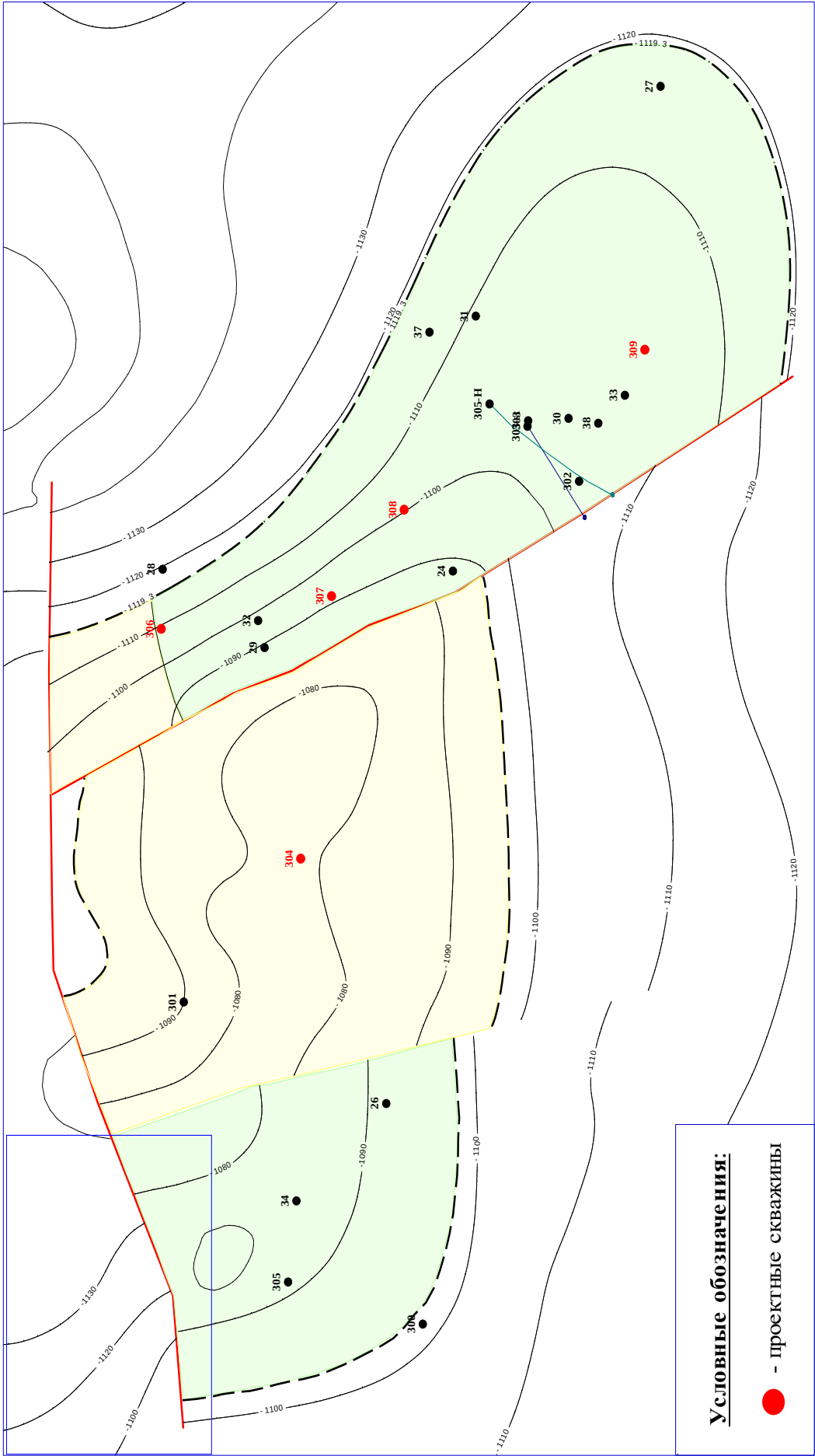


Рисунок 4.2 – Структурная карта по кровле коллектора Ю-П

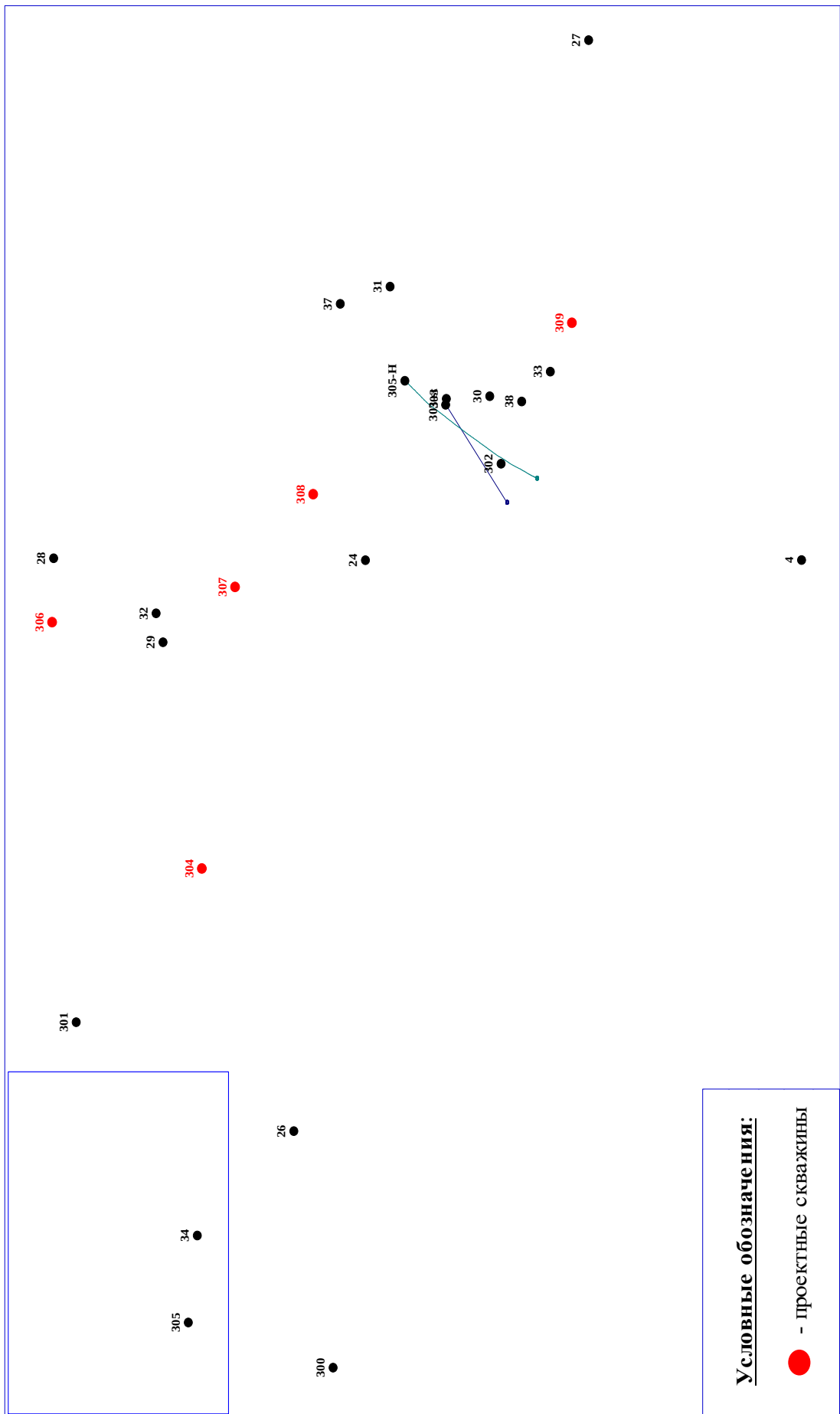


Рисунок 4.3 - Ситуационный план

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции скважины произведен в соответствии с действующими в РК нормами и требованиями [7, 20], с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1.

Ожидаемые осложнения при бурении проектной скважины:

- Поглощение бурового раствора ожидается в интервалах 5- 280 м; 160 - 1030 м; 1030 - 1200 м с градиентами поглощения до и после изоляционных работ 0,120 и 0,192; 0,124 и 0,170; 0,125 и 0,166 кгс/см²/м;
- В интервалах 1030 - 1035 м, 1041 - 1059 м, 1072 - 1085 м, 1095 - 1110 м, 1120 - 1130 м, ожидается вскрытие пяти газовых объектов;

Направление Ø 323,9 мм спускается на глубину 50 м, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора.

Кондуктор Ø 244,5 мм спускается на глубину 450 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø168,3 мм спускается на глубину 1200 м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения продуктивных и водоносных горизонтов, и для добычи углеводородов.

Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2;

общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3;

в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены особенностями геологического строения.

В таблице 5.5 – максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважины.

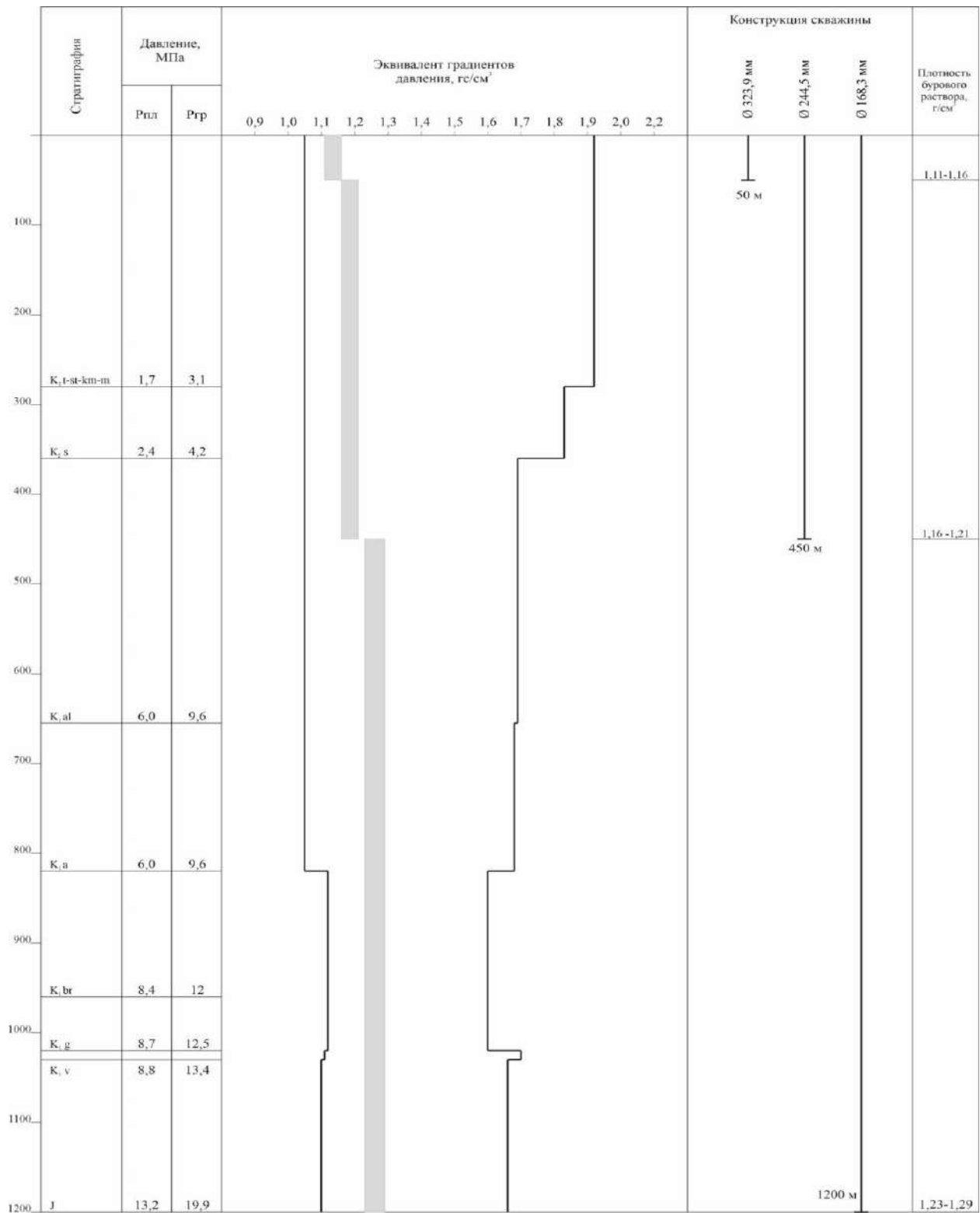


Рисунок 5.1 Совмещенный график давлений

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа) прочности материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
Устройство шахты 1,5 м×1,5 м×0,8 м с железобетонным дном и стенок шахты толщиной не менее 15 см или железным листом толщиной 10 мм.						

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъёма тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секций, м		Необходимость спуска колонны
		верх	низ					верх	низ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	50	323,9	0	1	1	0	50	Предотвращение размыва и обрушение горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора
2	Кондуктор	0	450	295,3	0	1	1	0	450	Спускается с целью перекрытия водоносных горизонтов, для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.
3	Эксплуатационная	0	1200	215,9	0	1	1	0	1200	Спускается с целью разобщения водоносных горизонтов, эксплуатации продуктивных отложений.

Примечание – Допускается изменение глубин спуска кондуктора и эксплуатационной колонны в зависимости от складывающихся горно-геологических условий проводки скважин и данных промыслово-геофизических исследований.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска (см. т.5.2 гр.1	Раздельно спускаемые части												
	Номер в порядке спуска (т.5.2 гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одномерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установок обсадной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Количество типов соединений, шт	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части				
					верх	низ			Номер в порядке спуска	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	Интервал установок труб с заданным типом соединения, м	
													верх
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	323,9	0	50	9,5	1	1	ОГТМ	351	0	50
2	1	1	1	244,5	0	450	7,92	1	1	ОГТГ	269,9	0	450
3	1	1	1	168,3	0	1200	7,32	1	1	ОГТГ	187,7	0	1200
Примечания													
1 Глубины спуска обсадных колонн уточняются по результатам ГИС.													
2 Допускается применение обсадных труб с другими соединениями, с аналогичной характеристикой.													

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До вскрытия продуктивных горизонтов произвести дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации флюидопроявлений и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с флюидопроявлениями.
2	Монтаж средств контроля и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение флюидопроявлений.
3	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины.	Предупреждение открытых нефтегазовых
4	Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³ .	Раннее обнаружение флюидопроявлений.
5	Долив скважины при подъеме бурильной колонны производить: - бурильные трубы - через 5 свечей; - УБТ - через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске. В процессе бурения и после окончания долбления ведущую и первую свечу поднимать из скважины на первой скорости	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
6	Максимальная скорость спуска бурильного инструмента по интервалам бурения составит: 0-450м - 1,5-1,8 м/с 450-1200м - 0,3-0,5 м/с	Предупреждение поглощений бурового раствора.
7	При ликвидации флюидопроявлений в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации
8	Ликвидацию возникших флюидопроявлений производить в соответствии с Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Обеспечение безопасности, успешности работ.
9	Использовать для ведущих труб переводники с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
10	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, все основные параметры должны измеряться через каждые 4 часа, плотность и условную вязкость через 10-15 минут	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
11	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение флюидопроявлений.
12	Через 40-50 рейсов бурильной колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса.	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
13	При бурении в продуктивном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3
14	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования 244,5 мм кондуктора, а также 168,3 мм эксплуатационной колонны	Предупреждение и борьба с НГВП.
15	На случай возможных поглощений при бурении продуктивных горизонтов на буровой необходимо иметь запас кислоторастворимых наполнителей.	Ликвидация поглощения.
16	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.
17	Для каждой скважины недропользователем разрабатывается индивидуальный ГТН с уточнением стратиграфии и глубины спуска обсадных колонн и вручается буровому подрядчику.	Обеспечение безопасности, безаварийности, успешности работ.

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

Интервал		Допустимая гидродинамическая составляющая репрессии на границах интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границах интервала, кгс/см ²	
верх	низ	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений					
5	280	0,02	1,12	Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
160	1030	0,48	3,09		
1030	1200	1,03	1,20		
По условию предупреждения гидроразрыва					
5	280	0,4	21,3	В процессе освоения	
160	1030	7,8	50		
1030	1200	43	50		
Примечание					
1 На буровой иметь запас материалов для обработки промывочной жидкости, необходимый для ликвидации поглощения; при бурении продуктивного горизонта - кислоторастворимых.					
2 Бурение интервалов поглощения начинать при минимальной подаче насосов, для снижения гидродинамического давления и предупреждения поглощения, с вводом в промывочную жидкость кольматирующих интервал возможного поглощения материалов.					

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемые скважины - вертикальные.

Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважины, не более 1°-3°.

В процессе бурения (через 100 м проходки) производить контроль за углом падения и азимутом простирания.

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ. ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ (БУРОВОГО РАСТВОРА) И ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ.

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении эксплуатационных скважин №304, 306, 307, 308, 309 на месторождении Каратурун Южный.

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважины являются:

- газопроявления с присутствием в газе CO_2 до 0,03 %;
- осыпи и обвалы стенок скважин;
- частичные поглощения промывочной жидкости по всему стволу скважины;
- сальникообразования;
- прихваты бурильного инструмента.

Решения:

- для недопущения нефтегазоводопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями (параметрами) бурового раствора и уровнем его в приемных емкостях;
- так как отмечается наличие CO_2 , то необходимо использование стационарных или переносных газоанализаторов и наличие индивидуальных средств защиты (противогазы, автономные дыхательные аппараты и т.д.);
- при бурении продуктивных пластов в буровой раствор регулярно должны вводиться реагенты поглотители или нейтрализаторы CO_2 .

Для предупреждения перехода легкодиспергирующихся глин разреза и недопущения осыпей аргиллитов при бурении всех интервалов (кроме интервала 0-50 м) использовать ингибированный KCl буровой раствор.

Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть в пределах 4-5 %, в случае интенсивных осыпей, увеличить концентрацию KCl. Если при этом осыпи не прекратятся, то рассмотреть вопрос об увеличении плотности ингибированного бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

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

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с “Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности”, далее Правила и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

$$\rho_{б.р.} = 10 \times \kappa_{н.д.} \times \kappa_{пр.ср.},$$

где $\kappa_{н.д.}$ – наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта);

$\kappa_{пр.ср.}$ – коэффициент превышения гидростатического давления столба бурового раствора над пластовым в соответствии с Правилами.

Не допускается отклонение плотности находящегося в циркуляции бурового раствора более, чем на 0,02 г/см³.

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

Интервал 0–50 м

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,101 \times (1,10 \div 1,15) = 1,11 \div 1,16$$

Для забуривания скважины приготовить необходимое количество бентонитового раствора (таб. 7.2) и утяжелить его баритом до требуемой плотности, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым можно использовать буровой раствор плотностью 1,11-1,16 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,16 г/см³.

Интервал 50–450 м

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,105 \times (1,10 \div 1,15) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

При бурении данного интервала, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым и опыта бурения ранее пробуренных скважин, можно использовать буровой раствор плотностью 1,16-1,21 г/см³, Для расчетов принимаем плотность 1,21 г/см³.

В случае возникновения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, увеличить плотность бурового раствора, не вызывая при этом поглощений его.

Интервал 450–1200 м:

$$450\text{--}1200 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,111 \times (1,10 \div 1,15) = 1,22 \div 1,28 \text{ г/см}^3$$

Допускается использование бурового раствора плотностью 1,22-1,28 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,24 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

В случае возникновения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, увеличить плотность бурового раствора не вызывая при этом его поглощений.

7.1.3 Выбор типа бурового раствора

Во избежание возникновения проблем, описанных в п. 7.1.1, при бурении скважин поинтервально применяются следующие типы буровых растворов:

Интервал **0–50 м** начать бурить с использованием бентонитового раствора. Для того чтобы замкнуть циркуляцию и предупредить осложнения которые ожидаются в интервале 0–50 м (частичное поглощение бурового раствора и возможны осыпи стенок скважины, поэтому до начала бурения приготовить 53 м³ бурового раствора из них бентонитового раствора приготовить 30 м³, увеличить плотность баритом до 1,11 г/см³ и ввести комбинированный наполнитель). В случае интенсивных поглощений закачивать пакки LCM различных наполнителей. В случае появления осыпей плотность бурового раствора ступенчато увеличить до 1,16 г/см³, не вызывая при этом поглощений.

Интервал **50–450 м** бурить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, для чего использовать перешедший из предыдущего интервала бентонитовый раствор, обработанный реагентами ингибиторами глин и аргиллитов разреза и другими реагентами согласно таб. 7.2. В случае появления поглощений бурового раствора, вводить комбинированные наполнители. В случае интенсивных поглощений закачивать пакки LCM различных наполнителей.

- Величина pH обеспечивается гидроокисью калия (KOH);
- Для снижения жесткости вводить Na₂CO₃;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Polypac UL;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения минимального эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 4 %;
- В качестве полимера-флокулянта использовать Poly-Plus RD (либо любой другой полимер-флокулянт).
- Для поддержания плотности вводить SAFE-CARB F/M/C.
- При необходимости, в качестве разжижителя использовать Spersene CF;

Бурение интервала 450–1200 м.

Учитывая возможные осложнения и коллекторские свойства продуктивных пластов, вскрытие их производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, перешедшего из предыдущего интервала, после разбуривания цементного стакана в башмаке 244,5 мм обсадной колонны и очистки раствора от выбуренной породы и цемента. За 50 м до вскрытия продуктивного горизонта произвести дополнительную очистку раствора от выбуренной породы.

Для бурения данного интервала использовать ингибированный полимерный буровой раствор для чего используются реагенты согласно таблице 7.2:

- Для поддержания pH используется гидроксид калия (KOH);
- Для снижения общей жесткости технической воды вводить Na_2CO_3 ;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Polypac UL и Poly-Sal;
- В качестве реагента структурообразователя используется Duo-Vis (при необходимости);
- В качестве биоцида использовать M-I Cide;
- При необходимости, в качестве разжижителя использовать Spersene CF;
- LUBE-167 смазывающая добавка;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5% (возможно использование и других реагентов ингибиторов глин разреза);
- В качестве поглотителя CO_2 используется OS1-L;
- Для поддержания плотности вводить SAFE-CARB F/M/C.

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Для забуривания скважины приготовить 53 м³ бурового раствора из них 30 м³ бентонитового раствора. Бурение интервала **0–50 м** производить с использованием бентонитового бурового раствора с обработкой его реагентами согласно табл. 7.2 плотностью 1,11 г/см³, утяжеленного баритом и обработанного комбинированными наполнителями. При необходимости плотность бурового раствора можно увеличить до 1,16 г/см³.

Бурение интервала **50–450 м** производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, для чего использовать перешедший из предыдущего интервала бентонитовый раствор, который необходимо обработать реагентами

ингибиторами глин и аргиллитов разреза. С целью предупреждения перехода глин разреза в буровой раствор вводить ингибирующую добавку KCl. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 4 %. Обработку бурового раствора производить реагентами согласно таблице 7.2.

В качестве утяжелителя использовать карбонат кальция. При возникновении частичных поглощений вводить комплексные наполнители. В случае увеличения интенсивности поглощений вводить пакки LCM.

При возникновении осложнений связанных с целостностью ствола скважины (осыпи, прихваты, сужения ствола скважины) плотность бурового раствора можно ступенчато увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для вскрытия продуктивных пластов интервал **450–1200 м** с целью сохранения коллекторских характеристик продуктивного пласта использовать полимерный ингибированный буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, после разбуривания цементного стакана в башмаке 244,5 мм обсадной колонны, очистки его от выбуренной породы и цемента и утяжеленный до требуемой плотности карбонатом кальция.

За 50 м до вскрытия продуктивного горизонта произвести дополнительную очистку раствора от выбуренной породы и обработать буровой раствор поглотителем или нейтрализатором углекислого газа.

При возникновении осложнений связанных с целостностью ствола скважины (осыпи, прихваты, сужения ствола скважины) плотность бурового раствора можно ступенчато увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Рабочие емкости должны быть оснащены специальными устройствами по контролю над уровнем промывочной жидкости в них с целью раннего обнаружения осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора и/или нефтегазопрооявлениями.

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения эксплуатационных скважин и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться каждые 4 часа. Плотность и условная вязкость должны измеряться через 10-15 минут (при разбуривании продуктивных горизонтов плотность измеряется через каждые 5 минут). При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то принимать меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.).

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

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

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн прокачивать специально приготовленную вязкую пачку бурового раствора той же плотности в количестве 3,0-5,0 м³, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

Расчетный объем бурового раствора, концентрация химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы приведены в таблицах 7.2, 7.3, 7.6.

Примечания

- 1 На буровой должны вестись журналы регистрации параметров бурового раствора и расхода химических реагентов согласно Правил;
- 2 Реагенты, предусмотренные проектом, поставляются фирмой “M-I Drilling Fluids”, возможно использование других реагентов этой же фирмы, идентичных по своему действию (не ухудшающих свойства бурового раствора), либо производимых другими фирмами;
- 3 Во время бурения скважины, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать;
- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы “M-I Drilling Fluids” в зависимости от геолого-технических условий бурения;
- 5 Все химические реагенты должны проходить токсикологическую экспертизу.
- 6 Рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора контролируются специалистами авторского надзора за строительством скважин.

7.2 Перфорационная жидкость

Геологическая и физическая характеристика продуктивных пластов и опыт работы по заканчиванию скважин показывают, что в условиях избыточного давления, при первичном вскрытии продуктивных пластов, последующие работы по заканчиванию скважин в среде бурового раствора на водной основе с повышенным содержанием твердой фазы, особенно глинистой, приводят к значительному загрязнению коллектора, вплоть до полной кольматации призабойной зоны пласта.

Во избежание загрязнения коллектора и предупреждения набухания глин необходимо использовать наиболее эффективную жидкость для перфорации скважины, таковой является очищенный от механических примесей водный раствор хлористого кальция минимально допустимой плотности.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате высокой фильтрации, его необходимо загущать специальными загущающими полимерами, типа DUO-VIS, FLO-VIS.

Для снижения поверхностного натяжения на границе сред необходимо вводить неионогенные поверхностно-активные вещества (НПАВ);

В перфорационную жидкость (не зависимо от ее типа) обязательно вводить поглотитель или нейтрализатор CO_2 .

Состав перфорационной жидкости, в кг на 1 м^3 при плотности $1,21 \text{ г/см}^3$:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/ м^3
1	2	3
Вода	основа перфорационной жидкости	923,0
CaCl_2 (для плот $1,21 \text{ г/см}^3$)	для поддержания плотности	281,0
D-D	поверхностно-активное вещество	0,4
NaOH	для поддержания pH	1,0
Duovis (Flo-Vis)	загуститель	3,0
OS1-L	поглотитель CO_2	1,0

Расчет количества перфорационной жидкости и их компонентов приведены в таблице 10.10.

Плотность перфорационной жидкости будет уточнена по результатам ГИС.

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														плотность до утяжеления, г/см ³				
			от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см ² (фунт/100фут ²) через мин (с, мин)			корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %					минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	
							РК	API	1(10)	8	9		10	11	12	13					14
1		2	3	4	5	6	7													18	
I Бентонитовый раствор		0	50	1,16	30-50	<7	<9	24-43 (5-9)	18-43 (4-9)	<1	<3	<1	<8,4	8-9		как можно меньше	10-15		1,02		
II Полимерный ингибированный раствор		50	450	1,21	30-50	5-6	<6	24-43 (5-9)	18-43 (4-9)	<1	<3	<1	<15,2	8-9	не менее >3% KCl	как можно меньше	15-20		1,02		
III Полимерный ингибированный раствор		450	1200	1,24	30-45	3-4	<5	33-43 (7-9)	23-43 (5-9)	<1	<2	<0,5	<15	8,5-9,5	не менее 5% KCl	как можно меньше	15-20		1,03		
Примечание - Плотность бурового раствора при бурении интервалов принята по максимальным значениям градиента пластовых давлений для расчета химических реагентов, обоснование плотности смотри п. 7.1.2.																					

Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
I	0	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I		50	Бентонитовый раствор	1,16		Вода	1,00	92		в/с	932,6
						NaOH	2,13				1,5
						Na ₂ CO ₃	2,53				1,0
						Бентонит	2,60				40,0
						Барит	4,20				184,9
II		450	Полимерный ингибированный раствор	1,21	нет	Вода	1,00	92		в/с	835,4
						KOH	2,13				1,5
						Na ₂ CO ₃	2,53				1,0
						Poly-Plus RD	1,40				2,4
						Spersene CF	1,35				10,0
						KCl	1,98				50,0
						Safe-Carb	2,71				304,7
						Polyrac UL	1,55				5,0
III		1200	Полимерный ингибированный раствор	1,24	нет	Вода	1,00	98		в/с	793,7
						Duo-Vis	1,50				3,0
						Polyrac UL	1,55				5,0
						Poly-Sal	1,50				11,0
						KCl	1,98				60,0
						OSI-L (Поглотитель CO ₂)	1,34				1,0
						Spersene CF	1,35				10,0
						KOH	2,13				1,5
						Na ₂ CO ₃	2,53				1,0
						Lube 167	1,01				15,0
						Safe-Carb	2,71				338,8
						M-I Cide	1,00				0,1

Продолжение таблицы 7.2

Примечания

- 1 В случае возникновения поглощений необходимо в раствор вводить наполнители типа M-I-X II, Nut plug, а в продуктивной части кислоторастворимый Safe-Carb F/M/C;
- 2 Компоненты бурового раствора в обязательном порядке должны проходить токсикологическую экспертизу.

Таблица 7.3 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Коэффициент за- саса рас- твора на по- верх- ности	Название (тип) бурово- го раствора и его ком- понентов	Нормы расхода бурово- го раствора, м ³ / м и его компонентов, кг/ м ³ в интервале			Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
				вели- чина	источ- ник норм	попра- вочный коэф.	на запас на попер- хности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I интервал			Бентонитовый раствор, м ³							
0	50		Вода NaOH Na ₂ CO ₃ Бентонит Барит	932,6 1,5 1,0 40,0 184,9			13,4 12482,1 20,1 13,4 0,0 2474,8	30 27977,8 45,0 30,0 1200,0 5547,2	8,0 7489,2 12,0 8,0 0,0 1484,9	51,4 19971,3 32,1 21,4 0,0 3959,7
II интервал			Полимерный ингибированный раствор, м ³							
50	450		Вода KOH Na ₂ CO ₃ Poly-Plus RD Spersene CF KCl Safe-Carb Polyrac UL	835,4 1,5 1,0 2,4 10,0 50,0 304,7 5,0			39,4 32914,9 59,1 39,4 94,6 394,0 1970,0 12003,9 197,0	30,4 0,0 45,6 0,0 73,0 304,2 1521,2 0,0 152,1	41,9 34999,4 62,8 41,9 100,5 418,9 2094,7 12764,1 209,5	111,7 67914,3 167,6 81,3 268,1 1117,2 5585,9 24767,9 558,6
III интервал			Полимерный ингибированный раствор, м ³							
450	1200		Вода Duo-Vis Polyrac UL Poly-Sal KCl OS1-L (Поглотитель CO2) Spersene CF KOH Na2CO3 Lube 167	793,7 3,0 5,0 11,0 60,0 1,0 10,0 1,5 1,0 15,0			66,9 53062,4 200,6 334,3 735,4 4011,5 66,9 668,6 100,3 66,9 1002,9	33,5 0,0 100,5 0,0 368,7 335,2 33,5 0,0 0,0 0,0 502,7	60,2 47797,1 180,7 301,1 662,5 3613,5 60,2 602,2 90,3 60,2 903,4	160,6 100859,5 481,8 635,4 1766,6 7960,1 160,6 1270,8 190,6 127,1 2409,0

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Safe-Carb	338,8			22648,4	0,0	20401,0	43049,4
			M-I Cide	0,1			6,7	3,4	6,0	16,1
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	1200						119,6	30,0	110,1	259,8
Примечания										
1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно Правил;										
2 К кав.(коэффициент каверности) =1,10 в интервале 0-50 м, 1,14 в интервале 50-450 м и 1,18 в интервале 450-1200 м;										
3 Потери раствора - 20%;										
4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы “M-I Drilling Fluids ” в зависимости от геологическх условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИНефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06.10.2025 г.;										
5 Раствор, оставшийся после бурения I интервала в количестве 30,4 м ³ переходит во II-й интервал и используется для запаса на поверхности;										
6 Раствор, оставшийся после бурения II интервала в количестве 33,5 м ³ переходит в III-й интервал и используется для запаса на поверхности;										
7 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования либо на утилизацию;										
8 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.										

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Разбуривание башмака в 323,9 мм направление			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,7	67,2
II	Разбуривание башмака в 244,5 мм кондукторе			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,7	50,4
итого										117,6

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
Не требуется								

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т									
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)					для раствора на бурение в интервале, м				
		для запасного раствора, м		для раствора на бурение в интервале, м			для раствора на бурение в интервале, м			суммарная на скважину	
		0	50	450	1200		0	50		на бурение	всего с запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10		
Вода		40,46	32,91	53,06	7,489	35,00	47,80	90,29	216,7		
КОН	ГОСТ 9285-78	0,0	0,105	0,669	0,0	0,063	0,602	0,665	1,438		
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,065	0,0	0,0	0,012	0,0	0,0	0,012	0,077		
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,043	0,039	0,067	0,008	0,042	0,060	0,110	0,377		
Бентонит	СТ РК1261-04	1,200	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,000	1,200		
Poly-Plus RD	Ст.АНИ	0,0	0,168	0,0	0,0	0,101	0,0	0,101	0,268		
Polyrac UL	Ст.АНИ	0,0	0,349	0,334	0,0	0,209	0,301	0,511	1,194		
KCl	ГОСТ 4234-77	0,0	3,491	4,347	0,0	2,095	3,613	5,708	13,55		
Spersene CF	Ст.АНИ	0,0	0,698	0,669	0,0	0,419	0,602	1,021	2,388		
Poly-Sal	Ст.АНИ	0,0	0,0	1,104	0,0	0,0	0,662	0,662	1,767		
Duo-Vis	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,301	0,0	0,0	0,181	0,181	0,482		
OSI-L (Поглотитель CO ₂)	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,100	0,0	0,0	0,060	0,060	0,161		
M-I Cide	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,010	0,0	0,0	0,006	0,006	0,016		
Lube 167	Ст.АНИ	0,0	0,0	1,506	0,0	0,0	0,903	0,903	2,409		
Safe-Carb	Ст.АНИ	0,0	12,00	22,65	0,0	12,76	20,40	33,17	67,82		
Барит	СТ РК1261-04	8,02	0,0	0,0	1,485	0,0	0,0	1,485	9,507		

Примечание - Допускается применение хим.реактивов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей.

Таблица 7. 7-Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2 - 1+пескоотделитель; 3 - 2+илоотделитель	Интервал по стволу, м	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
ZJ-30C						
Вибросито	DERRICK FLC-503	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	50
Пескоотделитель	ZCSQ250X2	2	Ст. АНИ	2 - 1 + пескоотделитель	50	450
Илоотделитель	SWACO 2-12/8T4/ALS	2	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	450	1200
Дегезатор	ZCQ1/4	1	Ст. АНИ			
ZJ-20						
Вибросито	SWACO	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	50
Пескоотделитель	SWACO	1	Ст. АНИ	2 - 1 + пескоотделитель	50	450
Илоотделитель	SWACO	1	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	450	1200
Дегазатор	ZCQ 15/5	1	Ст. АНИ			
Примечания						
1 Возможно использование оборудования другого типа и моделей, с аналогичными характеристиками, для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы;						
2 Илоотделитель используется при содержании коллоидной фазы выше предусмотренной проектом, таб. 7.1.						

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. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	50	Бурение под направление	Роторный	1	2-7	60-80	60	5
50	450	Бурение под кондуктор	Роторный	2	8-12	80-120	50	8
450	1200	Бурение под эксплуатационную колонну	Роторный	3	14-16	80-120	35	6
1030	1200	Отбор керна*	Роторный	4	8-10	60-80	18	1,5
700	750	Разбуривание МСЦ и цемента**	Роторный	5	1-3	60-80	12	5
* Керна отбирается в одной скважине поинтервально, с суммарным отбором по всему интервалу 66 м. Выбор скважины по решению геологической службы Недропользователя, которая уточняет интервалы отбора керна в оперативном порядке.								
** Производится также шаблонирование колонны до глубины 1176 м.								

Таблица 8.2 - Компоновка низа буровых колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Типоразмер, шифр	Элементы КНБК (до буровых труб)						Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
		Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика							
			наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол поворота осей отклонения, град				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121)*	0	393,7	0,5	183	-				
	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS)	0,5	393,7	2,1	1000					
	Переводник с обратным клапаном 203,2 мм УБТ (8" DC)	2,6	241,3	0,5	161					
	Стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS)	3,1	203,2	9,4	2065					
	203,2 мм УБТ (8" DC)	12,6	393,7	2,1	1000					
	Переходной переводник 203,2x127 мм	14,7	203,2	28,3	6196		44	10,7		
2	Долото 295,3 мм (11 5/8" IADC 216)*	43,0	203,2	0,6	131					
	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11 5/8" NBS)	0	295,3	0,4	86	-				
	Переводник с обратным клапаном 203,2 мм УБТ (8" DC)	0,4	295,3	2,1	750					
	Стабилизатор 293,7 мм (11 9/16" STB)	2,5	203,2	0,8	175					
	203,2 мм УБТ (8" DC)	3,3	203,2	9,4	2065					
	203,2 мм УБТ (8" DC)	12,7	293,7	2,1	750					
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	14,8	203,2	37,8	8262					
	203,2 мм УБТ короткое (8" DC)	52,6	203,2	9,4	1950					
	Переходной переводник 203,2x127 мм	62,0	203,2	4,3	941					
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	66,3	203,2	0,6	131		123,6	19,3		
3	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514)*	66,9	127	56,6	4214					
	Наддолотный стабилизатор 215,9 мм (8,5" NBS)	0,0	215,9	0,4	36	-				
	Переводник с обратным клапаном 171,5 мм УБТ (6 3/4")	0,4	215,9	1,8	340					
	Стабилизатор 215,9 мм (8,5" STB)	2,2	171,5	0,5	75					
	171,5 мм УБТ (6 3/4")	2,7	171,5	37,8	5626					
	171,5 мм УБТ (6 3/4")	40,5	215,9	1,8	340					
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	42,3	171,5	28,3	4220					
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	70,6	127	28,3	2107					
127 мм ТБТ (5" HWDP)	98,9	165,1	5,64	650		189,5	19,7			
		104,5	127	85,0	6321					

Продолжение таблицы 8.2

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294* Керноотборник 171,4/101,6 DBS Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB) 171,5 мм УБТ (6 3/4" DC) 127 мм ТБТ (5" HWD) 165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR) 127 мм ТБТ (5" HWD)	0,0 0,4 18,6 20,4 48,8 77,1 86,5	215,9 171,4 215,1 171,5 127,0 165,1 127	0,35 18,28 1,8 28,3 28,3 9,4 56,6	37 2219 340 4220 2107 1250 4214	-			
5	Долото 149,2 мм (5 7/8" 6/y)* Наддолотный переводник 120,7 мм (4 3/4") 120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	0,0 0,19 0,92	149,2 120,7 120,7	0,19 0,7 54,84	15 50,8 3817	-	143,2 55,8	14,4 3,9	
Примечания									
1 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважины, данным инклинометрии и рекомендациям бурового подрядчика, по согласованию с представителями Заказчика.									
* Возможно использование долот и бурильной головки других типов									

Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м			Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт. (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм		
1	2	3	4	5	6	7	
Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121)* Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS) Переводник 241,3 мм с обратным клапаном 203,2 мм УБТ (8" DC) Переходной переводник 203,2x127 мм	Бурение, проработка	0	50	800	Местные нормы	1	
		0	50	2500		2	
		0	50			1	
		0	50			1 комплект	
		0	50			1	
Долото 295,3 мм (11 5/8" IADC 216)* Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11 5/8" NBS) Переводник 203,2 мм с обратным клапаном 203,2 мм УБТ (8" DC) 203,2мм Ясс (8" JAR) Стабилизатор 293,7 мм (11 9/16" STB) 203,2 мм УБТ короткое (8" DC) Переходной переводник 203,2x127 мм 127мм ТБТ (5" HWDp)	Бурение, проработка	50	450	500	Местные нормы	2	
		50	450	1500		1	
		50	450			1	
		50	450			1 комплект	
		50	450			1	
		50	450	2000		1	
		50	450			1 комплект	
		50	450			1	
		50	450			1 комплект	
		50	450			1 комплект	
Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514)* Наддолотный стабилизатор 215,9 мм (8,5" NBS) Переводник с обратным клапаном 171,5 мм УБТ (6 3/4") Стабилизатор 215,9 мм (8,5" STB) 165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR) 127 мм ТБТ (5" HWDp)	Бурение, проработка	450	1200	300	Местные нормы	3	
		450	1200	1200		1	
		450	1200			1	
		450	1200			1 комплект	
		450	1200	1200		1	
		450	1200			1	
		450	1200			1 комплект	
Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294* Керноотборник 171,4/101,6 DBS Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB) 165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR) 171,5 мм УБТ (6 3/4" DC) 127 мм ТБТ (5" HWDp)	Отбор керна	1030	1200	100		1	
		1030	1200			1	
		1030	1200	500		1	
		1030	1200			1	
		1030	1200			1 комплект	
		1030	1200			1 комплект	
Долото 149,2 мм (5 7/8" 6/y)* Наддолотный переводник 120,7 мм (4 3/4") 120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	Разбур. МСЦ и цемента	700	750			1	
		700	750			1	
		700	750			1 комплект	

Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина				Масса по типоразмеру или шифру, кг
			Количество элементов КНБК, шт (м)			по типу-размеру или шифру	
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	5		
1	2	3	4	5	6	7	
Направление	Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121)*	IADC 121*, ст. АНИ	0,03	0,06	1	183	
	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS)	Ст. АНИ			1	37760	
	Переводник 241,3 мм с обратным клапаном	Ст. АНИ			1	161	
	203,2 мм УБТ (8" DC)	Ст. АНИ			37,8	8262	
	Переходной переводник 203,2x127 мм	Ст. АНИ			1	1000	
Кондуктор	Долото 295,3 мм (11 5/8" IADC 216)*	IADC 216*, ст. АНИ	0,24	0,80	2	172	
	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11 5/8" NBS)	Ст. АНИ	0,08	0,27	1	750	
	Переводник 203,2 мм с обратным клапаном	Ст. АНИ			1	175	
	203,2 мм УБТ (8" DC)	Ст. АНИ			47,2	10327	
	203,2мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ			1	1950	
	Стабилизатор 293,7 мм (11 9/16" STB)	Ст. АНИ	0,06	0,20	1	750	
	203,2 мм УБТ короткое (8" DC)	Ст. АНИ			4,3	940,8	
	Переходной переводник 203,2x127 мм	Ст. АНИ			1	131	
	127мм ТБТ (5" HWDП)	Ст. АНИ			56,6	4214	
	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514)*	IADC 112,514*, ст.АНИ	0,50	2,50	3	108	
Эксплуатационная	Наддолотный стабилизатор 215,9 мм (8,5" NBS)	Ст. АНИ	0,13	0,63	1	340	
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ			1	75	
	171,5 мм УБТ (6 3/4")	Ст. АНИ			66,1	9846	
	Стабилизатор 215,9 мм (8,5" STB)	Ст. АНИ	0,13	0,63	1	340	
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ			1	650	
	127 мм ТБТ (5" HWDП)	Ст. АНИ			113,3	8428	
	Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294	Ст. АНИ		0,63	1	37	
	Керноотборник 171,4/101,6 DBS	Ст. АНИ			1	2219	
	Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB)	Ст. АНИ	0,07	0,34	1	340	
	Долото 149,2 мм (5 7/8" 6/y)*	Ст. АНИ			1	15	
	Наддолотный переводник 120,7 мм (4 3/4")	Ст. АНИ			1	51	
	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	Ст. АНИ			54,8	3817	

* Возможно использование долот других типов.

* Возможно использование долот других типов.

Таблица 8.5 - 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 (5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	127	9,19	E-75	NC-50	1200	есть
СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	88,9	9,35	E-75	NC-38	1176	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клингах, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы				Длина секций, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	13	14	15
Бурение под кондуктор	0	450	450	1	СБТ (DP)	127	E-75	9,19	NC-50	10,2	29,5	6,1	>>1,5
Бурение под эксплуатационную колонну	0	1200	1200	1	СБТ (DP)	127	E-75	9,19	NC-50	31,6	51,3	3,5	>>1,5
Разбуривание МСЦ и цемента, шаблонировка	0	1176	1176	1	СБТ (DP)	88,9	E-75	9,35	NC-38	24,2	28,1	4,4	>>1,5

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефит 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 (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Направление	0	50	203,2 мм УБТ (8" DC)	203,2	AISI 4145 H	71,4	NC-56	37,8	8,26	8,59	
Кондуктор	0	450	203,2 мм УБТ (8" DC) ТБТ 127 (5" HWD) СБТ 127 (5" DP)	203,2 127 127	AISI 4145 H AISI 4145 H E-75	71,4 25,4 9,19	NC-56 NC-50 NC-50	13,7 56,6 326	3,01 4,21 10,22	3,13 4,38 10,63	
Эксплуатационная	0	1200	171,5 мм УБТ (6 3/4") ТБТ 127 (5" HWD) СБТ 127 (5" DP) 120,7 мм УБТ (4 3/4" DC) СБТ 88,9 мм (3 1/2" DP)	171,45 127 127 120,65 88,9	AISI 4145 H AISI 4145 H E-75 AISI 4145 H E-75	57,1 25,4 9,19 57,1 9,35	NC-50 NC-50 NC 50 NC-38 NC-38	66,1 113,3 684 54,8 1120	9,85 8,43 21,93 3,82 23,37	10,24 8,77 22,81 3,97 24,30	
* Для УБТ внутренний диаметр.											

Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М х К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	1200	Бурение, спуск обсадных колонн.	4	5

Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наложения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ZJ-30											
0	50	Бурение, проработка, промывка	3NB-1300	2	0,12	160	23,4	0,9	109	30	60
50	450	Бурение, проработка, промывка	3NB-1300	2	0,16	160	23,4	0,9	90	25	50
450	1200	Бурение, проработка, промывка	3NB-1300	2	0,21	160	23,4	0,9	64	18	35
1030	1200	Отбор керна	3NB-1300	1	0,10	160	23,4	0,9	64	18	18
0	1176	Разбуривание МСЦ, шаблонировка, промывка	3NB-1300	1	0,06	160	23,4	0,9	43	12	12
ZJ-20											
0	50	Бурение, проработка, промывка	RGS-100	2	0,12	160	23,4	0,9	109	30	60
50	450	Бурение, проработка, промывка	RGS-100	2	0,16	160	23,4	0,9	90	25	50
450	1200	Бурение, проработка, промывка	RGS-100	2	0,25	160	23,4	0,9	64	18	35
1030	1200	Отбор керна	RGS-100	1	0,12	160	23,4	0,9	64	18	18
0	1176	Разбуривание МСЦ, шаблонировка, промывка	RGS-100	1	0,08	160	23,4	0,9	43	12	12

Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в			
				элементах КНБК	бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			долоте	СКУ		
1	2	3	4	5	6	7	8
0	50	Бурение, проработка, промывка	3,55	1,84	-	1,06	0,03
50	450	Бурение, проработка, промывка	5,39	2,32	-	2,38	0,29
450	1200	Бурение, проработка, промывка	6,65	2,34	-	2,51	1,58
1030	1200	Отбор керна	5,33	0,54	2,31	0,94	1,42
0	1176	Разбуривание МСЦ, шаблонировка, промывка	4,39	0,62	-	1,71	1,96
							0,10

Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м	от (верх)	до (низ)	Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в отверстии, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
								количество, шт.	диаметр, мм		
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0		50	Бурение, проработка, промывка	0,79	0,049	Периферийная	-	3	22,2	52	144
50		450	Бурение, проработка, промывка	0,90	0,073	Периферийная	-	3	19,0	59	153
450		1200	Бурение, проработка, промывка	1,47	0,096	Периферийная	-	3	15,9	59	107
1030		1200	Отбор керна	0,76	0,049	Периферийная	-	4 3	11,1 10,3	28	12
0		1176	Разбуривание МСП, шаблонировка, промывка	0,98	0,069	Центральная	-	1	22,2	31	10

НОРМЫ
на механическое бурение скважин
№304, 306, 307, 308, 309
на месторождении Каратурун Южный

Стратиграфия	Крепость пород	Интервал бурения, м		Размеры долот, мм	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичные+сенон+ +турон Q+K ₂ sn+t	Мягкие, средние	0	50	393,7	800	5
Сенон+турон+сеноман+ +альб K ₂ sn+t +K ₂ cm+ K ₁ al	Мягкие, средние	50	450	295,3	500	8
Альб+апт+баррем+ + готерив+валанжин+ средняя юра K ₁ al+K ₁ a+ +K ₁ br + K ₁ h + K ₁ v + J ₂	Мягкие, средние, твёрдые	450 888	1200 1110	215,9 215,9	300 100	6 1,5

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин», «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность» и с учетом рекомендаций фирм поставщиков, если они не противоречат нормам и правилам РК.

9.1 Расчет обсадных колонн

Расчет обсадных колонн произведен в соответствии с Инструкцией по расчету обсадных колонн по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции, стандартам и техническим условиям фирм поставщиков.

Исходные данные для расчетов колонн приняты согласно геологической части проекта.

9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии пяти газовых в интервале 1030 - 1200 м максимальное пластовое давление равно 132 кгс/см².

Содержание CO₂ в продуктивных горизонтах достигает 0,03 %, сероводород отсутствует. Максимальное парциальное давление CO₂ составит 0,04 кгс/см².

В соответствии с вышеизложенным для всех обсадных колонн диаметрами 323,9 мм, 244,5 мм и 168,3 мм принята сталь марки Д.

На рисунках 9.1-9.4 приведены графики расчётных величин избыточных давлений, указаны толщины стенок и марки сталей для обсадных колонн 323,9 мм, 244,5 мм, а также 168,3 мм.

Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из сталей других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины.

Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обоз- начение	Колонна
			Кондуктор
1	Диаметр колонны, мм	Dk	244,5
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	295,3
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0
	-низ	L	450
4	Башмак предыдущей колонны	Lб	50
5	газопроявление	l	1030
6	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Уц	1,65 *
	-бурового раствора,	Ур	1,21
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,21
	-жидкости в колонне при расчете		
	Рви	Ув	0,580 **
7	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	0
	-жидкости в колонне	H	0
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²
8	Пластовые давления (за колонной)	50	5
		160	17
		230	24
		450	47
9	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	1200	132
* Средняя плотность			
** Относительная, по воздуху, плотность газа.			

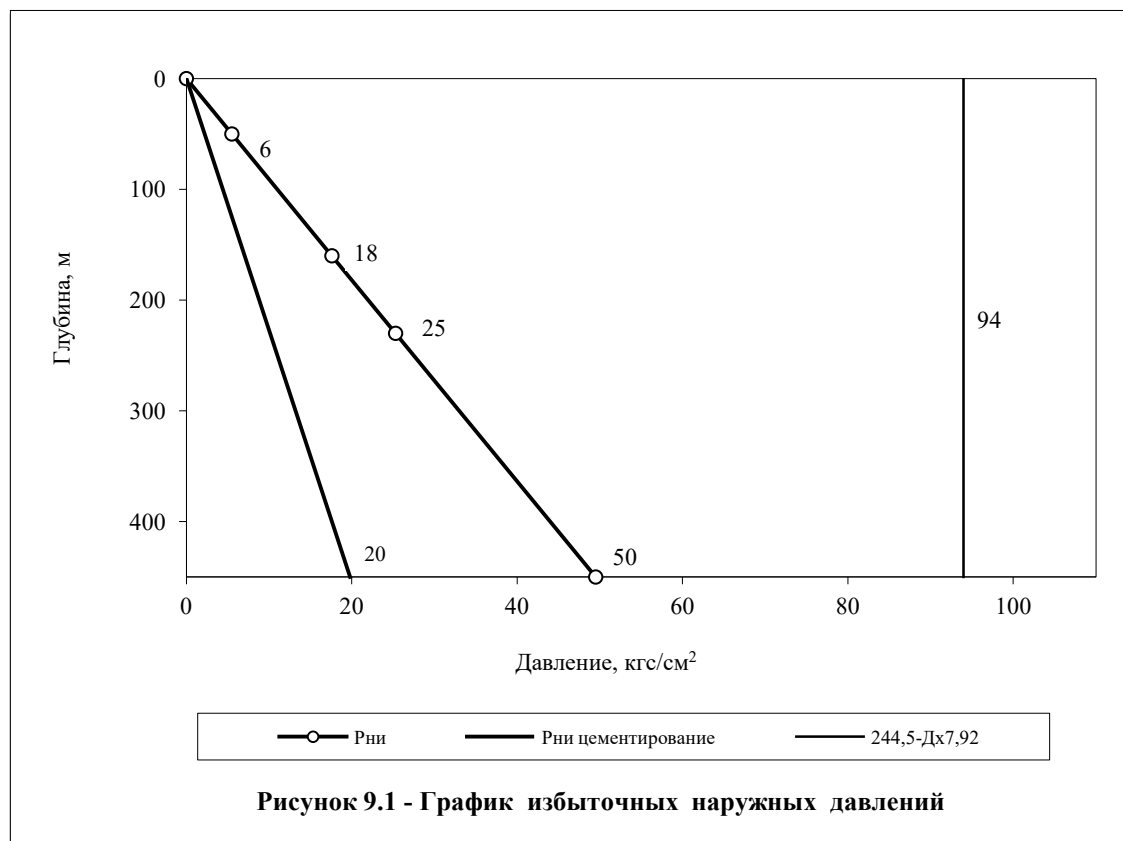
Кондуктор**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
50	5	6	-	6
160	17	18	-	18
230	24	25	-	25
450	47	50	-	50

Минимальное внутреннее давление при бурении (полное опорожнение скважины)		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
50	$P_{вз}=0,1 \times \gamma_{вх} \times Z$	0,0
160		0,0
230		0,0
450		0,0

Наружные избыточные давления при бурении (полное опорожнение скважины)		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
50	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	6
160		18
230		25
450		50

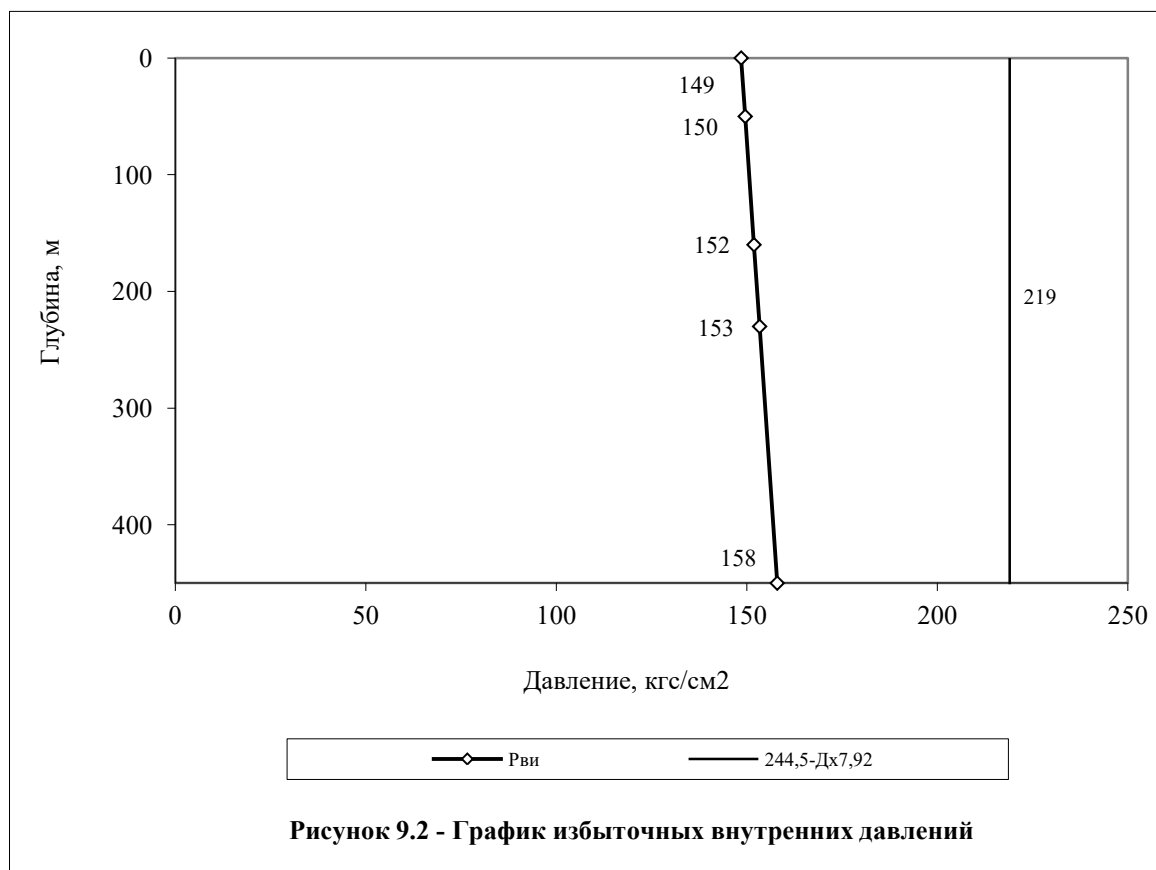
Наружные избыточные давления при цементировании		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
50	$P_{ни} = 0,1(\gamma_{ц}-\gamma_{р}) \times (Z-h)$	2
160		7
230		10
450		20



Внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газом

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
Устье	$P_{ву} = P_{пл1} / e^3$	135
Избыточные внутренние давления при опрессовке		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = 1.1 \times P_{ву}$	149
50	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$	150
160		152
230		153
450		158



Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk	168,3		
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	215,9		
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0		

Эксплуатационная колонна**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
450	47	50	-	50
750	84	83	-	84
790	88	87	-	88
1200	134	132	-	134

Минимальные внутренние давления (полное опорожнение скважины)

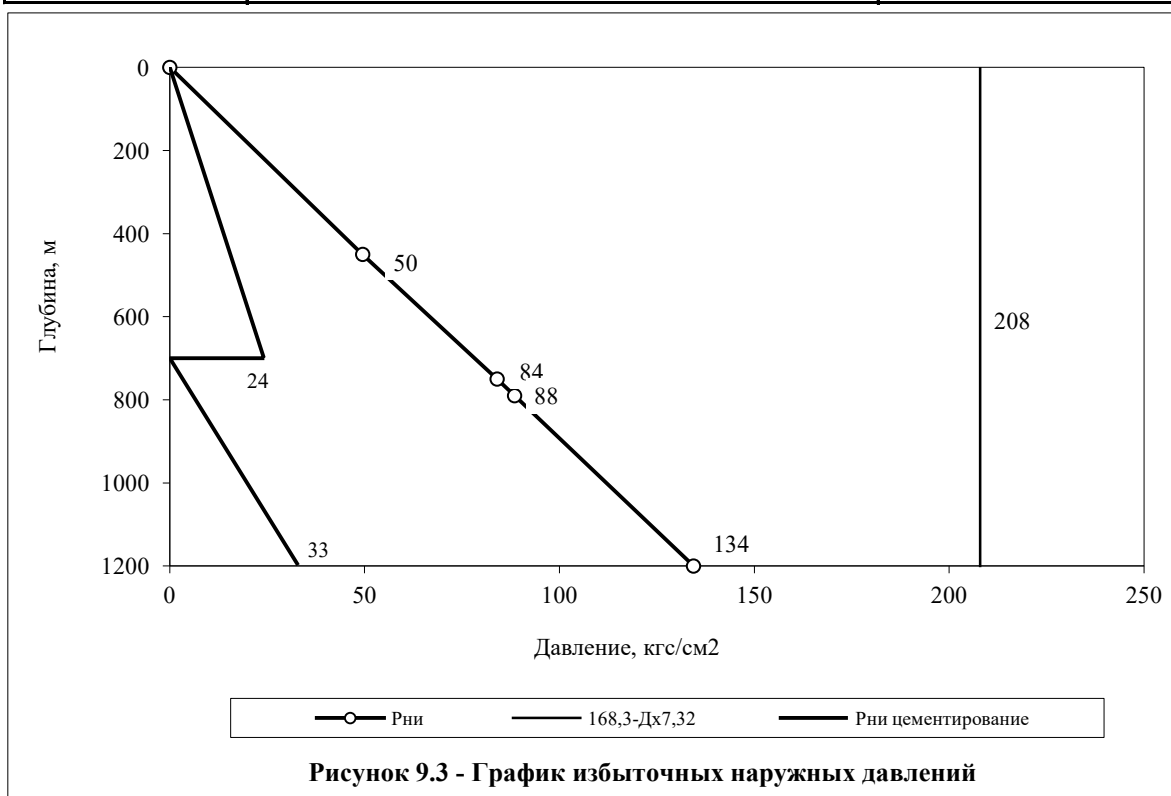
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
450	$P_z = 0,1 \times Y_B \times Z$		0
750			0
790			0
1200			0

Максимальные наружные избыточные давления (полное опорожнение скважины)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
450	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	50
750		84
790		88
1200		134

Наружные избыточные давления (цементирование 1 и 2 ступени)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
700	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_c - Y_p) \times (Z - h)$	0
1200		33
0	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_c - Y_p) \times (Z - h)$	0
700		24



Внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газом

Расчетная формула		Давление, кгс/см ²
Р _{у.оп} =Р _{оп} (таблица 2.1 [30])		135
Избыточные внутренние давления при опрессовке		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
450	Р _{ви} =Р _{у оп} +0,1 х У _ж х Z-Р _н	133
750		126
790		126
1200		121

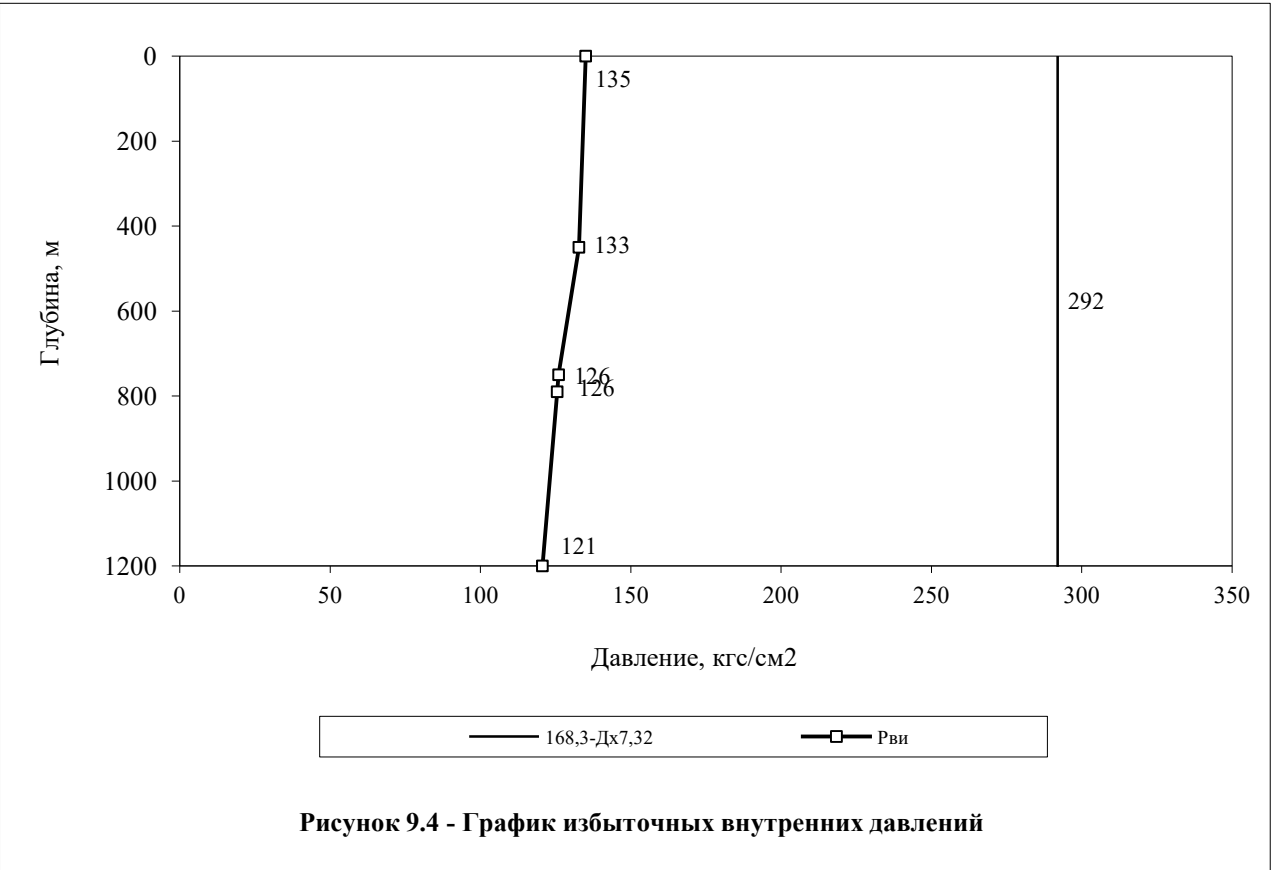


Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер разделяемой части колонны в порядке спуска	ки: ДА, НЕТ		рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		Опресовочный агент		Рекомендуемая глубина установок пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	пластовому давлению	столбу бурового раствора	краткое название, тип	плотность, г/см ³ , для газа - относительная по воздуху		
1	2	3	4	5	6	7	8	
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,21	Не предусматривается	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,0*		
* Допускается опрессовка минерализованной водой, при условии проведения проверочных расчетов обсадной колонны.								

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер разделяемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине разделяемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	50	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	0	450	0	50	149	158
3	Эксплуатационная	1	0	1200	0	134	135	121

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочностных) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
323,9	ГОСТ 632-80	ОТГМ	Д	9,5	да
244,5	ГОСТ 632-80	ОТГГ	Д	7,92	да
168,3	ГОСТ 632-80	ОТГГ	Д	7,32	да

Примечания ОТГГ — тип соединения обсадных труб с трапецеидальной резьбой и узлом уплотнения металл- металл.

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 (см.табл. 5.2, гр. 8)	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				Коэффициент запаса прочности при		
								Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточное давление		расчетная нагрузка
			от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	50	50	3,80	3,80	323,9	ОТГМ	Д	9,5	>1,15	>1,15	>1,45
2	1	1	0	450	450	21,80	21,80	244,5	ОТГГ	Д	7,92	1,90	1,39	10,2
3	1	1	0	1200	1200	33,22	33,22	168,3	ОТГГ	Д	7,32	1,55	2,18	5,19

Примечания

1 Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности на растяжение, а также избыточные давления и отвечающих условиям эксплуатации скважины.

2 Допускается корректировка интервалов спуска обсадных колонн по результатам бурения, а также данным ГИС.

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб			Масса труб с заданной характеристикой, т	
Тип соединения	Условное обозначение трубы	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТГМ	323,9-Дх9,5	3,80	3,99	4,19
ОТГГ	244,5-Дх7,92	21,80	22,89	24,04
ОТГГ	168,3-Дх7,32	33,22	34,88	36,62

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	324 мм колонный башмак БКМ-324	ОСТ 39-011-87	85	-	50	1	1	85
			324 мм обратный клапан ЦКОД-324-2	ТУ 39-1443-89	76,5	-	38	1	1	76,5
			324 мм центраторы ЦЦ-324/394	ТУ 39-1220-87	18,5	0	50	3	3	57
			Пробки продавочные ПРП-Ц 324	ТУ 3666-001-141980	32	-	-	1	1	32
2	Кондуктор	1	244,5 мм колонный башмак БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	450	1	1	53
			244,5 мм обратный клапан ЦКОД-245-2	ТУ 39-1443-89	57,2	-	438	1	1	57,2
			244,5 мм центраторы, ЦЦ-245/295	ТУ 39-1220-87	13,8	50	450	12		196
			Пробки продавочные ПРП-Ц-245	ТУ 3663-037-5755339	12,7	-	-	1	1	12,7
3	Эксплуатационная колонна	1	168,3 мм колонный башмак БКМ-168	ОСТ 39-011-87	23	-	1200	1	1	23
			168,3 мм обратный клапан ЦКОД-168-1	ТУ 39-1443-89	25	-	1176	1	1	25
			168,3 мм центраторы, ЦЦ-2-168/216	ТУ 39-1220-87	9,9	1176	1200	3		
						700	1176	20		
						450	720	6		
						0	450	12	40	401
			168,3 мм турбулизаторы, ЦТ-168/216	ТУ 39-01-08282-77	1,2	720	1176	19	19	23
			168,3 мм скребки, СК-168/214	ТУ 39-1305-88	4,5	720	1176	19	19	86
			Муфта ступенчатого цементирования МСЦ-168 (в комплекте с пробками)	ТУ 39-861-83	75	-	720	1	1	75
			Пробка продавочная ПЦН-168	ТУ 3666-001-00141887-93	3,5	-	-	1	1	3,5
			Пробка продавочная ПЦВ-168		3,6	-	-	1	1	3,6
Примечания										
1) Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии соответствия требованиям отечественных или зарубежных стандартов;										
2) Количество и интервал установки центраторов, скребков и турбулизаторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.										
3) После проведения ГИС определить глубины установок МСЦ.										

Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

номер в поряд- ке спус- ка	Обсадная колонна		Тип, шифр ин- струмента для спуска (элева- тор, спайдер, спайдер-элева- тор)	Средства смаз- ки и уплотнения резьбовых сое- динений		Интервал глу- бины с одина- ковой допусти- мой скоростью спуска труб, м		Допус- тимая ско- рость спуска труб, м/с	Допус- тимая глуби- на спу- ска труб на клинь- ях, м	Пери- оди- чность доли- ва колон- ны, м	Промежуточные промывки		
	название колонны	номер части ко- лонны в порядке спуска		шифр или на- звание	ГОСТ, ТУ на изгото- вление	от (верх)	до (низ)				глуби- на, м	продол- житель- ность,	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	Элеватор, спай- дер элеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0	50	0,5-0,4	50	**	-	1 цикл	40
2	Кондуктор	1	Элеватор, спай- дер элеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0	450	0,5-0,4	450	**	300	1 цикл	40
3	Эксплуатационная	1	Элеватор, спай- дер элеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0	300	0,7-0,5	1200	**	300	1 цикл	25
						300	750	0,6-0,3			750	1 цикл	25
						750	1100	0,4-0,3			1100	1 цикл	25
						1100	1200	0,25-0,2			1200	1 цикл	25
Примечания													
1 Частоту промежуточных промывок следует уточнять в соответствии с фактическим состоянием ствола скважины.													
2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями [70].													
* В случае отсутствия катастрофического поглощения рассмотреть вопрос о необходимости спуска хвостовика.													
** При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит:													
кондуктор - 194 м эксплуатационная колонна - 419 м													

Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкостей для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина на устье скважины при опрессовке, м	Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
2	Кондуктор	1	-	1,21	1,21	135	17	-	-	-	1	-
3	Эксплуатационная	2	-	1,00	-	135	-	117	-	-	1	-
Примечания												
1 Давление на устье кондуктора, при испытании цементного кольца, определено исходя из недопущения гидроразрыва при опрессовке												
Опрессовка производится после ОЗЦ, разбуривания цем. стакана и выхода из башмака на 1-3м, методом закачек малых порций до начала проникновения жидкости в пласт, не допуская гидроразрыва пород.												
Давление гидроразрыва пород под башмаком кондуктора следует уточнить после ОЗЦ, методом закачки малых порций бурового раствора, не допуская гидроразрыва пород.												
2 Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями можно не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100 % гидроиспытание на необходимом давлении на заводе изготовителя [31, пункт 1.10].												
3 Обсадные колонны цементируются до устья.												
4 Для эксплуатационной колонны предусмотрено ступенчатое цементирование.												
5 Опрессовка приустьевой части кондуктора, эксплуатационной колонны и устьевого оборудования газом может производиться компрессором соответствующего давления, с использованием системы газонагнетательных трубопроводов, в соответствии с п. 2.5.5 "Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность" [31] :												
- закачать компрессором азот с понижением уровня воды в затрубном пространстве до 70 м, создать давление в затрубном пространстве 80 кгс/см ² ;												
- закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное пространство до 70 м, создать давление на устье согласно таб. 9.8;												
при этом глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.												

9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колон- ны в поряд- ке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Способ це- ментирова- ния (пря- мой, сту- пенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в по- рядке спу- ска (см. та- бл. 5.2, гр. 8)	интервал устано- вок (по стволу)		глубина уста- новки муфты для ступенча- того цемен- тирования, м	номер ступени цементи- рования	высота цемент- ного стака- на, м	название порции тампонаж- ного раствора	интервал глубины цементирования, м (по стволу)	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	прямой	1	0	50	-	-	12	Тампонажный	0	50
2	Кондуктор	прямой	1	0	450	-	-	12	Тампонажный-1	0	350
									Тампонажный-2	350	450
3	Эксплуатационная колонна	ступенчатый	1	0	1200	700*	1 2	24	Тампонажный	700	1200
									Тампонажный-1	0	400
									Тампонажный-2	400	700

* Глубина установки муфты ступенчатого цементирования (МСЦ) корректируется по результатам ГИС.

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке пуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке пуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)							Время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч	
				тип или название	объем порции, м ³	плотность, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт ²			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
1	Направление	1	1	Буферная	4,8	1,00	-	-	-	-	-	-	
				Тампонажный	3,5	1,80	-	не реглам.	80-100	20-25	180	12	
				Продавочная	2,9	1,16	-	<9	миним.	10-15	-	-	
2	Кондуктор	1	1	Буферная	8,0	1,00	-	-	-	-	-	-	
				Тампонажный-1	11,9	1,55	-	не реглам.	18-20	20-25	180	24	
				Тампонажный-2	4,0	1,90	<1	<100	30-32	23-25	180	-	
				Продавочная	18,5	1,21	-	<6	миним.	15-20	-	-	
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	12,7	1,00	-	-	-	-	-	-	
				Тампонажный	11,3	1,90	0	<50	80-100	20-25	240	24	
				Продавочная	9,5	1,24	-	<5	миним.	15-20	-	-	
		2		Буферная	8,0	1,00	-	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	9,4	1,55	<1	<150	18-20	10-15	300	24	
				Тампонажный-2	4,5	1,90	0	<50	80-100	20-25	240	-	
Примечания				Продавочная	13,4	1,24	-	<5	миним.	15-20	-	-	
1 Объемы тампонажных растворов рассчитаны с учетом коэффициентов кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;													
2 Продавочная жидкость - буровой раствор;													
3 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования 244,5 мм кондуктора и 168,3 мм эксплуатационной колонны [70].													
* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ).													

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке пуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке пуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000,0
				Тампонажный	Цемент ПЦТ I(II)-50	3,15	-	-	1170,3
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	35,1
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	0,6
					Вода техническая	1,00	-	-	632,0
				Продавочная	Буровой раствор	1,16	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000,0
				Тампонажный-1	Цемент ПЦТ I(II)-50	3,15	-	-	774,5
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	15,5
					Наполнитель (Atren Light)	1,30	-	-	7,7
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	0,8
					Вода техническая	1,00	-	-	736,3
				Тампонажный-2	Цемент ПЦТ I(II)-50	3,15	-	-	1299,9
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	26,0
					Понижитель водоотдачи (Гидроцем В)	1,34	-	-	3,9
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	0,6
					Вода техническая	1,00	-	-	573,8
				Продавочная	Буровой раствор	1,21	-	-	-
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	950,0
					ПАВ (Жени Лен)	1,05	-	-	50,0
				Тампонажный	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1318,6
					Понижитель водоотдачи (Гидроцем В)	1,34	-	-	4,0
					Понижитель вязкости (Цемпласт МФ)	1,25	-	-	2,6
					Расширяющаяся добавка (ДРС-НУ)	3,50	-	-	6,6
					Реагент, блокирующий газ	2,20	-	-	105,5
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная	Буровой раствор	1,24	-	-	-

Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Эксплуатационная колонна	1	2	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	950,0
				Тампонажный-1	ПАВ (Жени Лен)	1,05	-	-	50,0
					Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	732,6
					Наполнитель (Atren Light)	1,30	-	-	14,7
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем В)	1,34	-	-	1,5
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	0,8
					Вода техническая	1,00	-	-	767,4
				Тампонажный-2	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	3,15	-	-	1318,6
					Понизитель водоотдачи (Гидроцем В)	1,34	-	-	6,6
					Понизитель вязкости (Цемпласт МФ)	1,25	-	-	2,6
					Расширяющаяся добавка (ДРС-НУ)	3,50	-	-	6,6
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная				Буровой раствор	1,24

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

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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов) _н	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см ²	допустимое для агрегатов в конце операции (буровых насосов)	объем порции на данном режиме, м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование направления	Буферная	ЦА-320М	закачка	1	125	IV	15			4,8	5	5
				Тампонажный		затворен.	1	125	IV	15			3,5	4	4
				Тампонажный		закачка	1	125	IV	15			3,5	4	8
				Сброс пробки										5	13
				Бур.раствор		продавка	2	125	III-IV	20			2,4	2	15
2	1	1	Цементирование кондуктора	Бур.раствор	ЦА-320М	продавка	1	125	I-II	5		3	0,5	2	17
				Буферная		закачка	1	125	IV	15			8,0	9	9
				Тампонаж-1		затворен.	2	125	IV	15			11,9	13	13
				Сброс пробки										5	18
				Тампонаж-1		закачка	2	125	III-IV	20			11,9	10	29
				Тампонаж-2	ЦА-320М	затворен.	2	125	IV	15			4,0	4	33
				Тампонаж-2		закачка	2	125	III-IV	20			4,0	3	37
				Сброс пробки										5	42
				Бур.раствор		продавка	2	125	III-IV	20			16,5	14	56
				Бур.раствор		продавка	1	125	I-II	5		18	2,0	6	62
3	1	1	Цементирование I ступени эксл. колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	1	125	IV	15			12,7	14	14
				Тампонажный		затворен.	2	125	IV	15			11,3	13	13
				Тампонажный		закачка	2	125	III-IV	20			11,3	9	22
				Сброс пробки										5	27
				Бур.раствор		продавка	2	125	III-IV	20			7,5	6	33
				Бур.раствор		продавка	1	125	I-II	5		22	2,0	6	40

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	2	Цементирование III ступени экспл. колонны	Буферная	ЦА-320М	закачка	1	125	IV	15			8,0	9	9
				Тампонаж-1		затворен.	2	125	IV	15			9,4	10	10
				Тампонаж-1		закачка	2	125	III-IV	20			9,4	8	18
				Тампонаж-2		затворен.	2	125	IV	15			4,5	5	24
				Тампонаж-2		закачка	1	125	III-IV	20			4,5	17	41
				Сброс пробки										5	46
Примечания				Бур.раствор		продавка	2	125	III-IV	20			11,4	9	55
				Бур.раствор		продавка	1	125	I-II	5		25	2,0	6	62

1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции, объем закачанной жидкости, объем вытесняемого раствора из скважины, газосодержание в вытесняемом из скважины растворе. Контроль и управление процессом цементирования осуществляется по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементировочным агрегатом;

2 Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger и др.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах

Номер колон- ны в поряд- ке спуска	Номер части колон- ны цемен- тиро- вания	Номер ступени	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы	Потребное количество ЦА											При- меча- ние
			от (верх)	до (низ)		основных				дополнительных							
						тип	всего	затво- рения	пере- мешива- ния	закач- ки	про- давки	воды	резер- ва	тип	всего	в том числе резерв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	50	-	ЦА-320М	3	2	-	1	1	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	450	-	ЦА-320М	4	2	-	1	1	-	-	-	-	-	
3	1	1	700	1200	-	ЦА-320М	7	2	-	2	1	-	-	-	-	-	
		2	0	700				4	-	2	1						

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		
							тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	50	УС-6-30	1	-	-	-	-	-	-	АПН-20	1	-	-	-
2	1	1	0	450	УС-6-30	2	1	1	-	-	-	-	АПН-20	1	-	-	-
3	1	1	700	1200	УС-6-30	3	2	-	-	-	-	-	АПН-20	2	1	1	-
		2	0	700			2	1						1	-	-	

Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество						Суммарное на скважину (вызовы)
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)						
		1	2	3 (I ст.)	3 (II ст.)	3 (III ст.)	6	
1	2	3	4	5	6		7	
1	Цементировочный агрегат ЦА-320М	3	4	3	7		14	
2	Смесительная установка УС-6-30	1	2	2	3		6	
3	Блок манифольда БМ-700	1	1	1	1		3	
4	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	1	1	1	1		3	
5	Осреднительная емкость	-	1	1	2		3	
6	Автоцистерна АЦН-20	1	1	2	1		5	
Примечание - Допускается использование другой цементировочной техники при условии обеспечения требований проекта.								

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере- ния	Потребное количество						суммарное на скважину
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)						
				1	2	3 (I ст.)	3 (II ст.)	3 (III ст.)		
1	2	3	4	5	6	9	10		11	
1	Цемент ПЦТ I(II)-50	ГОСТ 1581-96	т	4,3	15,2	-	-		19,4	
2	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	-	-	15,6	13,5		29,1	
3	Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	кг	125,1	297,6	-	-		422,7	
4	Наполнитель (Atren Light)	ТУ 2458-007-63121839-2010	кг	-	95,1	-	142,2		237,3	
5	Понижитель водоотдачи (Гидроцем В)	ТУ 2231-009-40912231-2003	кг	-	16,1	46,0	44,8		106,9	
6	Расширяющаяся добавка (ДРС-НУ)	ТУ 5744-002-44821376-2010	кг	-	-	76,6	30,6		107,2	
7	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2228-010-4091-2003	кг	2,3	11,6	20,9	15,9		50,8	
8	Понижитель вязкости (Цемпласт МФ)	ТУ 2223-011-40912231-2003	кг	-	-	30,6	12,2		42,9	
9	Реагент, блокирующий газ		кг	-	-	1225,8	-		1225,8	
10	ПАВ (Жени Лен)	ТУ 9144-006-202608930-2005	кг	-	-	668,2	417,6		1085,8	
11	Вода техническая для затворения	-	м ³	2,4	12,2	7,2	10,8		32,6	
12	Вода техническая для буфера	-	м ³	5,2	8,7	13,3	8,3		35,6	
13	Всего воды	-	м ³	7,7	20,9	20,5	19,1		68,2	
Примечания										
1 Допускается использование цемента других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 или стандарта API 10A;										
2 Допускается использование других химических реагентов различных фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10);										
3 Для расчета необходимого количества материала использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов - K=1,03, для воды затворения K=1,1 [70].										

9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевое и притивовыбросового оборудования (ПВО)

номер в порядке спуска	Обсадная колонна	название	Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудование и ПВО, кгс/см ²			Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество	Допустимое рабочее давление, кгс/см ²	Масса, т	
				после установки	перед вскрытием	горизонта					единицы	суммарная
1	2		3	4	5		6	7	8	9	10	11
2	Кондуктор 324мм		45	135	17		Противовыбросовое оборудование на 210 кгс/см ² ОП-45-350/80х21, К11 ГОСТ 13862-2003 в том числе: - преентор универсальный "ГН54-14" - преентор плашечный 2FZ53-21. Колонная обвязка ОКК1-21-168х245 ХЛ, К1. Фонтанная арматура: АФК1-65х21 ХЛ, К1.	API 6A	1 к-т	140 210	4,9 2,5	7,4
3	Эксплуатационная 168,3мм		-	135	-			ТУ 3665-010-00221801-99	1	210	1,63	1,63
								ТУ 3665-010-00221801-99	1 к-т	210	0,78	0,78
Примечания												
1 Допускается использование ПВО и устьевое оборудование других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения.												
2 ПВО монтируется согласно монтажных схем, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем (раздел 4 "Рабочая документация") и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки. Разработанные монтажные схемы должны быть согласованы с АСС и департаментом ПБ.												
3 Монтаж колонной головки производится в соответствии с инструкцией завода-производителя 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		
номер	глубина нижней границы, м		для буровой организации			для геофизической организации			всего на объект, сут	для буровой организации	для геофизической организации
			нормативное время, ч		всего на объект, сут	ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (опробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ	всего на объект, сут			
			пробка по нормам ЕНВ	пробка по табл.3 Вр. УСНВ							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается											

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

Номер объекта испытания (см.табл. 10.1)	Количество одно- временно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество испытываемых проб	Режим работы		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик												
		тип испытателя платов	количество, шт.		Шифр пакета	Тип пробника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см ²	количество циклов исследования на пласт, кгс/см ²	время ожидания притока, ч	11			12	13	14	15	16	17							
			испытателей платов	пакетов																	11	12	13	14	15	16	17
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17											
Таблица информации не несёт																											

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Номер объекта	Интервал залегания объекта		Тип опробователя		Испытание объекта		Источник норм времени
	от (верх)	до (низ)	шт	количество отбираемых проб, шт	продолжительность работы, сут	количество выездов отряда, шт	
	2	3					
1	2	3	4	5	6	7	8
Опробование пластов в процессе бурения не предусматривается							

10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы				Длина секции	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности				
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм		теорети- ческая масса 1 м, кг	теорети- ческая	с учётом		на растя- жение	на избыточное давление	внутрен- нее
		от (верх)	до (низ)								плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	1110	73,0	глад- кие	Д	5,5	9,48	1110	10,52	11,05	-	2,69	3,02	4,08
Примечания															
1 Интервал установки секции принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации, который намечается после интерпретации геофизических исследований;															
2 Перед спуском в скважину провести контроль качества всех труб и муфт, который включает в себя проверку резьбовых частей, целостности тела и толщины стенок труб. Провести визуальный контроль труб и муфт для обнаружения внешних дефектов. Контроль изогнутости труб, конусности, натяга и овальности резьбы, толщины стенок проводят с помощью калибров (резьбовых) и универсальных средств измерений. Для проверки на герметичность каждую трубу с навинченной на неё муфтой подвергнуть испытанию внутренним гидравлическим давлением на расчётную величину с продолжительностью испытания не менее 10 с (подпункты 5.5 и 5.7 СТ РК 1256-2004);															
3 Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление рассчитан на случай смены воды в НКТ на азот;															
4 Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление рассчитан на случай заполнения затрубного пространства газом, а трубного пространства водой;															
5 Допускается применение других НКТ в соответствии с программой заканчивания скважины, составленной заказчиком.															

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

Номер объек- та испытания	Интервал установки моста, м		название или тип	объём порции, м ³	плот- ность, г/см ³	пластичес- кая вяз- кость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фг ²	Характеристика жидкости		
	от (верх)	до (низ)						название компонента	плот- ность, г/см ³	норма расхода компонента, кг/м ³
I	1117	1150	Буферная-1 Тампонажный	1,2 0,9	1,00 1,90	- 10-15	- 25-30	Вода техническая Цемент ПЦТ I-G-СС-1 Понижитель водоотдачи (Гидроцем В) Пеногаситель (Полицем ДФ) Вода техническая	10 1,00 3,15 1,34 2,10 1,00	11 1000,0 1318,6 6,6 0,6 581,4
II	1110	1117	Буферная-2 Продавочная Буферная-1 Тампонажный	0,1 4,9 1,2 0,5	1,00 1,24 1,00 1,90	- миним. - 10-15	- 15-20 - 25-30	Вода техническая Бутовой раствор Вода техническая Цемент ПЦТ I-G-СС-1 Понижитель водоотдачи (Гидроцем В) Пеногаситель (Полицем ДФ) Вода техническая	1,00 1,24 1,00 3,15 1,34 2,10 1,00	1000,0 - 1000,0 1318,6 6,6 0,6 581,4
II*	1090	1110	Буферная-2 Продавочная Буферная-1 Тампонажный	0,1 4,8 1,2 0,7	1,00 1,24 1,00 1,90	- миним. - 10-15	- 15-20 - 25-30	Вода техническая Бутовой раствор Вода техническая Цемент ПЦТ I-G-СС-1 Понижитель водоотдачи (Гидроцем В) Пеногаситель (Полицем ДФ) Вода техническая	1,00 1,24 1,00 3,15 1,34 2,10 1,00	1000,0 - 1000,0 1318,6 6,6 0,6 581,4
III	1062	1090	Буферная-2 Продавочная Буферная-1 Тампонажный	0,1 4,6 1,2 0,8	1,00 1,24 1,00 1,90	- миним. - 10-15	- 15-20 - 25-30	Вода техническая Бутовой раствор Вода техническая Цемент ПЦТ I-G-СС-1 Понижитель водоотдачи (Гидроцем В) Пеногаситель (Полицем ДФ) Вода техническая	1,00 1,24 1,00 3,15 1,34 2,10 1,00	1000,0 - 1000,0 1318,6 6,6 0,6 581,4
			Буферная-2 Продавочная	0,1 4,6	1,00 1,24	- миним.	- 15-20	Вода техническая Бутовой раствор	1,00 1,24	1000,0 -

Продолжение таблицы

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
IV	1031	1062	Буферная-1	1,2	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	1000,0
			Тампонажный	0,9	1,90	10-15	25-30	Цемент ПЦТ I-G-СС-1	3,15	1318,6
								Понижитель водоотдачи (Гидроцем В)	1,34	6,6
								Пеногаситель (Полимер ДФ)	2,10	0,6
								Вода техническая	1,00	581,4
			Буферная-2	0,1	1,00	-	-	Вода техническая	1,00	1000,0
			Продавочная	4,5	1,24	миним.	15-20	Буровой раствор	1,24	-
Примечания										
* - Дострел II объекта производится по решению Недропользователя.										

Таблица 10.6 - Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1	2	3
I - IV	Цементировочный агрегат ЦА-320М	2
	Смесительная машина СМН-20	1
	Блок манифольдов БМ-700	1

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

№п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					суммарное на скважину
				номера объектов (см. табл. 10.5, гр. 1)					
				I	II	II*	III	IV	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цемент ПЦТ I-G-CC-1	ГОСТ 1581-96	т	1,3	0,7	1,0	1,2	1,2	5,3
2	Понижитель водоотдачи (Гидроцем В)	ТУ 2231-009-40912231-2003	кг	6,3	3,2	4,7	5,7	6,0	25,9
3	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2228-010-4091-2003	кг	0,6	0,3	0,4	0,5	0,5	2,3
4	Вода техническая для затворения	-	м ³	0,6	0,3	0,4	0,5	0,6	2,4
5	Вода техническая для буфера	-	м ³	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	6,9
6	Всего технической воды	-	м ³	2,0	1,7	1,9	2,0	2,0	9,6
Примечания									
1 Допускается использование других химических реагентов (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.10.5);									
2 Для расчета необходимого количества материала использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов - K=1,03, для воды затворения K=1,1 [70].									

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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, сут					
			I	II	II*	III	IV	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9
См. графы 4-9	ПЗР перед испытанием	местные нормы	3,0	-	-	-	-	-
	Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл. 22, графа 13	0,6	-	-	-	-	-
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ табл. 22, графа 7 и табл. В графа 2	1,4	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
	Вызов притока	ССНВ табл. 22, графа 5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
	Освоение, очистка и ГДИ на 3 режимах	местные нормы	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
	Задавка скважины	ССНВ табл. 22, графа 10	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
	Установка цементного моста	ССНВ табл. 22, графа 9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	-
		Суммарная продолжительность испытания объекта, сут=	17,8	13,6	13,6	13,6	13,6	10,8
	Суммарная продолжительность испытания скважины, сут=	83,1						
Примечания								
ГДИ - гидродинамические исследования.								

Таблица 10.9 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Название или шифр агрегата	Количество о вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч					
					I	II	II*	III	IV	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
См. графы 6-11	Опрессовка НКТ	ЗЦА-320	1	ЕНВИ §§ 7, 8	9,65	-	-	-	-	-
	Смена раствора на техническую воду	ЗЦА-320	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	2,07	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
	Опрессовка колонны, колонной головки и ФА	ЗЦА-320	1	ЕНВИ § 17	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
	Смена технической воды на перфорационную жидкость	ЗЦА-320	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	2,07	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
	Опрессовка устья скважины после установки противовыбросовой задвижки	ЗЦА-320	1	ЕНВИ § 26 (б)	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96	1,96
	Перфорация	ЗЦА-320	1	дежурство	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
	Опрессовка устья скважины после установки ФА	ЗЦА-320	1	ЕНВИ § 17	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74	1,74
	Вызов притока	СДА-5/101	1	ЕНВИ §§ 35, 36, 37	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72	2,72
Задавка скважины	ЗЦА-320	1	ЕНВИ §§ 60, 61, 62	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	3,10	
Установка цементного моста	ЗЦА-320	1	ЕНВИ §§ 63, 64, 95	2,98	2,98	2,98	2,98	2,98	-	
Суммарная по объекту=					47,22	37,36	37,36	37,36	37,36	34,38
Суммарная по скважине=					231,06					
Примечания										
1 Допускается применение других цементировочных агрегатов и техники;										
2 Обеспечить дежурство цементировочного агрегата ЗЦА-320 на время проведения перфорации.										

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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					
				I	II	II*	III	IV	V
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
См. графы 5-10	Перфорационная жидкость плотностью 1,21 г/см ³ , объём: состав:		м ³	21,3	19,8	19,7	19,4	18,9	18,3
	Вода - основа перфорационной жидкости	Местный	м ³	19,7	18,3	18,2	17,9	17,4	16,9
	CaCl ₂ - для достижения плотности 1,21 г/см ³	Стандарт АНИ	кг	5989,2	5574,9	5540,0	5440,2	5300,4	5145,7
	D-D - поверхностно-активное вещество	Стандарт АНИ	кг	8,5	7,9	7,9	7,7	7,5	7,3
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	21,3	19,8	19,7	19,4	18,9	18,3
	Duovis (Flo-Vis) - загуститель	Стандарт АНИ	кг	63,9	59,5	59,1	58,1	56,6	54,9
	OSI-L - поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	21,3	19,8	19,7	19,4	18,9	18,3
	Вода	Местный	м ³	42,6	39,7	39,4	38,7	37,7	36,6
Примечания									
1 Перед освоением скважины обеспечить запас раствора хлористых солей плотностью 1,21 г/см ³ в объёме 63,9 м ³ , согласно Правил обеспечения промышленности безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (согласно таблице 10.12);									
2 В качестве запасного раствора на поверхности допускается использовать буровой раствор, на котором вскрывали продуктивные пласты, разбавленный до плотности 1,21 г/см ³ ;									
3 Воду для смены бурового раствора и промывки скважины брать в двукратном объеме скважины.									

Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Состояние скважины	Продолжительность отработки, сут	Диаметр шпудера, мм	Средний дебит газа одного объекта, тыс. м³/сут	Ориентировочный объем газа, тыс. м³
1	2	3	4	5	6
Скважина 304					
I	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
II	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
II*	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
III	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
IV	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
V	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	23,0	184,0
Всего на скважину=		48,0			1104,0
Скважины 306, 307, 308, 309					
I	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
II	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
II*	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
III	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
IV	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
V	очистка, ГДИ, освоение	8,0	7, 5, 3	28,8	230,4
Всего на скважину=		48,0			1382,4
Примечание - Нефть собирать в металлические ёмкости для последующего вывоза или флюид направлять в нефтесборный трубопровод.					

Таблица 10.12 - Потребное количество материалов для запаса раствора хлористых солей перед освоением скважины в эксплуатационной колонне

Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество на скважину
1	2	3	4
Перфорационная жидкость плотностью 1,21 г/см ³ , объём: состав:		м ³	63,9
Вода - основа перфорационной жидкости	Местный	м ³	59,0
CaCl ₂ - для достижения плотности 1,21 г/см ³	Стандарт АНИ	кг	17955,9
D-D - поверхностно-активное вещество	Стандарт АНИ	кг	25,6
NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	63,9
Duovis (Flo-Vis) - загуститель	Стандарт АНИ	кг	191,7
OS1-L - поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	63,9

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 - Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурового инструмента

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых буровых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная 168,3 мм	1200	30	127ТБТ, 171,5 УБТ, переводники, ведущие трубы	38	Нипель и муфта	2,4	0,86
Эксплуатационная колонна 168,3 мм	1200	60	СБТ 127 (5" DP)	221	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300мм от утолщенной части.	2,4	5,00
Примечание - Периодичность проверки дефектоскопией элементов буровых колонны принята по таблице 4.1 РД 39 - 013 - 90 [35].							

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количес- тво, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор 244,5 мм	Кондуктор	450	ЦА - 320М	1	135	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	453	ЦА - 320М	1	17	ЕНВБ §112	1,53
Эксплуатационная 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой	1200	ЦА - 320М	1	135	ЕНВБ §109	1,35
	Фонтанная арматура	1200	ЦА - 320М	1	135	ЕНВИ §17	1,74
Примечания							
1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями;							
2 Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Величина пробного давления равна 1,5 Рр (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная), с участием АСС, с составлением акта. Время опрессовки не менее 10 минут.							

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются:

- глубина скважины;
- вес спускаемых бурильных и обсадных колонн;
- грузоподъемность;
- мобильность;
- экологичность;
- монтажеспособность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизации технологических процессов.

Исходя из этого, для строительства проектной скважины глубиной 1200 (± 250) м, при максимальном весе: бурильной колонны - 51,3 т, обсадной колонны - 33,2 т, а также, исходя из наличия буровых установок у Бурового Подрядчика, выбраны буровые установки ZJ20, ZJ30C, с максимальной грузоподъемностью - 88 т и 180 т соответственно или аналогичной грузоподъемности.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачах, на трейлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования.

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

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

Конструкция буровой установки предполагает наличие методов и средств проветривания рабочей зоны площадки буровой, подвышенного пространства и помещений буровой, включая помещения насосного блока и очистки бурового раствора.

Система приготовления и циркуляции бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится буровым подрядчиком.

В отопительный период буровая обогревается паровым котлом (бойлером).

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования ZJ20

№ № т. СЭСН-49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл.св.ап. маш/час	эл-троды кг	эл.св.ап. маш/час	эл-троды кг
	Монтаж:						
228	высечно-лебедочного блока: К-0,1	1	к-т	10,79	2,3	10,79	2,3
228	то же повторный	1	-"	5,5	1,5		
250	циркуляционной системы К-0.1	1	-"	2,85	0,2	2,85	0,2
244	шламового насоса	1	-"	2,35	7,42	2,35	7,42
254	ПВО	1	-"	21,28	0,2	21,28	0,2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	2	шт.	1,91	0,94	3,82	1,88
256	для запаса топлива	2	-"	2,61	1	5,22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т.	9	2,6	9	2,6
257	топливопроводом	1	-"	7,21	3,96	7,21	3,96
257	воздухопроводом	1	-"	5,1	2,21	5,1	2,21
257	паропроводом	1	-"	2,11	2,57	2,11	2,57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	-"	6,82	19,2	13,64	38,4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	-"	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	22	шт.	1,41	0,18	31,02	3,96
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	1	10 м	4,23	2,14	4,23	2,14
41	Пожарные гидранты	2	шт.	1,57	0,01	3,14	0,02
	Всего					133,82	105,86
Электроды УОНИ-13/45				Уд. выброс В.В. г/кг		всего г	
Сварочный аэрозоль				14		1482	
Марганец и его окислы				0,51		54	
Соединения кремния				1,4		148	
Фториды				1,4		148	
Фтористый водород				1		106	

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования ZJ-30C

№ № т. СЭСН- 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл.св.ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	электроды кг
32	Топливопровод линейный	-"	0,3	6,5	3	1,95	0,9
32	Спускные линии	-"	0,1	2,5	3	0,25	0,3
38	Задвижки	шт.	19	1,43	0,1	27,17	1,9
	Монтаж:						
228	вышечно - лебедочного блока: К - 0.1	к-кт	1	10,79	2,3	10,79	2,3
228	то же повторный	-"	1	5,5	1,5		
250	циркуляционной системы К - 0.1	-"	1	2,85	0,2	2,85	0,2
244	шламового насоса	-"	1	2,35	7,42	2,35	7,42
254	ПВО	-"	1	21,28	0,2	21,28	0,2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт.	2	1,91	0,94	3,82	1,88
256	для запаса топлива	-"	2	2,61	1	5,22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2,6	9	2,6
257	топливопроводом	-"	1	7,21	3,96	7,21	3,96
257	воздухопроводом	-"	1	5,1	2,21	5,1	2,21
257	паропроводом	-"	1	2,11	2,57	2,11	2,57
252	Всасывающая линия бур. насоса	-"	2	6,82	19,2	13,64	38,4
252	Выкидная линия бур. насоса	-"	2	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт.	20	1,41	0,18	28,2	3,6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10 м	1	4,23	2,14	4,23	2,14
41	Пожарные гидранты	шт.	2	1,57	0,01	3,14	0,02
274	Контур заземления	конт.	3	6,64	4,5	19,92	13,5
	Всего первичный монтаж					180,3	122,1
	Всего повторный монтаж					176,8	119,9
Электроды УОНИ-13/45				Уд. выброс В.В. г/кг		монтаж	
						перв.	повт.
Сварочный аэрозоль				14		1691	1679
Марганец и его окислы				0,51		62	61
Соединения кремния				1,4		169	168
Фториды				1,4		169	168
Фтористый водород				1		121	120

Таблица 12.1 - Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измер.	Номер варианта подготови- тельных работ	Номера скважин по варианту подготови- тельных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы (100 м х 100 м х 0,2 м)	м ³	1; 2	304, 306, 307, 308, 309	2000
2	Планировка буровой площадки механическим способом грунт II кат. при: а) при монтаже 50 м × 80 м б) при демонтаже 50 м × 80 м	м ² "-	"- "-	"- "-	4000 4000
3	Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м	м ³	"-	"-	87,5
4	Металлические емкости V=25 м ³ для сбора бурового шлама	шт	"-	"-	2
5	Металлические емкости V=50 м ³ на отводах ПВО при НГВП	шт	"-	"-	2
6	Теплоизоляция войлоком подводящих линий	100 м	"-	"-	0,5
7*	Низковольтная осветительная линия				
7.1**	Установка металлических опор	шт	"-	"-	8
	Подвеска алюминиевых 3-х проводов d = 16 мм	100 м	"-	"-	1,5

Примечания

- Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:
план организации работ (далее - ПОР),
наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
технологический регламент на строительно-монтажные работы;
положения о производственном контроле;
план ликвидации аварий.
- При планировании площадки используется:
бульдозер Т-170, N-125 кВт 1 единица;
экскаватор N-110 кВт 1 единица;
автосамосвал г/п 15 т 1 единица.

* Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;

** Допускается установка опор из другого материала.

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (ПЕРЕНЕСЕНИЕ В НАТУРУ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЗИМУТА)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	304, 306, 307, 308, 309	3
2	Заготовка вех и кольев	-"	-"
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения	-"	-"
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода	-"	-"
5	Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования	-"	-"
6	Определение азимута	-"	-"
7	Ведение полевой документации	-"	-"
8	Камеральная обработка материалов	-"	-"
9	Переезды на участке работ	-"	-"
Примечание: Работы производятся Подрядчиком.			

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

№ варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
1	304, 306, 307, 308, 309	ZJ20, ZJ30 или аналог	дизель-электрический	первичное, повторное
Примечание: Любая из указанных буровых установок может работать на скважине по усмотрению Заказчика				

Таблица (объединенная) 12(4,7,10,13,15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования ZJ20

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. измере-я	Номер вариант	Коли- чество	Примеча- ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ20 "			к-т		1	
	Номинальная грузоподъемность - 88 т						
	Привод буровой установки - ДВС						
	Дизель С-18 N-570 кВт			-"		2	
	Аварийный ДГ Volvo Penta 1343 N-366 кВт			-"		1	
	Дизельный генератор VOLVO PENTA 1641 N-484 кВт			-"		1	
1	Буровая автоплатформа 13,55 м x 3,1 м x 2,9 м в том числе						
1.1	Вышка мачтовая JJ15835-W высотой 36 м	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1;2	1	
1.2	Кронблок TC158 грузоподъемностью (г/п) 149 тн.	-"	-"	-"	-"	1	
1.3	Крюкоблок YG150 г/п 149 тн.	агр.	-"	-"	-"	1	
1.4	Вертлог XSL170 г/п 170 тн на рабочее давление 350 ат.	-"	-"	-"	-"	1	
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	-"	-"	-"	1	
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.7	Буровая лебедка JC21D N-450 кВт ; г/п 149 тн:	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	агр.		-"	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз	-"		-"	-"	1	-"
1.7.3	гидравлическая катушка	-"		-"	-"	1	-"
1.7.4	таргальный барабан	-"		-"	-"	1	-"
1.7.5	противозатаскиватель	-"		-"	-"	1	-"
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната JZG24	-"	агр.	-"	1;2	1	
1.9	Лебедка гидравлическая YJ г/п 5 тн.	-"	-"	-"	-"	1	
1.10	Лебедка гидравлическая YJ г/п 3 тн.	-"	-"	-"	-"	1	
1.12	Дизель С-18 N-570кВт для привода лебедки и ротора	кр. бл.	-"	-"	-"	2	
1.13	Коробка передач ALLISON S6620	агр.	-"	-"	-"	1	
1.14	Угловая приводная коробка передач E630-09	-"	-"	-"	-"	1	
1.15	Пневматическая система с компрессором (0,7м3/мин.) и воздухохоборником 0,155м3	-"	-"	-"	-"	1	
1.16	Гидравлическая система с масляным насосом (165л/мин.	-"	-"	-"	-"	1	
1.17	Электрическая система	-"	-"	-"	-"	1	
1.18	Основание по вышку	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
1.19	Система подъема вышки	агр.	агр.	-"	-"	1	

Продолжение таблицы (объединенной) 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Рабочая площадка 5м.х8м. с основанием высотой 4,5м. (3,6м.-под ротором)	агр.	кр.бл.	к-т	1;2	1	
2.1	Ротор г/п ZP205 г/п 175 тн.с цепной передачей и клиновым захватом	"-	"-	"-	"-	1	
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером	"-	агр.	"-	"-	2	
2.3	Стояк стальной Ø - 75 мм высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	"-	"-	"-	"-	1	
2.4	Подсвечник для бурильных труб	"-	кр.бл.	"-	"-	1	
2.5	Шурф для квадрата	"-	агр.	"-	"-	1	
2.6	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)	"-	"-	"-	"-	1	
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 тн	агр.	агр.	"-	"-	1	
2.8	Модуль бурильщика:						
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	"-	"-	1	
2.8.2	индикатор веса на крюке	агр.		"-	1	1	в к-те
2.8.3	индикатор давления на стояке	"-		"-	"-	1	"-
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	"-		"-	"-	1	"-
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	"-		"-	"-	1	"-
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	"-		"-	"-	1	"-
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	"-		"-	"-	1	"-
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	"-	агр.	"-	1;2	1	
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	"-		"-	1	1	"-
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	"-		"-	"-	1	"-
5	Средства телеметрии (по условиям контракта)	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
6	Энергетический модуль:	м.бл.	м.бл.	"-	"-	1	
6.1	дизель- генератор VOLVO PENTA 1641 N-484 кВт	"-		"-	1	1	в к-те
6.2	пит управления	"-	м.бл.	"-	"-	1	
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем	"-		"-	"-	1	в к-те
6.4	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	"-		"-	"-	1	"-
7	Циркуляционная система:						
7.1	буровой насос RGF-1000	м.бл.	м.бл.	"-	1;2	2	

Продолжение таблицы (объединенной) 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
7.2	привод бурового насоса- дизель САТ 3512 N-764кВт	-"	-"	-"	-"	2	
7.3	Подпорный насос с электродвигателем N - 55 кВт	м.бл.	м.бл.	-"	1;2	2	
7.4	металлическая рама (сани)	-"	-"	-"		2	
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора насосов Ø-305 мм	узел	узел	-"	-"	2	
7.6	задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø -300 мм	агр.	агр.	шт.	-"	4	
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø-75 мм (от насоса до манифольда)	узел	узел	к-т	-"	2	
7.8	линия высокого давления Ø-75 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от насоса в	-"	-"	-"	-"	1	
7.9	задвижки высокого давления Ø - 75 мм на манифольде	агр.	агр.	шт.	-"	2	
7.10	выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	м	1;2	10	
7.11	Емкость для бурового раствора V- 40, 66 и 50 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	3	
7.11.1	вибросито SWACO с 2 эл/двигателями по N-2,2кВт	агр.		-"	1	2	в к-те
7.11.2	вакуумный дегазатор ZCQ1.5/5 со шламовым насосом и эл/двигателем к нему N-56кВт	-"		-"	-"	1	-"
7.11.5	шламовый насос	-"		-"	-"	2	-"
7.11.6	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	-"		-"	-"	1	-"
	гидроперемешиватель	-"		-"	-"	1	
7.11.7	центрифуга со шламовым насосом и эл/двигателем						
	(по требованию заказчика)	-"	м.бл.	-"	1;2	1	
7.12	Ёмкость 25 м ³ для сбора твердых отходов бурения (по требованию заказчика)	-"	-"	-"	-"	2	
7.13	Ёмкость рабочая:	-"	-"	-"	-"	1	
7.13.1	пескоотделитель с ц/бежным насосом и эл/двигателем к нему N- 55 кВт	-"	-"	-"	1	1	в к-те
7.13.2	илоотделитель	-"	-"	-"	-"	1	-"
7.13.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем	-"	-"	-"	-"	2	-"
7.13.4	гидроперемешиватель	-"	-"	-"	-"	1	-"
7.13.5	ёмкость дозировочная для хмреагентов V=8 м3	-"	-"	-"	-"	1	-"
7.13.6	модуль лаборатории буровых растворов	м.бл.	м.бл.	-"	1;2	1	
7.13.7	Ёмкость для смешивания бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	
7.13.8	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем	-"	-"	-"	1	2	в к-те
7.13.9	гидроперемешиватель	-"	-"	-"	-"	1	-"
7.13.10	ёмкость для приготовления бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	-"
7.13.11	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем	-"	-"	-"	-"	1	-"

Продолжение таблицы (объединенной) 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
7.14	Емкость для запаса бурового раствора	-"	м.бл.	-"	1;2	1	
7.14.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем	-"		к-т	1	2	в к-те
7.14.2	гидроперемешиватель	м.бл.		к-т	1	2	в к-те
7.15	Емкость доливная V= 5 м ³	-"	м.бл.	-"	1;2	1	
7.16	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	6	
9	Насос с электроприводом для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	
10	Шламовый насос с электродвигателем для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)	-"	-"	-"	-"	1	
11	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м ³ на концах линий ПВО	-"	-"	-"	-"	2	
12	Емкость для технической воды V- 100м ³ с центробежным насосом и эл/двигателем	-"	-"	-"	-"	1	
13	Емкость для дизтоплива V-30 м ³ с центробежным насосом и электроприводом	-"	-"	-"	-"	1	
14	Бак для дизтоплива расходная V-4 м ³	-"	-"	-"	-"	1	
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	-"	-"	1	
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"	-"	4	
17	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см ² (аналог ОП15 350х350 ГОСТ 13862-90) в том числе:	агр.	агр.	-"	-"	1	
17.1	11" (280 мм)универсальный превентор 2Н28-35 на 350кгс/см2	-"		-"	1	1	в к-те
17.2	11" (280 мм) превентор плащечный двойной 2FZ28-35 на 350кгс/см2	-"		-"	-"	1	-"
17.3	11" (280 мм) четырехходовой переводник FS28-35 на 350 кгс/см2	-"	агр.	-"	1;2	1	
17.4	блок управления ПВО FQ640-6G	-"	-"	-"	-"	1	
17.5	дистанционная панель управления JY-120	-"	-"	-"	-"	1	
17.6	Манифольд линии дросселирования диаметром 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см2	узел	узел	к-т	1;2	1	
17.7	Манифольд для глушения скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 350кгс/см2	-"	-"	-"	-"	1	
18.9	Штуцерный манифольд диаметром 103 мм на рабочее давление 350 ат (1гидравлический	агр.	агр.	-"	-"	1	
18.10	Пульт управления гидравлическим штурдером (тип манометра Y40, на 400 ат с	-"	-"	-"	-"	1	
18.11	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7	-"	-"	-"	-"	1	
18.12	Аккумулятор для закрытия превентора FQ6404	-"	-"	-"	-"	1	

Продолжение таблицы (объединенной) 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
18.13	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	-"	-"	1	
18.14	Воздушный насос QVB-40.60L	-"	-"	-"	-"	1	
18.15	Гидравлическая лебедка г/п 3 тн	-"	-"	-"	-"	1	
18.16	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм х 25м	узел	узел	-"	-"	2	
19	Колонная головка ОКК2-244,5х 168,3 -210			-"	-"	1	при бурении
20	Приемный мост металлический горизонтальный	м. бл.	м. бл.	-"	1;2	1	
21	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"	1	
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-"	-"	-"	-"	6	
23	Инструментальная площадка	-"	-"	-"	-"	1	
24	Бойлер (котельная) или ПКН-2С или 2электрокотла по 100 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
25	Емкость V-20 м ³ для воды (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт с обвязкой	-"	-"	-"	-"	1	
26	Емкость V-4 м ³ для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5кВт с обвязкой	-"	-"	-"	-"	1	
27	Обвязка оборудования коммуникациями:						
27.1	Водопроводы	узел	узел	-"	-"	1	
27.2	Топливопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
27.3	Воздухопроводы	-"	-"	-"	-"	1	
27.4	Паропроводы	-"	-"	-"	-"	1	

Сокращенные термины:

г/п-грузоподъемность; к-т - комплект; шт - штук; агр/оп - агрегато-операции; к-ур - контур; а/м - автомобиль;

кр.бл.-крупно-блочный монтаж; агр - агрегатный монтаж; м.бл - мелкоблочный монтаж.

№№ вариантов - 1 : 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж.

При повторном монтаже предусмотрен ремонт или замена узлов, агрегатов.

Таблица объединенная 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования "ZJ-30"

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа		Ед. изме- рения	Номер вари- анта	Коли- чество	Приме- чание
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ-30"			к-г		1	
1	Мачтовая вышка JJ180/38-W	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
	- телескопическая мачта высотой 38 м	"-	"-	"-	"-	1	
	- баллон верхового рабочего	"-	"-	"-	"-	1	
	- номинальная грузоподъемность 180 т						
2	Подвышечное основание DZ225	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
3	Буровая лебедка JC-30, N=580 кВт	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
	- противозатаскиватель пневматический	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
	- водяная система охлаждения	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
4	Силовой привод - двигатель CAT C15 дизель, N=392 кВт	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	2	
	- коробка передач Allison S5610	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	
5	Кронблок TC-180, г/п 180 т	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
6	Талевый блок и крюк YG-180, номинальная нагрузка 180 т	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
7	Вертлюг XSL-225, г/п 229 т, Pраб=345 ат	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
8	Талевый канат Ø 29 мм, модель 6x19 SIWR-IPS	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
9	Приспособление для крепления неподвижного конца каната с индикатором веса	агр.	кр. бл.	к-г	1;2	1	
10	Ротор ZP275	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
	- моментомер стола ротора	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
	- устройство плавного пуска и тормоза	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
11	Буровой ключ ZQ-100 гидравлический с моментомером	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
12	Энергетическая установка						
12.1	Воздушная система с осушителем воздуха 2V-6,5/12; Pраб=8-10 ат, V=6,5 м ³ /мин	агр.	агр.	к-г	1;2	1	
12.2	Силовой агрегат CAT3512DITA для привода насоса F-1000, N=783 кВт;	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	
12.3	Силовой агрегат CAT3412 для привода насоса F-800, N=597 кВт	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	
	- Ø нагнетательной линии 101,6 мм	узел	узел	шт.	1;2	1	
	- Ø всасывающей линии 304,8 мм	узел	узел	шт.	1;2	1	
12.4	Электростанция Perkins SP-400	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	
12.5	генератор CAT3512B тип 1GZ04547, N-1310 кВт	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	
13	Циркуляционная система						
13.1	Емкости для бурового раствора с двумя перемешивателями						
	- емкость с виброситом V=40 м ³	м. бл.	м. бл.	к-г	1;2	1	

Продолжение таблицы 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
	- емкость для бурового раствора $V=40 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
13.2	Долившая емкость $V=10 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
13.3	Емкость $V=40 \text{ м}^3$ для запаса бурового раствора с двумя перемешивателями	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
13.4	Перемешиватель бурового раствора с эл. двигателем $N=11 \text{ кВт}$	агр.	агр	к-т	1;2	4	
13.5	Смесительная воронка с подающим насосом SB6x8	агр.	агр	к-т	1;2	1	
13.6	Емкость для реагента $V=4 \text{ м}^3$ с мешалкой $N=7,5 \text{ кВт}$	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
13.7	Электрическая система водонепроницаемая и взрывозащищенная	узел	узел	к-т	1;2	1	
14	Система очистки раствора						
14.1	Вибросито DERRICK FLS-2000 с электродвигателем $N=4 \text{ кВт}$	агр.	агр	к-т	1;2	2	
14.2	Вакуумный дегазатор $V=240 \text{ м}^3/\text{ч}$	агр.	агр	к-т	1;2	1	
14.3	Илоотделитель x 2 центробежный насос насос SB6 x 8; привод электродвигатель $N=55 \text{ кВт}$	агр.	агр	к-т	1;2	1	
14.4	Пескоотделитель x 8	агр.	агр	к-т	1;2	1	
14.5	Атмосферный дегазатор	агр.	агр	к-т	1;2	1	
15	Ёмкости						
15.1	Ёмкость для дизтоплива, оборудованная расходомером $V=25 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
15.2	Ёмкость для дизтоплива, расходная $V=4 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
15.3	Ёмкость для масла $V=3 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	2	
15.4	Ёмкость для воды $V=40 \text{ м}^3$	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	2	
16	Городок на буровом участке	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2		
16.1	Культбудка	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
16.2	Лаборатория буровых растворов с инструментами для тестирования	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
16.3	Противопожарное здание с противопожарным инвентарем	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
16.4	Склад-мастерская для мелкого ремонта на рабочем участке	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
16.5	Хранилище материалов для приготовления раствора	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
16.6	Жилые вагоны для персонала Подрядчика	м. бл.	м. бл.	набор	1;2	1	
16.7	Жилые вагоны для персонала Заказчика	м. бл.	м. бл.	набор	1;2	1	
16.8	Комната для проведения совещания	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
17	Противовыбросовое оборудование (ПВО)						
17.1	Универсальный превентор FH 54-14	агр.	агр	к-т	1;2	1	
17.2	Плашечный превентор 2FZ53-21	агр.	агр	к-т	1;2	1	
17.3	Пульт управления ПВО FKQ 640-6G	агр.	к. бл	к-т	1;2	1	
18	Система контроля ПВО						

Продолжение таблицы 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
18.1	Штуцерный манифольд JG-70; Ppaб=70 МПа, Ø вн=65 мм	агр.	агр	к-т	1;2	1	
18.2	Манифольд глушения YG-70; Ppaб=70 МПа, Ø вн=65 мм	агр.	агр	к-т	1;2	1	
18.3	Выкидная линия Ø 127 мм и длиной 150 м	узел	узел	к-т	1;2	1	
18.4	Контрольные линии ПВО Ø 50,8 мм, Ppaб=35 МПа	узел	узел	к-т	1;2	1	
18.5	Переходный ниппель Ø 350 мм	узел	узел	шт.	1;2	1	
18.6	Переходная катушка 7 1/16" x 10000 BX 156 - 11" x 10000 BX 158	узел	узел	шт.	1;2	1	
18.7	Верхний шаровый кран 6 5/8" REG-L/70 МПа	узел	узел	шт.	1;2	1	
18.8	Нижний шаровый кран NC50 x 70 МПа	узел	узел	шт.	1;2	2	
19	Квадрат и приспособления	узел	узел	к-т	1;2	1	
20	Колонна бурильных труб и приспособления	узел	узел	к-т	1;2	1	
21	Оборудование для обогрева						
21.1	Бойлер	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
21.2	Калорифер	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
22	Стеллажи для труб	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
22.1	Приемный мост	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
22.2	3" шахтный насос, приводимый в движение мотором N=5 кВт	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
22.3	Водяной насос	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	2	
22.4	Сварочное оборудование на 400 ампер	агр.	агр	к-т	1;2	1	
22.5	Шурф под двухтрубку, шурф под квадрат и приспособление для забурки шурфа	агр.	агр	к-т	1;2	1/1/1	
22.6	Освещение буровой установки	агр.	агр	к-т	1;2	1	
22.7	Индикатор веса с трубками и переходниками и самописцем	агр.	агр	к-т	1;2	1	
24	Фундамент под основания						
24.1	для буровой: 4 м x 8 блоков и 6,5 м x 8 блоков	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
24.2	для двигателя и насосов: 3 м x 6 блоков	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
25	Пожарная емкость V=50 м ³	м. бл.	м. бл.	шт.	1;2	1	
26	Молниезащита*	м. бл.	м. бл.	комплект	1;2	1	

Сокращенные термины:

г/п - грузоподъемность

к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции,

кр бл. - крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж),

м. бл. - мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж),

агр - агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж),

№ варианта - 1; 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж,

* Выполняется согласно ПУЭ-2015.

Таблица объединенная 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования УПА-60/80

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа		Ед. изме- рения	Номер вари- анта	Коли- чество	Приме- чание
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Установка мобильная УПА-80	кр. бл.	кр. бл.	комплект	1;2	1	
2	Оттяжки к вышке	узел	узел	"-	"-	4	
3	Трапные установки высокого и низкого давления с обвязкой	м.бл.	м.бл.	"-	"-	1/1	
4	Фонтанная арматура			"-	"-	1	
5	Выкидная линия от фонтанной арматуры d- 70-100 мм. по 100м на стойках через 10м (20 ст.)	агр.	агр.	"-	"-	2	
6	Задвижка высокого давления на выкидных линиях	"-	"-	"-	"-	2	
7	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	м.бл	м.бл	к-т	1;2	1	
8	Приемная емкость V- 70 м ³ для раствора	"-	"-	"-	"-	1	
9	Приемная емкость V- 40 м ³ для воды	"-	"-	"-	"-	1	
10	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	"-	"-	3	
11	Емкость V- 50 м ³ для сбора пластового флюида	м.бл	м.бл	"-	"-	2	
12	Емкость V- 70 м ³ для перфорационной жидкости	"-	"-	"-	"-	1	
13	Емкость V- 20 м ³ для воды хозяйственных нужд и котельной	м.бл	м.бл	"-	"-	1	
14	Емкость V- 50 м ³ для воды технических нужд	м.бл	м.бл	"-	"-	1	
15	Противовыбросовое оборудование	агр.	агр	к-т	1;2	1	
16	Паровой котел -бойлер	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
17	Агрегат насосный	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
18	Выносные штурвалы ПВО	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	2	
19	Вагон с сушилкой	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
20	Дизельная электростанция	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
21	Инструментальная мастерская	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
22	Емкость для сбора бытовых отходов	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
23	Емкость с дизельным топливом бм ³ с насосом	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
24	Автоприцеп-вакуумная установка	агр.	агр.	к-т	1;2	1	
25	Сепаратор	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
26	Емкость для отработанного масла	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
27	Молниезащита*	м. бл.	м. бл.	комплект	1;2	1	

Сокращенные термины:

г/п - грузоподъемность; к-т - комплект; шт. - штук; агр/оп - агрегато-операции;

кр бл. - крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж); агр. - агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж),

м. бл. - мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж); № варианта - 1; 2: 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж.

* Выполняется согласно ПУЭ-2015.

Таблица 12.5 - Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования буровой установки "ZJ 30"

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Количество
1		3	4	5
1	Монтаж помещения для лаборатории буровых растворов	к-т	-"	1
2	Монтаж дежурного помещения	-"	-"	1
3	Монтаж пожарного помещения	-"	-"	1
4	Монтаж помещения-склада для химреагентов	-"	-"	1
5	Монтаж ремонтного помещения и склада	-"	-"	1
6	Монтаж бытовых помещений для подрядчиков	-"	-"	9
7	Монтаж помещений для заказчика	-"	-"	2
8	Монтаж помещения-офиса	-"	-"	1
9	Монтаж помещения для кухни и склада	-"	-"	2
10	Монтаж помещения-бани	-"	-"	1
11	Электромонтаж помещения (вагончиков)	-"	-"	20
12	Обвязка модулей водопроводом,теплопроводом, канализационной системой	-"	-"	14
13	Лестницы на буровой установке согласно схеме: - для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста - для прохода с прицеп-платформы на поверхность земли - для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли - для прохода с рабочей площадки на платформу	лестница -" -" -"	-" -" -" -"	1 1 2 2
14	Устройство шахты 2,5 м × 2,5 м × 1,5 м без установки направления с облицовкой дна и стенок армированным бетоном толщ. 0,2 м	шахта	-"	1
15	Оттяжки к вышке с устройством якорей	оттяж.	-"	4
16	Септик	септик	-"	1
17	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейнер	-"	1
Примечание - Электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины за пределами буровой площадки.				

Таблица 12.6 - Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование ZJ 20, ZJ 30

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерен.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит типа "ПАГ-14" (размер плиты-2х6х0,14, м):			
1.1	выщечно-лебедочный блок 16х28м в четырех рядах	плита	2	90
1.2	силовая установка, приемные емкости 44х46м, выщечно-лебедочный блок 32,5х36м в один ряд	"-	"-	243
1.3	буровые насосы 12х18 м в двух рядах	"-	"-	36
1.4	Склад ГСМ 10х17 м в один ряд	"-	"-	8
2	Итого	"-		377
3	Гидроизоляция площадки под выщечный блок, насосы и склад ГСМ 50х25+15х10, м синтетической пленкой	1000 м ²		1,4
4	Бетонирование сточных желобов в шахту 0,5х2х50х+0,5х50х0,05, м	м ³	"-	3,75
5	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10 м (300м /10)	шт.	"-	30
6	Разбивка бетона с вывозом при демонтаже	м ³	"-	3,75
7	Емкость V-50 м ³ в амбаре на концах выкидных линий ПВО	"-	"-	50 x 2

* Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности равным 1.3 для данного грунта.

Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

Таблица 12.7 - Объем работ по рекультивации площадки строительства скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измер.	Номера скважин	Количество
1	2	3	5	6
1	Планировка буровой площадки механическим способом	м ²	304, 306, 307, 308, 309	4000
2	Завоз и укладка ранее снятого плодородного слоя почвы на буровую площадку	м ³	-"-	2000
Примечания 1 Рекультивация проводится после полного демонтажа оборудования и окончания работ 2 При рекультивации площадки используется: бульдозер Т-170, N-125 кВт 1 единица; экскаватор N-110 кВт 1 единица; автосамосвал г/п 15 т 1 единица.				

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут					
	Всего	строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	в том числе		
				бурение и крепление	всего	испытание в открытом стволе в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7
-	112,1	7,0	2,0	20,0	83,1	83,1
1800 - проектная скорость бурения, м/ст.мес; Тбур = (1200×30)/1800=20 сут. Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.						

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Направление	1	0	50		1,0	
2	Кондуктор	1,5	50	450		4,0	
3	Эксплуатационная	2,5	450	1200		10,0	
Итого:	20,0	5,0				15,0	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Наимено- вание объектов	Количество на объект
1	2	3	4
1	Лебёдка вспомогательная или безопасная шпилевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт.
2	Грузоподъёмное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений.	Приём- ный мост	1 комплект
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей.	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переподъёма) и ограничитель нагрузки талевой системы типа ОБЛ и др.	БУ	По одному комплекту
5	Отключатель привода буровой лебёдки 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 лебёдки (успокоитель типа УТК-1 и др.).	ВА	1 шт.
9	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов.	БУ	1 шт.
10	Люлька передвижная типа ПЛУ - 3М для второго помощника (верхового рабочего).	ВБ	1 к-т
11	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки.	ВБ	1 шт.
12	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф.	БУ	1 к-т
13	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб.	БУ	1 к-т
14	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.).	БУ	1 к-т (при отсутствии в комплекте приёмного моста)
15	Устройство для безопасной подачи свечей бурильных труб от подсвечника к ротору.	БУ	По мере серийного производства к соотв. типам БУ
16	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъёме их из скважины.	БУ	1 к-т
17	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приёмного моста.	ВА	2 к-та
18	Система обогрева в зимнее время (паровой котёл, электрокалорифер и т.п.) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО.	БУ	1 к-т
19	Крючок для подвески штропов.	БУ	1 шт.
20	Механизированный ключ буровой с приспособлением для регулировки его высоты подвески.	БУ	1 к-т
21	Пневматический раскрепитель бурильных труб.	БУ	1 к-т
22	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ПБК) в комплекте с ПКР.	БУ	1 к-т
23	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот.	БУ	1 шт.

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
24	Блокирующие устройства, исключаяющие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	По одному комплекту
25	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением.	БУ	1 шт.
26	Патрубки подъёмные по диаметрам УБТ.	БУ	2 к-та
27	Шаровые краны для бурильных труб (между ведущей трубой и ее защитным переводником) с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	2 (из них один запасной)
28	3-х фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры.	БУ	1 шт. на всех типах буровых.
29	Вилка для захвата вкладышей ротора.	БУ	1 шт.
30	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО.	БУ	1 шт.
31	Устройство для долива скважины при подъёме бурильных свечей (доливочная ёмкость с уровнем и др.).	БУ	1 к-т
32	Струбцины ("стяжки") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт.	БУ	По 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку.
33	Колпачок для безопасного перемещения долот.	БУ	1 к-т
34	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах.	БУ	1 к-т
35	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твёрдых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоотделители, дегазаторы и др.).	БУ	1 к-т
36	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга.	БУ	1 шт.
37	Устьевое противовыбросовое оборудование.	БУ	1 шт.
38	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок.	БУ	Не менее чем на 2 заправки
39	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
40	Указатель "Открыто" - "Закрыто" к задвижке высокого давления.	БУ	1 шт.
41	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса.	БУ	По 1 шт. на манометр.
42	Пусковая задвижка с дистанционным управлением.	БУ	1 к-т
43	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
44	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса.	БУ	1 шт.
45	Гидравлический съёмник для выпрессовки сёдел клапанов буровых насосов.	БУ	1 шт.
46	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в ёмкости.	Ёмкость	1 шт. на насос
47	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса.	Насос	1 шт.
48	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
49	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
50	Отводные крючки.	БУ	4-5 шт.
51	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.	Устье скважины	1 шт.
52	Комплект аварийного ловильного инструмента.	БУ	1 к-т

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
53	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях.	БУ	1 к-т (для буровых со спас. уст.)
54	Аварийная кнопка "стоп".	БУЭ	1 шт.
55	Влагоотделитель для пневмосистемы.	БУ	1 к-т
56	Автоматическое устройство по отключению компрессоров.	Комп- рессор	1 к-т
57	Стеллажи для хранения баллонов с газом высокого давления	БУ	1 к-т
58	Пояс предохранительный для верхового рабочего.	БУ	2-3 шт.
59	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.).	БУ	1 к-т
60	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов.	БУ	1 к-т
61	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
62	Противогазы фильтрующие с запасными коробками или дыхательные аппараты фирмы "Дрэгер".	БУ	1 к-т на раб.
63	Светильник переносной во взрывозащищённом исполнении напряжением 12 В.	БУ	3 шт.
Примечание - Допускается работа буровой или отдельного его оборудования при замене перечисленных средств защиты их зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.			

Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на из- готовление	Количес- тво, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса или аналог		1
2	Индикатор силы на машинных ключах		1
3	Измеритель крутящего момента ротора		1
4	Пульт контроля за процессом бурения		1
5	Манометр		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на из- готовление	Количес- тво, шт.
1	2	3	4
1	Телефонная система		1
2	Система связи между площадкой верхового и пультом бурильщика		1
3	Переносное радио VHF, взрывозащищенное		2

15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, ЗАЩИТА ЛЮДЕЙ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

При проектировании и строительстве скважин выполняются требования законодательства, нормативных актов и документов, стандартов Республики Казахстан по промышленной, пожарной, экологической безопасности, чрезвычайным ситуациям природного и техногенного характера, охране труда, санитарно-гигиеническим условиям, лицензирования, технического регулирования в соответствии с Законом Республики Казахстан «О гражданской защите» (ОГЗ), «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ППБ ОПО НГОП), Техническим регламентом «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ).

Мероприятия и проектные решения по промышленной безопасности (ПБ) разработаны с целью защиты от опасных, аварийных и чрезвычайных ситуаций и их последствий при строительстве скважины и включают организационные, технические условия предупреждения аварий, пожаров, ЧС, воздействия опасных и вредных факторов.

Таблица 15.1 - Промышленная безопасность

№ п/п	Наименование и содержание производственного процесса, мероприятия ПБ	Ссылки	Исполнитель
1	2	3	4
1	Общие требования к строительству опасного объекта		
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	ст.74 ОГЗ	Руководитель организации (службы)
1.2.	Наличие на объекте утвержденной и согласованной проектной документации с мероприятиями ПБ и оценки риска опасных ситуаций, декларации безопасности.	Глава 5, §1, п.169 ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации (службы), Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	Глава 5, п.26-27 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	Глава 3, п.26 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	Глава 4, §1, п.п.42-45 ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации (службы)
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	Глава 4, §2 ППБ ОПО НГОП	
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	Глава 5, §1, п.147 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	Глава 5, §1, п.130 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.10	Ремонтные работы	Глава 7, §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	Глава 4, §2, п.49 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
2	Строительные работы		Руководитель объекта
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	Глава 3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	п.9 СН РК 1.03-05-2011	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	п. 7 СН РК1.03-05-2011	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	п. 13 СН РК 1.03-05-2011	Руководитель объекта
3	Подготовительные и вышкомонтажные работы		Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.4	Уровень взрывозащиты бурового оборудования	Глава 5, §14, п.443 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4	Безопасность при строительстве скважин		Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов	Глава 4, §2 п.п. 85-1_85-8 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	Глава 2, §1, п.п. 15, 16, 17 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	Глава 4, §2, п.п. 51-55 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	Глава 4, §2, п. 72 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.5	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	Глава 4, §3, §4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.6	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	Глава 8 §5 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	Глава 4, §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.8	Безопасность спуско-подъемных операций	Глава 7, §6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.9	Безопасность при освоении и испытании скважин	Глава 5, §17 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.10	Безопасность ремонтных работ на скважине	Глава 5, §15 п.п.458-465 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.11	Безопасность геофизических работ и исследований	Глава 6, §1-4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.12	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	Глава 8, §16 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.13	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Глава 4, §1, п.п.43-44, §2 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.14	Безопасность при наличии сероводорода	Глава 8, §1, §2. ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
	Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ППБ ОПО НГОП.		

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
5	Пожарная безопасность при строительстве скважин		Руководитель объекта
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	Глава 2, §1, п.4; Глава 5, §1, п.129-140 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель организации, объекта, службы
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	Глава 3, п.п.32, 33 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	Глава 3, п.п.27-29 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	Глава 5, §1, п.п.130-138 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отопров оборудования	Глава 5, §12, п.376-394 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.7	Проверка герметичности оборудования	Глава 5, §1, п. 169, §15, п.465, ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	Глава 5, §1, п.143 Глава 2, §1, п.4 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.9	Требования к помещениям	Глава 5, §1, п.п. 129-139 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	Глава 5, §1, п.131_132 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	Глава 5, §1, п.п.135-139 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.12	Средства связи и сигнализации	Глава 5, §1, п.п.162, 171, 185, 199-202 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
6	Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС		Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	Глава 3, §1, п.26 Глава 5, §1, п.п.162, 199, 202	----//----
6.2	Схема места эвакуации	Глава 2, §1, п.7 Глава 3, §1, п.26	----//----
6.3	Действия персонала по ПЛА при ЧС	Глава 5, §1, п. 224	----//----
7	Экологическая безопасность	Экологический кодекс (ЭК РК)	
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	Проект ОВОС	Руководитель объекта
7.2	Применение безопасного метода	ЭК РК, ОВОС	----//----
7.3	Природоохранные мероприятия	ЭК РК, ОВОС	----//----
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	ОВОС	----//----
8	Безопасность и охрана труда	Трудовой кодекс (ТК РК)	
8.1	Мероприятия по безопасности и охране труда (БОТ) разработаны с целью защиты работников от воздействия опасных производственных факторов и включают организационно-технические, санитарно-гигиенические условия и требования	Раздел 4 ТК РК, Глава 2, §1, §1, Глава 5, §1, ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации, руководитель объекта

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.2	Проведение мониторинга ОТ	Главы 19, 22 ТК РК	служба ТБ Руководитель объекта
8.3	Учет и расследование травматизма	Глава 20 ТК РК	-----//-----
8.4	Медицинский осмотр персонала	ст.185 ТК РК	-----//-----
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	ст.181 ТК РК	-----//-----
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	Раздел 4 ТК РК, Глава 5, §1, п.230 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.7	Применение системы управления охраной труда	Раздел 4 ТК РК, Глава 5, §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта, службы ТБ
8.8	Контроль и информация по охране труда	Раздел 4 ТК РК, Глава 5, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	Глава 4, §2, п.775 Глава 5, §1, Глава 8, §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.10	Системы отопления и вентиляции	Глава 3, п.п.37-38, Глава 8, §1, §4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	Глава 3, п.п.26-28 Глава 5, §1, п.149 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	Глава 5, §1, п.128 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	Глава 8, §1, п.8, п.п.200-201, 230 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	Глава 3, п.п.28, 34-35, Глава 4, §1, п.65 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	Глава 5, §1, п.197 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	Глава 4, §1, п.44, Глава 7, §2, п.797, Глава 8, ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	Глава 7, §3, п.799 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.18	Мероприятия по электробезопасности	Глава 7, §3, п.820 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.19	Контроль стальных канатов	Глава 7, §3, п.831-834 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.20	Контроль безопасности при монтаже –демонтаже буровой установки	Глава 4, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	Глава 4, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.22	Контроль ответственности персонала	Глава 4, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.23	Комплектное содержание буровой установки	Глава 4, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.24	Опрессовка пневматической системы	Глава 7, §3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	Глава 7, §3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	Глава 7, §3, п.836 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	Глава 7, §3, п.820 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	Глава 7, §6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	Глава 4, §4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	Глава 7, §5 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	Глава 4, §4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.32	Ежесменный контроль рабочих мест	Глава 4, §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	Глава 7, §6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	Глава 7, §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации осложнений, аварий, газонефтеводопроявлений	Глава 7, §7, Глава 8, Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	Глава 5, §17 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.37	Безопасность при геофизических работах	Глава 6, §1,2,3,4 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.38	– Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: – «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (ППБ ОПО НГОП); – Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ); – Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр . – Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД - 08 - 44 - 94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД - 08 - 43 - 94; – Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД - 08 - 46 - 94;	Глава 4, §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.38	– О отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД - 08 - 44 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД - 08 - 43 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД - 08 - 46 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01 -94; – О Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД - 08 - 22 - 94; – О Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – О О отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 -94; – О Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – О Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении; – О Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – О План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – О Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – О Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности.		
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	Глава 5 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
8.40	Наличие на территории буровой установки и в производственных помещениях, где возможны контакты работающих с вредными и агрессивными веществами (кислоты, щелочи и едкие реагенты), кранов с регулировкой подачи воды для промывания пораженных частей тела.	Глава 5 §1 ППБ ОПО НГОП	-----//-----

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

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
3	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78, а также санитарных правил по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
4	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности", а также соблюдать требования СП РК 2.04-104-2012 "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2015)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон", Санитарных правил.
5	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых 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 освещённости которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.
6	Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво-и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ.
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МЗ РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 11 февраля 2022 года [16], строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.

Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	Европейский стандарт EN - 531	б/мастер, бурильщик, пом. Бурильщики
2	Летний костюм; куртка, брюки части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	Европейский стандарт EN - 531	бурильщик, пом. бурильщики
3	Куртка утепленная	Европейский стандарт EN - 531	электромонтёр, слесарь по обл. буровой
4	Брюки утепленные	Европейский стандарт EN - 531	электромонтёр, слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаха со съёмным капюшоном	Европейский стандарт EN - 531	б/мастер
6	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур санитарных правил по ограничению действующих уровней шума и вибрации	Европейский стандарт EN - 531	лаборант-коллек- тор
7	Куртка, брюки из х/б с пропит- кой (женские)	Европейский стандарт EN - 531	лаборант-коллек- тор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
10	Сапоги нефтемаслозащитные	ГОСТ 5394-89	всем
11	Очки защитные ЗН56	ТУ 92.0480.565-002-90	Для работающих с с хим.реагентами (4 шт.)
12	Респиратор противопылевой У-2К		всем
	Фартук прорезиненный		то же (2 шт.)
11	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93	всем
12	Рукавицы нефтеморозостойкие	Европейский стандарт EN - 531	всем
13	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
14	Противогазы фильтрующие, с запасными коробками типа В, КД, БКФ и др.	ГОСТ 12.4.121.83	всем
15	Шланговые противогазы марки ППШ-1 или ППП-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
16	Дыхательные аппараты АСВ 2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1		2 шт. аварийный запас
17	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
18	Противогазы изолирующие (ИП-4) или дыхательные аппараты АВС-2М или фирмы "Дрэгер" типа РА 80/1800-1	ГОСТ 12.4.121.83	всем при освоении
19	Шкаф-аптечка		1

Примечания:

1. Персонал, выполняющий работу по извлечению и обработке керна, обеспечивается изолирующими противогазами и резиновыми перчатками. Образцы керна укладываются в герметичные контейнеры, изготовленные из сероводородостойких материалов.
2. При строительстве скважины могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

15.4.1 - Уровни шума и вибрация оборудования

В системе мер по обеспечению защиты от шума и вибрации на производстве большое значение имеет нормативно-техническая документация, устанавливающая требования к защите от шума и вибрации обслуживающего персонала.

При строительстве скважин производитель работ ориентируется на СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к прМЗ РК «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 11 февраля 2022 года [16], где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Тип и к санитарных правил по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться. Обычно средневзвешенный уровень шума, составляющий 80 децибелл (Прил.5, таб.1 [16]), превышает. Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

А так же предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению уровней шума:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
 - систему сборки деталей агрегата при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
 - широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
 - оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздухопроводки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) спец. глушителями;
 - изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
 - уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
 - применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).
- Расчеты уровня звукового давления, при проведении буровых работ, составляют на расстоянии 100м - 56дБ, 150м - 50,12дБ и 200м - 45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55м - 39дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80дБ.

Также должны анализироваться все случаи, когда вибрация оборудования представляет собой потенциальное неблагоприятное воздействие на персонал буровой. В качестве примера оборудования, способного представлять собой потенциальное неблагоприятное воздействие на организм, вследствие его вибрации, можно привести монтажные пальцы мачты и подвышечного основания. Как правило, эти пальцы стопорятся шпильками для предотвращения их обратного движения. Все внешние болты и гайки также стопорятся проволокой во избежание разбалтывания и падения на головы персонала.

Другая мера предосторожности - обвязочное крепление таких деталей, как арматура верхних прожекторов, пальцы верхних полостей буровой и иного верхового оборудования, которое может ослабнуть вследствие вибрации оборудования и выпасть.

Кроме того, будет производиться постоянный контроль физической вибрации самого оборудования. Мерами профилактики вредного воздействия шума, вибрации и других вредных факторов является проведение предварительных (при поступлении на работу) и периодических медицинских осмотров работающих, осуществляемых медицинскими учреждениями региона ведения буровых работ. График проведения медицинских осмотров согласовывается с ДЗПП. Периодическому медицинскому осмотру подвергаются все работники буровой бригады.

Таблица 15.5 - Нормы освещённости

№ пп	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плоскость формирования освещённости: Г-горизонтальная; В-вертикальная	Разряд и подряд	Рабочее освещение			Аварийное освещение
					Освещённость, лк	при лампах накаливания	при газоразрядных лампах	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г. В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г. В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппарата, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г. В	VIII	30	75	80	10
5	санитарных правил по ограничению действующих уровней	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост.	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебодочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещённость установлена	
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30	экспериментально	
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
12	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
13	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
14	Рабочее место верхнего рабочего (люлка, балкон)	Пол	Г	IX	50	50		10
15	Кронблочная площадка, кронблоч	Рабочие блоки	Г. В.	X	30	30		
16	Силовое помещение	Место замера уровня масла	В	VIII а	30	75		
17	Редуктор (коробка скоростей)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10		
18	Растворопровод (желобная система)	Рабочая поверхность	В	VIII а	30	75		
19	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50		
20	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время смены разделителя	5
21	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	0,8 м от стола	Г	VI	50	100		5
22	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Превентор, штувал	В	VIII а	30	75		
23	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штувал, дистанционное управление превентором	Пульг	В	IV г	75	100		10
24	Пульг дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50		
25	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Поверхность раствора	Г	X	30	30		
26	Мерный бак цементовочного агрегата, бочек для цементного раствора	Место зарядания	Г	V г	75	100		
27	Место зарядания прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Барaban, пульг кабины машиниста	Г	X	30	30	Освещённость установлена экспериментально	
28	Каротажный подъёмник	Кабель	В	XI	50	10		
	Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок баланса; от каротажного ролика до устья скважины	Блок-баланс	Г	X	30	30		
	Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30		

Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
29	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30		
30	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г		75	75	Освещённость установлена эксперимен- тально	
31	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10		
32	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г		2	2		

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газоанализатор-универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.)	1	ротор, вибростата, начало желобной системы, насосное помещение (2 шт.) приемная емкость (2 шт.) помещение отдыха персонала.
Примечания 1 Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда; 2 Стационарные газосигнализаторы должны иметь звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления) и по месту установки датчиков, проходят проверку перед монтажом, государственную проверку в процессе эксплуатации в установленные сроки.			

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт.
1	2	3
1	Вагон бурового мастера	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая	1
5	Душевая-раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилые вагоны	6
8	Вагон для женского персонала	1
9	Вагон для проведения собраний	1
Примечания		
1 Допускается изменение типа, количества и назначения санитарно-бытовых помещений		
2 На период вышкостроения, бурения и крепления, освоения - одинаковое количество вагон-домиков;		
3 Типовые модули должны соответствовать действующим НПА, специальным или типовым проектам.		

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Количес- тво, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Пожарный щит, состоящий:	ТУ 220	2*	ППБ
1.1	Ящики с песком объемом 0,1м ³	СТ РК 1174-2003	1	
1.2	Углекислотный огнетушитель		1	
1.3	Порошковые огнетушители		2	
1.4	Лопаты	ГОСТ - 19586 - 87	2	
1.5	Лом пожарный легкий	ГОСТ - 16714 - 71	2	
1.6	Топоры	ГОСТ - 18587 - 89	1	
1.7	Багор пожарный	ГОСТ - 16714 - 71	2	
1.8	Ведро пожарное	ТУ 220	2	
1.9	Плотное полотно (войлок) 2 х 2 м		1	для склада ГСМ
11	Переносные огнетушители, размещаемые:			
	а) на площадке ГСМ	ГОСТ - 51057 - 97	2	порошковые по 100 кг
	б) на площадке дизельного санитарных правил по ограничению д	-"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
		-"-	2	порошковые по 50 кг
	в) в электрощитовой	-"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	г) на участке резервуаров бурового раствора	-"-	4	порошковые по 12 кг
	д) на участке буровых насосов	-"-	2	порошковые по 12 кг
	е) площадке аккумулятора ПВО	-"-	1	порошковый на 12 кг
	ж) на участке пола буровой	-"-	2	порошковые по 12 кг
		-"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	з) офисных и жилых помещениях	-"-	3	порошковые по 12 кг
		-"-	3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
* На территориях пром. предприятий один пожарный щит определяется из расчета на 5000 м². Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах [8];				

15.1 Оценка степени риска при строительстве скважин

Строительство скважин, как один из опасных видов работ, требует определения концепции риска - как функции вероятности события.

Оценкой аварийных ситуаций можно обосновать необходимость финансирования риска и его изучение для прогнозирования предотвращения убытков.

Индивидуальным техническим проектом намечается строительство оценочной вертикальной скважины. Геологический разрез проектируемой скважины достаточно хорошо изучен при бурении скважин на месторождении Каратурун Южный.

Заложенные технические и технологические решения строительства скважины соответствует «Правилам обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

Анализ и оценка степени риска при строительстве скважин

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

Основные причины риска при строительстве скважин следующие:

- травматизм персонала при нарушении нормальной работы бурового оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособности оборудования;
- нефтегазоводопроявления с выходом флюида на поверхность из-за отказа противовыбросового оборудования, недостаточной геологической изученности месторождения, человеческого фактора.
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

Выявление и анализ возможных недостатков при строительстве скважины позволяет уменьшить риски, заложить в проект оптимальные решения.

Опасность	Возможный вред	В	С	Р	Необходимые меры для снижения опасности	*В	*С	*Р
Повреждение талевых канат	Смерть Травмы Повреждение оборудования Урон окружающей среде	2	5	10	Осмотр талевых канат Наличие Сертификата Спецодежда и СИЗ Обучение и компетентность персонала Проведение собрания по ТБ перед началом работ Связь	2	5	10
Вращающиеся механизмы	Травмы Смерть Повреждение оборудования	3	5	15	Обучение и компетентность персонала Проведение собрания по ТБ перед началом работ Допуск к работам Спецодежда и СИЗ Правильное ограждение оборудования Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	5	10
Потеря контроля управления скважиной	Травмы Смерть Повреждение оборудования Ущерб окружающей среде	2	2	4	Обучение персонала действиям при НГВП Соблюдение Требований промышленной безопасности Проверка ПВО и плановое обслуживание Компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Ведение аварийных работ в скважине	Травмы Смерть Повреждение оборудования	2	2	4	Соблюдение Требований промышленной безопасности Осмотр талевых канат Наличие Сертификата на талевый канат и бурильные трубы Эскиз спущенного в скважину аварийного инструмента Компетентность персонала по ведению аварийных работ Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Опасность механического повреждения Шкивы Ролики кронблока	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4

Недостаточная компетентность бурового персонала	Травмы Смерть Повреждение оборудования	5	5	25	Обучение и компетентность персонала Оценка знаний по ТБ Проведение собрания по ТБ перед работами Ограниченный объем работ для необученного персонала Программа работ Связь	2	3	6
Острые углы и брусья Углы решеток Повреждённые стропы	Травмы Повреждение оборудования	5	2	10	Плановые проверки площадки Спецодежда и СИЗ Собрания по ТБ Ремонт, замена поврежденного оборудования Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4
Недостаточные сигналы руками Радио / телефон не пригодны к применению	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Линии связи (радио, прием/передача сообщений, телефоны) должны быть согласованы и проверены до начала работ Обучение и навыки персонала Инструктаж по ТБ перед началом работ Связь	2	2	4
Статистическое электричество	Травмы Повреждение оборудования	4	2	8	Необходимость заземления оборудования Наряд-допуск для проведения работ Связь	2	2	4
Электрический ток (Сетевое напряжение)	Травмы Смерть Повреждение оборудования	5	5	25	Необходимость заземления оборудования Использование только сертифицированного оборудования Использование оборудования под низким напряжением Связь	2	2	4
Недостаточное освещение	Травмы Повреждение оборудования	3	4	12	Проверка мест работы перед началом Обеспечение правильного освещения до начала работ Дополнительное освещение при необходимости	2	2	4
Параллельные работы	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	5	5	25	Наряд-допуск для проведения работ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Химические реагенты	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	4	16	Применение реагентов, имеющих гигиеническое сертификаты Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Шум и вибрация	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Предупредительные знаки Собрание по ТБ перед началом работ	5	2	10

Скорость ветра	Травмы Повреждение оборудования	5	4	20	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Остановка работ при усилении ветра выше нормы Связь	3	2	6
Холодная погода	Травмы Повреждение оборудования	3	3	9	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Оценка рабочих условий Связь	2	2	4
Жаркая погода	Травмы Повреждение оборудования	2	3	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий	2	2	4
Осадки Дождь Снег	Травмы	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий Связь	4	2	8
Контакт с горячими / холодными поверхностями	Ожоги Обморожения	3	2	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Ограждения Связь	2	2	4
Работы на высоте	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Пояса безопасности при работе на высоте более 2 метров Собрание по ТБ перед началом работ Инструменты должны быть безопасными Обучение ТБ Лестницы должны быть безопасными Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Неисправное оборудование	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	3	5	15	Техническое обслуживание и осмотр Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Связь	2	4	8
Опасность при спуско- подъемных операциях	Травмы	5	3	15	Плановые проверки применяемого при СПО оборудования и инструмента Спецодежда и СИЗ Перед началом работ проведение собрания по ТБ Связь	2	3	6
Скользкая поверхность	Травмы	3	5	15	Проверка состояния рабочих площадок Порядок на рабочих местах Спецодежда и СИЗ Перед началом работ проведение собрания по ТБ Связь	2	3	6

Работы ручную Неустойчивый груз Ограниченный доступ / выход Тяжелые или неудобные объекты Неудобное рабочее положение	Травмы Растяжение спины Повреждение конечностей, рук, ног Повреждение оборудования	5	3	15	При возможности использовать механизмы для подъема и перемещения грузов Использовать соответствующее подъемное оборудование Инструктаж по ТБ Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Связь	3	1	3
--	--	---	---	----	--	---	---	---

В - Вероятность возникновения вреда

С - Серьезность нанесения вреда

Р - Риск

*** - Уровень В, С и Р после принятия мер по снижению риска**

Строительство скважины состоит из нескольких этапов. Первый этап -проектирование, второй - строительство, третий – освоение.

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

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

Наличие инструкций по эксплуатации бурового оборудования, технологических регламентов, прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предупреждению и ликвидации, инструкции по действиям членов вахты в аварийных ситуациях, противопожарные мероприятия.

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

Третий этап – освоение скважины (вызов притока). Здесь целью риск - анализа может быть выявление опасностей в процессе вызова притока из пласта и оценка возможных последствий аварий.

Комплекс мер для ликвидации риска или его уменьшения до допустимого уровня при проектировании и строительстве скважин на каждом этапе:

Этап проектирования.

Тщательное изучение особенностей горно-геологического строения месторождения, величин пластовых давлений и близ расположенных площадей для их учета при выборе буровой установки, проектировании конструкции скважин, выборе параметров бурового раствора, противовыбросового оборудования, материалов и химреагентов для строительства скважин.

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной и ближайших площадях с аналогичными условиями, результаты исследований, выполненных при бурении опорно-технологических и поисково-разведочных скважин, обеспечивать охрану недр, окружающей среды и надежность скважины на стадии строительства и в процессе эксплуатации.

При полном выполнении требований проекта, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

Этап строительства.

С целью обеспечения соответствия строительства скважины утвержденному проекту, проводится авторский надзор за строительством. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется соответствию проектной и фактической геологической информации,

получаемой в процессе бурения, вскрытию и испытанию перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, включая вскрытие продуктивных отложений и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

На этапе строительства риск связан, в основном, с человеческим фактором - с халатностью, различными нарушениями технологии проводки скважины и техники безопасности со стороны исполнителей работ.

Для минимизации и исключения риска при бурении скважины упор делается на решение организационно-технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных учебно-курсовых комбинатах;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- обучение на курсах тренинга по противоблужной безопасности и управлению скважиной;
- сдача экзаменов по профессиям и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации НГВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

К техническим мероприятиям относятся:

- систематический осмотр и проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- осмотр, опрессовка и шаблонировка обсадных труб перед спуском в скважину;
- опрессовка бурильных и обсадных колонн;
- испытание буровых вышек, согласно требованиям нормативных документов РК;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противоблужным оборудованием на расчетное давление;
- применение высококачественных материалов и хим. реагентов;

- применение высокотехнологичного и безопасного оборудования (верхнего привода, гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса, индикаторов момента и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.

Заключение

Территория Мангистауской области широко охвачена эксплуатационным и разведочным бурением. Геологический разрез изучен достаточно полно. Тектоническое строение спокойное, так что при ведении буровых работ по данному проекту не ожидается встреча с какими-либо аномальными явлениями.

Знание горно-геологических условий бурения, применяемой техники, оборудования и материалов, знание персоналом буровых бригад своих обязанностей, принятые проектные решения, проведение организационно-технических мероприятий при строительстве скважины, контроль со стороны ИТР и контролирующих органов, систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства.

15.2 ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И ЛИКВИДАЦИИ. ИНСТРУКЦИИ ПО ДЕЙСТВИЮ ПЕРСОНАЛА

Основными видами аварий в процессе строительства скважин и осложнений, создающих аварийные ситуации, являются:

1. Аварии с бурильной колонной - слом бурильной (или утяжеленной) трубы, прихват, заклинка.
2. Аварии с обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 15.9

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т. 1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ. 1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы. 1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента. 1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2. При изменении КНБК ствол скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны. 2.2. Спускосъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях. 2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки. 2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок. 2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости. 2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 2.8. В компоновку буровой колонны включать яссы необходимого размера.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	2.1. Знать зоны осложнений. 2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора. 2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны. 2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок. 3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.1. Определить место заклини. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
3		3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины. 3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. 3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок. 4.3. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.1. Определить место прихвата. 4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны.	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время. 4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др.

Продолжение таблицы 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
6	Оставление шарошек долота (слоем долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуhrиваемых пород. 6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 6.3. Произвести разбуhrивание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуhrивании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуhrиваемых пород. 6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота). 6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
7	Падение посторонних предметов в скважину	6.4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин. 7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтираторы и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
7		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.3. Произвести разбуhrивание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуhrивании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
8	Нефтегазоводо - проявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4. Не допускать порshневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП. 8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.	7.3. Произвести разбуhrивание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуhrивании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП. 8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 43 ППБ ОПО НГОП. 8.10. Параметры раствора необходимо выравнять по всему циклу. 8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками". 8.12. Использовать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора. 8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс". 8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. 8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине. 8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана.		

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установившейся величины. 8.20. Бурение производить с обратным клапаном на буровых трубах и под вертлюгом. 8.21. С целью раннего обнаружения газопровывлений должен вестись контроль за изменением: -концентрация газов и плотность промывочной жидкости; -механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии; - уровня промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции; - уровень промывочной жидкости в приемных емкостях; - расход и объем циркуляции промывочной жидкости; -изменение нагрузки при бурении скважины.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных проектом.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввести наполнители (слода, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
9		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластин и т.д. 9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса. 9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента. 9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец буровых труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. 9.4 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на этот вид работ. 9.4 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.
10	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохую проницаемый цементный камень	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
		10.2. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.	10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: - стравливание давления; - смену колонной головки; - ремонтно-изоляционные работы.	10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом.
		10.3. Применять колонные головки, включающие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.		

15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

Оценка коррозионного риска крепи скважин

Коррозионная стойкость крепи скважин определяется, прежде всего, стойкостью составляющих её элементов, а именно, механической и коррозионной стойкостью обсадных колонн и цементного камня, а также надежностью сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважин выбран сульфатостойкий портландцемент марки G, который в совокупности с регулируемыми добавками (понижитель водоотдачи, понижитель трения, регулятор схватывания, пеногаситель), обеспечивает получение эффективного тампонажного раствора с пониженной водоотдачей, из которого формируется за колонной непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечивать защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования.

Разработанный состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме вышеназванной буферной жидкости, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, облегчают удаление глинистого раствора со стенок скважины, обсадных колонн и каверн.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважин обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадными колоннами, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждается разрушение крепи скважины в интервале цементирования.

Рекомендации по выбору материалов обсадных и лифтовых колонн

Продукция месторождения характеризуется слабокоррозионной активностью компонентов. В связи с этим в условиях режимных параметров испытания и возможной добычи возможна инициация и реализация типичных для нефтегазодобычи видов коррозии: локальной и сплошной электрохимической коррозии.

Содержание CO_2 в продуктивных горизонтах достигает 0,31 %, сероводород отсутствует.

В соответствии с вышеизложенным для всех обсадных колонн диаметрами 323,9 мм, 244,5 мм и 168,3 мм и для насосно-компрессорных труб принята сталь группы прочности Д.

Коррозионный мониторинг эксплуатационных колонн является обязательным при эксплуатации скважин. Методы коррозионного мониторинга позволяют диагностировать коррозионные нарушения колонн и контролировать уровень коррозии металлической крепи скважины. Своевременное принятие мер по защите крепи скважины обеспечит надежную эксплуатацию.

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб помимо визуального осмотра осуществляется:

- 1) установкой контрольных образцов;
- 2) по точкам для определения скорости коррозии;
- 3) по узлам контроля коррозии;
- 4) по водородным зондам;
- 5) ультразвуковой и магнитной толщинометрией;
- 6) дефектоскопии.

Методы, периодичность и точки контроля коррозии для каждого вида оборудования и трубопроводов устанавливается заводом изготовителем.

Рекомендации по выбору устьевого, противовыбросового и добычного оборудования

Устьевое, противовыбросовое и добычное оборудование в коррозионно-стойком исполнении в зависимости от агрессивности скважинной среды следует подбирать в соответствии с нижеследующей таблицей по ГОСТ 30895 [75].

Таблица 15.10 – Обозначение коррозионно-стойкого исполнения устьевого, противовыбросового и добычного оборудования в зависимости от коррозионной агрессивности.

Скважинная среда				Конструкционные стали (сплавы) составных частей устьевого оборудования		Обозначение коррозионностойкого исполнения устьевого добычного оборудования
Агрессивные компоненты	Относительная коррозионная агрессивность	Парциальное давление, характеризующее коррозионную агрессивность, МПа, не менее		Корпусные детали, крышки, фланцы	Штоки, трубодержатели, детали, регулирующие давление скважинной среды	
		CO ₂	H ₂ S			
CO ₂	Некоррозионная (условно некоррозионная)	<0,05	Практически отсутствует	Углеродистые или низколегированные стали	Углеродистые или низколегированные стали	-
	Слабокоррозионная	0,05-0,21	То же	Углеродистые или низколегированные стали	Нержавеющие стали	K1
	От среднекоррозионной до высококоррозионной	>0,21	-	Нержавеющие стали	Нержавеющие стали	K11
CO ₂ и H ₂ S	Некоррозионная (условно некоррозионная)	<0,05	0,00035 ³⁾	Углеродистые или низколегированные стали ¹⁾	Углеродистые или низколегированные стали ¹⁾	-
	Слабокоррозионная	0,05-0,21	>0,00035 ³⁾	Малоуглеродистые или низколегированные стали ¹⁾	Нержавеющие стали ¹⁾	K2
	От среднекоррозионной до высококоррозионной	>0,21	>0,00035 ³⁾	Нержавеющие стали ¹⁾	Нержавеющие стали ¹⁾	K21
				Коррозионно-стойкие сплавы ^{1) 2)}	Коррозионностойкие стали ^{1) 2)}	K22
Примечания						
1) Имеются в виду стали, стойкие к сероводородному растрескиванию.						
2) Для высококоррозионной скважинной среды, в которой неблагоприятное сочетание различных факторов [ионного состава растворенных солей, концентрации водородных ионов (pH), температуры и т.п.] усиливает разрушающее влияние CO ₂ и H ₂ S на конструкционные материалы.						
3) Приведено значение парциального давления H ₂ S, которое необходимо учитывать в газовых скважинах. В нефтяных скважинах, содержание газа в которых более 15 %, влияние H ₂ S необходимо учитывать при значении его парциального давления более 0,07 МПа.						

15.4 Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов

15.4.1 Причины и признаки возникновения газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (ОФ)

15.4.1.1 Причины возникновения ГНВП

- снижение противодавления на пласт в процессе бурения, проведения спуско-подъемных операций (СПО), цементирования, освоения и ликвидации аварий;
- вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением;
- недолив скважины или поршневание при подъеме бурильной колонны;
- недостаточная промывка при вскрытии мощных газовых пластов;
- недостаточная дегазация выходящего из скважины бурового раствора;
- нарушение технологии ликвидации прихвата с помощью закачки большого объема нефти при установке нефтяных ванн.

15.4.1.2 Признаки возникновения ГНВП

Прямые признаки в процессе углубления:

- увеличение объема бурового раствора в приемных емкостях;
- увеличение относительной скорости выходящего потока бурового раствора при постоянной производительности насоса;
- повышение газосодержания бурового раствора;
- перелив бурового раствора при остановленном насосе;
- уменьшение плотности выходящего из скважины бурового раствора.

Косвенные признаки в процессе углубления:

- увеличение механической скорости проходки;
- снижение давления в буровом насосе;
- увеличение содержания сульфидов в буровом растворе;
- изменение крутящего момента на роторе;
- поглощение бурового раствора.

Признаки раннего обнаружения ГНВП при СПО устанавливаются по изменению величины доливаемого или вытесняемого бурового раствора:

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске бурильной колонны;

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

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

- перелив бурового раствора из скважины;
- увеличение давления на устье загерметизированной скважины;
- падение уровня бурового раствора (поглощение, как косвенный признак).

15.4.1.3 Причины открытых фонтанов

Открытый фонтан (выброс) – это внезапное выделение из скважины большого количества газа или газожидкостной смеси при превышении пластового давления над гидростатическим давлением столба бурового раствора.

Основными причинами ОФ являются:

- несоответствие конструкции скважины и противовыбросового оборудования (ПВО) геологическим условиям, выбранных без учета глубины залегания и пластовых давлений;
- отсутствие ПВО на устье или несоответствие его технической характеристики условиям бурения;
- неправильная эксплуатация ПВО;
- отсутствие необходимого запаса бурового раствора на буровой;
- отсутствие обратного клапана на буровых трубах;
- непринятие своевременных мер по предотвращению перехода НГВП в открытый фонтан;
- недостаточная профессиональная подготовка буровой вахты по предупреждению фонтанов.

15.4.1.4 Мероприятия по предупреждению ГНВП и ОФ

Для предупреждения ГНВП и перерастания их в открытый фонтан необходимо:

- перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений;

- произвести проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу по сигналу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- обеспечить круглосуточное дежурство цементировочного агрегата на буровой;
- оценить готовность буровой к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую;
- плотность бурового раствора поддерживать согласно ГТН. При получении новых данных о пластовом давлении плотность бурового раствора необходимо скорректировать;
- иметь на буровой запас бурового раствора с параметрами согласно ГТН в объеме 2-х кратного объема скважины;
- при появлении признаков начавшегося ГНВП при подъеме труб необходимо прекратить подъем и сразу же приступить к спуску труб до возможной глубины;
- подъем инструмента при ГНВП производить только после выравнивания параметров бурового раствора до установленных ГТН значений и прекращения проявления;
- при подъеме бурильной колонны необходимо производить долив скважины после подъема расчетного количества свечей или постоянно, поддерживая уровень близким к устью;
- подъем и спуск бурильной колонны производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового и меньше давления гидроразрыва пород;
- спуск инструмента при ГНВП производить с промежуточными промывками и дегазацией раствора до приведения параметров раствора в соответствии с ГТН;
- длительные ремонтные или профилактические работы необходимо проводить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана на бурильных трубах и герметизацией устья;
- увеличить плотность бурового раствора, если происходит увеличение уровня в приемных емкостях и появляется избыточное давление в бурильных трубах при закрытой скважине;
- при начавшемся поглощении поднять бурильную колонну в башмак последней обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации;

- бурение с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции разрешается только по специальному плану;
- объем вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого бурового раствора при подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла бурильных труб;
- не допускать отклонения плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $20,0 \text{ кг/м}^3$ от установленной проектом величины;
- свойства доливаемого в скважину бурового раствора не должны отличаться от свойств бурового раствора, находящегося в ней;
- о замеченных признаках ГНВП необходимо немедленно поставить в известность руководителя буровых работ;
- персонал буровой бригады должен быть проинструктирован и обучен соответствующим правилам ведения работ при ГНВП и поглощениях, знать прямые и косвенные признаки возникновения проявлений и поглощений, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию до врачебной помощи. Бурильщики обязаны знать глубину залегания проявляющихся и поглощающих горизонтов. На буровой должен быть утвержденный график проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» и проверки противовыбросового оборудования;

Первичные действия буровой вахты при обнаружении ГНВП и возникновении открытых фонтанов при строительстве нефтяных и газовых скважин выполнять в соответствии с Приложением 3 к «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденным Министерством по инвестициям и развитию РК, приказ № 355 от 30.12.2014г.

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

ПВО собирается из узлов и деталей с паспортами, сертификатами и инструкциями по эксплуатации завода-изготовителя без применения сварных соединений.

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.

**16 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ
ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН**

Таблица 16.1 - Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК от 20 июня 2003г. №442-ІІ ЗРК.	Раздел 3
2	Экологический Кодекс. Астана, от 2 января 2021 года № 400-VІ ЗРК	Раздел 3
3	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 7 июля 2020 года № 360-VІ ЗРК	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", № 125-ІV от 27.12.2017г., Астана.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите", Астана, от 11.04.2014, №188-V ЗРК.	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности», приказ МЧС РК от 17 августа 2021 года № 405	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены МЭ РК №239 от 15.06.18 г.	Раздел 1, подраздел 5, Раздел 1, подраздел 15 Раздел 3, подраздел 1
8	«Правила пожарной безопасности», приказ МЧС РК от 21 февраля 2022 года № 55	Раздел 1, подраздел 15
9	СТ ГУ 153-39-021-2005 Промышленная безопасность. Методика экспертной оценки риска аварий при эксплуатации объектов газовой промышленности, утвержден МЭ и МР РК от 23.12.2005г. № 341.	Раздел 1, подраздел 15
10	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», приказ МЗ РК от 25 декабря 2020 года № КР ДСМ-331/2020	Раздел 1, подраздел 15
11	«Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» приказ МЗ РК от 16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15	Раздел 1, подраздел 15
12	«Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», приказ МЗ РК от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства», приказ МЗ РК от 16 июня 2021 года № КР ДСМ - 49	Раздел 1, подраздел 15
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», приказ МЗ РК от 3 августа 2021 года № КР ДСМ-72	Раздел 1, подраздел 15
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», приказ МЗ РК от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2	Раздел 1, подраздел 15

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
16	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к приказу МЗ РК от 11 февраля 2022 года № КР ДСМ -13 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности»	Раздел 1, подраздел 15
17	«Инструкции по организации и осуществлению производственного контроля на опасном производственном объекте», приказ МЧС РК от 24 июня 2021 года № 315.	Раздел 1, подраздел 15
18	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение (строительство) скважин на нефть и газ от «09» марта 2023 года №97	
19	Правила идентификации опасных производственных объектов, пр МИР РК от 30.12.2014г. № 353.	Раздел 1, подраздел 15
20	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355. (ПШБ ОПО НГОП).	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
21	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК 2015), МЭ №230 от 20.03.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
22	Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций. Приказ МЗ РК от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70	Раздел 3
23	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
24	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, прМИР РК от 30.12.2014г. № 358.	Раздел 1, подраздел 15
25	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
26	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3,
27	"Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86).	Реферат, Раздел 1, подраздел 13, Раздел 2, подраздел 2
28	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
29	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. Охрана окружающей природной среды. Макета рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. Москва, ВНИИГТ, 1990.	Раздел 3, подраздел 2
30	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
31	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
32	Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб. РД, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
33	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКТнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
34	РД Инструкция по расчёту буровых колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
35	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
36	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКСнефть, 1986.	Раздел 1, подраздел 8
37	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982.	Раздел 1, подраздел 8
38	Технические условия на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд" для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Республики Казахстан. Алматы, "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд", ГП ГНИ, ВНИИТнефть, 1995.	Раздел 1, подраздел 9
39	ГОСТ 16293-89 «Установки буровые комплекты для эксплуатационного разведочного бурения. Основные параметры».	Раздел 1, подраздел 12
40	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
41	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
42	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
43	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
44	РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установкам датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».	Раздел 1, подраздел 15
45	РД 39-142-00. МНП. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.	Раздел 3, подраздел 2
46	СП РК 2.03-30-2017 «Строительство в сейсмических районах».	Раздел 1, подраздел 3
47	СН РК 1.02-03-2011 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство».	Раздел 1, 2, 3
48	Методика глушения при НГП. М, 1979.	Раздел 1, подраздел 5
49	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
50	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
51	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
52	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа, 1966.	Раздел 1, подраздел 15
53	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
54	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985.	Раздел 1, подраздел 10

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
55	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Приказ и.о. министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года №129-п.	Раздел 3
56	«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 года №100-п.	Раздел 3
57	СН РК 1.03-05-2011 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».	Раздел 1, подраздел 15
58	РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».	Раздел 3
59	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005. РНД 211.2.0204-2004.	Раздел 3, подраздел 2
60	Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года №79-п)	Раздел 3, подраздел 2
61	Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, Астана 2005, РНД 211.202.09-2004.	Раздел 3, подраздел 2
62	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана, 2004. РНД 211.2.02.03-2004.	Раздел 3, подраздел 2
63	РНД 03.1.0.3.01-96 Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. Алматы, 1996.	Раздел 3, подраздел 2
64	РНД 03.3.0.4.01-96 Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и потребления, утв. Министерством экологии и биоресурсов РК. Алматы, 1996.	Раздел 3, подраздел 2
65	Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө	Раздел 3, подраздел 2
66	СП РК 2.04-104-2012 «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 15
67	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
68	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
69	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 8, 10, 11
70	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
71	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
72	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
73	ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевого добычного. Особые технические требования. Классификация.	Раздел 1, подраздел 9

Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
74	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
75	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
76	ГОСТ 17.5.1.01-83 (СТ СЭВ 3848-82) «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения».	Раздел 3
77	ГОСТ 17.5.3.04-83 (СТ СЭВ 5302-85). «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».	Раздел 3
78	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
79	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
80	СНиП IV-5-82. Часть IV, Глава 5, приложение, Сборник 49, часть III, Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность. Москва, Недра, 1985.	Раздел 2, подраздел 1,2 Раздел 3, подраздел 2
81	СП РК 2.04-01-2017 «Строительная климатология».	Раздел 3, подраздел 2
82	СП РК 4.01-101-2012 Внутренний трубопровод и канализация зданий и сооружений.	Раздел 3, подраздел 2
83	Временные укрупненные сметные нормы времени на испытание (опробование) объектов скважин с применением пластоиспытателей на трубах. М, 1972.	Раздел 1, подраздел 10
84	Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах, М 1984	Раздел 1, подраздел 10
85	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 10
86	Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами	Раздел 3, подраздел 2

Раздел 2

Организация строительства

1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подводить воду цистернами	Наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т.д.)	Месторасположение	Рабочий расход, м³/ч	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ZJ - 30С											
Для технических нужд 29,9	50	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 11,0	25	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
ZJ - 20											
Для технических нужд 29,9	50	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 11,0	25	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
УПА-60/80											
Для технических нужд 7,9	50	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 3,8	25	нет	нет	нет	да	водопровод	Каламкас	-	30,0	-	-
Примечание. Ёмкости хранения воды, используемые для хоз. бытовых нужд, изготавливаются из нержавеющей стали.											

1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для					
		питьевые нужды	хоз.бытовых нужд столовая	душевая	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Подготовительные работы к бурению	0,8	1,2	3,2	2,6	-	7,8
2	Строительство и монтаж	3,5	5,0	14,0	-	-	22,5
3	Бурение и крепление	8,0	11,5	32,0	26,0	306,2	383,7
4	Испытание на продуктивность	33,2	47,9	133,0	107,9	352,5	674,5
	Итого	45,5	65,6	182,2	136,5	658,7	1088,5

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

подготовительных работах, перед бурением скважины - 16 человек;

строительстве и монтаже буровой установки - 20 человек;

бурении и креплении - 16 человек;

испытании скважины на продуктивность - 16 человек.

Расчет расхода воды**Для хоз.бытовых нужд:**

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (СП РК 4.01-101-2012, прил.В, табл. В.1);
расход пресной воды для хоз. бытовых нужд (приготовления пищи и душевых установок) для одного человека составляет соответственно 36,0 л/сут и 100,0 л/сут (СП РК 4.01-101-2012, прил. В, табл. В.1).

при подготовительных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 2 = 5,2$ м³

при строительно-монтажных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 20 \times 7 = 22,5$ м³

при бурении и креплении: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times (20+) = 51,5$ м³

при испытании: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 83,1 = 214,1$ м³

Для котельной установки:

Расход воды составляет - 3,0 м³/сут (паспортные данные)

при подготовительных работах: $3 \times 2 \times 158/365 = 2,6$ м³

при бурении и креплении: $3 \times (20+) \times 158/365 = 26$ м³

при испытании: $3 \times 83,1 \times 158/365 = 107,9$ м³

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (2+20+83,1) \times 158/365 = 45,5$ сут;

где: 158 сут - продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).

Для технических нужд:

Объём воды для приготовления бурового раствора, цементного раствора и при испытании скважины на продуктивность определяется по расчету (см. таблицы 7.6, 9.16, 10.10, 10.7 тех. проекта).

при бурении и креплении: $216,73+68,2+21,3=306,2$ м³

где: 216,73 - потребность воды для приготовления бурового раствора, м³

68,2 - потребная вода для цементирования, м³

21,3 - вода для опрессовки, м³

при испытании: 352,5 м³

Примечания

1 Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно - бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться в соответствии с "Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции" ПМЗ РК № КР ДСМ-13 от 11.02.2022 г.

2 Расход воды на прачечные нужды не учитывается, в связи с тем, что стирка производится сторонней организацией.

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электро снабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанции и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
ZJ - 30C							
Источником электроэнергии является дизельгенератор CAT3512, N=746 кВт.							
ZJ - 20							
Источником электроэнергии является дизельгенератор VOLVO PENTA 1641, N - 484, кВт.							
УПА-60/80							
Источником электроэнергии является электростанция ДЭС-200 с двигателем N - 298 кВт.							

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ - 30C						
1. Силовой дизельный двигатель CAT 3408, N - 395, кВт, 2-комплекта;						
2. Дизель-генератор CAT3512, N=746 кВт, 2-комплекта;						
3. Дизельный двигатель CAT3512, N=746 кВт, 2-комплекта; (привод насоса)						
4. Дизель двигатель Д-144, N=37 кВт, 1-комплект;						
5. Паровой котел Бойлер ПKN-2М						
6. Дизельный двигатель (ЦА-320) ЯМЗ-236, N=132 кВт, 1-комплект						
279,6	273,8	5,8	-	15,54	-	-
ZJ - 20						
1. Привод генератора VOLVO PENTA 1641, N - 484, кВт, 1-комплект;						
2. Силовой привод - дизельный двигатель CAT C 18, N=570 кВт, 2-комплекта;						
3. Привод насоса RGF-1000 дизельный двигатель CAT3512, N=764 кВт;						
97,5	95,4	2,1	-	52,81	-	-
УПА-60/80						
1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N - 132 кВт, 1 - комплект;						
2. Дизельный двигатель ЯМЗ 7514, N - 298 кВт, 1 - комплект.						
166,9	163,6	3,3	-	102,74	-	-
ZJ - 30C						
Дизель двигатель Д-144, N=37 кВт (при строительно-монтажных работах)						
Дизельное топливо: 0,1044×7=0,73 т						
Масло: 0,002×7=0,01 т						
где: 0,1044 - средний расход топлива, т/сут;						
0,002 - расход масла, т/сут;						
7 - продолжительность строительно-монтажных работ, сут;						

Продолжение таблицы 2.2**При подготовительных работах, бурении и креплении:**

Расход топлива и масла для дизельных двигателей САТ 3408, САТ3512, ЯМЗ-236 и генератора САТ3512 определены согласно спецификации подрядчика

Силовой привод - дизельный двигатель САТ 3408, N - 395

Дизельное топливо: $2 \times 64 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 57,45$ т

Масло: $2 \times 1,28 \times 0,9 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 1,22$ т

где: 64,0 - удельный расход топлива, л/час;
 1,28 - удельный расход масла, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, г/см³;
 0,9 - плотность масла, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 24 - час в сутки
 2 - количество комплектов;

Дизельный двигатель САТ3512, N=746 кВт (привод насоса)

Дизельное топливо: $2 \times 120 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 107,71$ т

Масло: $2 \times 2,4 \times 0,9 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 2,28$ т

где: 120,0 - удельный расход топлива, л/час;
 2,40 - удельный расход масла, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, г/см³;
 0,9 - плотность масла, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 24 - час в сутки

Дизель-генератор САТ3512, N=746 кВт

Дизельное топливо: $2 \times 120 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 107,71$ т

Масло: $2 \times 2,4 \times 0,9 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 2,28$ т

где: 120,0 - удельный расход топлива, л/час;
 2,40 - удельный расход масла, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, г/см³;
 0,9 - плотность масла, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 24 - час в сутки
 2 - количество комплектов;

Оборудование для обогрева:

Паровой Котел - Бойлер ПКТН-2М для обогрева в зимний период

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 80 л/час.

Расход топлива составит: $0,001 \times 80 \times 0,85 \times 24 \times (2+20) \times 158/365 = 15,54$ т

где: 80 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, г/см³;
 0,9 - плотность масла, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 158 - продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86 таблица №4);
 2 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;
 20 - продолжительность бурения и крепления, сут;

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

Диз.топливо: $1,93 \times 0,103 = 0,199$ т

Масло: $0,039 \times 0,103 = 0,004$ т

где: 0,1044 - расход топлива, т/сут;
 0,016 - расход масла за сутки, т/сут;
 0,103 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Продолжение таблицы 2.2**ZJ - 20****При подготовительных работах, бурении и креплении:**

Расход топлива и масла для дизельных двигателей определены согласно спецификации Подрядчика

Привод генератора VOLVO PENTA 1641

Дизельное топливо: $50 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (2+20) = 22,44$ т

Масло: $1,41 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (2+20) = 0,63$ т

где: 50,0 - удельный расход топлива, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 1,41 - удельный расход масла, л/час;

Силовой привод - дизельный двигатель CAT C 18

Дизельное топливо: $2 \times 23 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 20,64$ т

Масло: $2 \times 0,46 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 0,41$ т

где: 23,0 - удельный расход топлива, л/час;
 0,46 - удельный расход масла, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 24 - часа в сутки;
 2 - количество комплектов;

Привод насоса RGF-1000 дизельный двигатель CAT3512

Дизельное топливо: $2 \times 58 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 52,06$ т

Масло: $2 \times 1,16 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2+20) = 1,04$ т

где: 58,0 - удельный расход топлива, л/час;
 1,16 - удельный расход масла, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 24 - часа в сутки;
 2 - количество комплектов;

Оборудование для обогрева:

Паровой Котел - Бойлер для обогрева в зимний период INDUSTRIAL COMBUSTION MODEL KL-84, N=1800

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 271,85 л/час.

Расход топлива составит: $0,001 \times 271,85 \times 0,85 \times 24 \times (2+20) \times 158/365 = 52,81$ т

где: 271,85 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 158 - продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86 таблица №4);
 2 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;
 20 - продолжительность бурения и крепления, сут;

Агрегат ЦА-320 М, N=177 кВт при цементировании

Диз.топливо: $0,785 \times 0,103 \times 4 = 0,3$ т

Масло: $0,016 \times 0,103 \times 4 = 0,01$ т

где: 0,785 - расход топлива, т/сут;
 0,016 - расход масла за сутки, т/сут;
 4 - количество комплектов;
 0,103 - продолжительность работы агрегата, сут.

Продолжение таблицы 2.2**УПА-60/80 при испытании объекта**

Расход масла и топлива для дизельного двигателя ЯМЗ-238 и ЯМЗ 7514 определены согласно спецификации.

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Диз. топливо: $0,000001 \times 167 \times 180 \times 0,85 \times 24 \times 26,12 = 16$ т

Масло: $0,000001 \times 3,34 \times 180 \times 0,85 \times 24 \times 26,12 = 0,32$ т

где: 167 - расход топлива для одного двигателя, г/л.с.*час;
 3,3 - удельный расход масла, г/кВт*час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,000001 - перевод г в тонну;
 180 - мощность двигателя, л.с.;
 26,12 - продолжительность испытания скважины, сут.

Дизельный двигатель ЯМЗ 7514

Дизельное топливо: $0,000001 \times 223 \times 298 \times 24 \times 83,1 = 132,5$ т

Масло: $0,000001 \times 4,46 \times 298 \times 24 \times 83,1 = 2,7$ т

где: 223 - удельный расход топлива, г/кВт*час;
 4,5 - удельный расход масла, г/кВт*час;
 298 - мощность двигателя, кВт;
 24 - часа в сутки;
 0,000001 - перевод г в тонну.
 83,10 - продолжительность работы двигателей при испытании скважины, сут.

Оборудование для обогрева:

Паровой Котел - Бойлер WNS-2-1,25-Y(Q) для обогрева в зимний период

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 140 л/час

Расход топлива составит: $0,001 \times 140 \times 0,85 \times 24 \times 83,1 \times 158/365 = 102,74$ т

где: 140,0 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 158 - продолжительность отопительного периода, сут;
 83,10 - продолжительность испытания скважины, сут;

Агрегат ЦА-320М, N=177кВт при выполнении работ по испытанию скважин, опрессовке, замены раствора на техническую воду, вызове притока, задавке скважины и установлении цементных мостов

Диз.топливо: $0,785 \times 9,628 \times 2 = 15,1$ т

Масло: $0,016 \times 9,628 \times 2 = 0,31$ т

где: 0,79 - расход топлива, т/сут;
 0,016 - расход масла за сутки, т/сут;
 2 - количество комплектов;
 9,628 - продолжительность работы агрегата, сут.

ВОЗМОЖНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА ПРИ СОЗДАНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Таблица 2.2(а) - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
Аварийный двигатель для ZJ-30						
Аварийный двигатель 1306C-E87TAG6 N=239 кВт, 1-комплект.						
0,048	0,048	-	-	-	п. Тиген	10
Аварийный двигатель для ZJ-20						
Аварийный привод генератора VOLVO PENTA 1343, N=366 кВт, 1-комплект.						
0,026	0,026	-	-	-	п. Тиген	10
Так как в нормативных документах работа аварийных двигателей не регламентируется, то предполагается, что при аварийной ситуации для обеспечения нормальной работы БУ достаточно 1 часа работы аварийного двигателя. Расчет проведен для каждой БУ по аварийным дизель-генераторам с максимальным расходом топлива. ZJ-30 Аварийный двигатель 1306C-E87TAG6 N=239 кВт Расход топлива для двигателя 1306C-E87TAG6 взят согласно спецификации. Дизельное топливо: $0,001 \times 56,3 \times 0,85 = 0,048$ т где: 56,3 - расход топлива для одного генератора, л/час; 0,001 - перевод кг в тонну; 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л; ZJ-20 Аварийный привод генератора VOLVO PENTA 1343, N=366 кВт Расход топлива для двигателя взят согласно спецификации. Дизельное топливо: $0,001 \times 31 \times 0,85 = 0,026$ т где: 31,0 - расход топлива для одного генератора, л/час; 0,001 - перевод кг в тонну; 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;						

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт									
Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала			Номера маршрутов	общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	Характеристика маршрута		
1	2	3					вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	тип дороги (асфальтированная, грунтовая, лежневая и т.д.)	Наземные пути подвоза
Наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт								требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Едини- ца изме- рения	Всего на сква- жину	В том числе по этапам строительства					испытание (освоение)	
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и кре- пление		зна- чение	в процес- се буре- ния	в эксплуата- ционной колонне
						название колонны	7			
1	2	3	4	5	6			8	9	10
1	Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121)	шт.	1	-	-			1	-	-
2	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS)	шт.	2	-	-			2	-	-
3	Переводник 241,3 мм с обратным клапаном	шт.	1	-	-	направление		1	-	-
4	203,2 мм УБТ (8" DC)	комп.	1	-	-			1	-	-
5	Переходной переводник 203,2x127 мм	шт.	1	-	-			1	-	-
6	Долото 295,3 мм (11 5/8" IADC 216)	шт.	2	-	-			2	-	-
7	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11 5/8" NBS)	шт.	1	-	-			1	-	-
8	Переводник 203,2 мм с обратным клапаном	комп.	1	-	-			1	-	-
9	203,2 мм УБТ (8" DC)	шт.	1	-	-			1	-	-
10	203,2мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-	кондуктор		1	-	-
11	Стабилизатор 293,7 мм (11 9/16" STB)	комп.	1	-	-			1	-	-
12	203,2 мм УБТ короткое (8" DC)	шт.	1	-	-			1	-	-
13	Переходной переводник 203,2x127 мм	комп.	1	-	-			1	-	-
14	127мм ТБТ (5" HWDp)	шт.	1	-	-			1	-	-
15	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514)	шт.	3	-	-			3	-	-
16	Наддолотный стабилизатор 215,9 мм (8,5" NBS)	шт.	1	-	-			1	-	-
17	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-	эксплуатационная		1	-	-
18	171,5 мм УБТ (6 3/4")	комп.	1	-	-			1	-	-
19	Стабилизатор 215,9 мм (8,5" STB)	шт.	1	-	-			1	-	-
20	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-			1	-	-
21	127 мм ТБТ (5" HWDp)	комп.	1	-	-			1	-	-
22	Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294	шт.	1	-	-			1	-	-
23	Керноотборник 171,4/101,6 DBS	шт.	1	-	-	отбор керна		1	-	-
24	Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB)	шт.	1	-	-			1	-	-
25	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-			1	-	-
26	171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	комп.	1	-	-			1	-	-
27	127 мм ТБТ (5" HWDp)	комп.	1	-	-			1	-	-

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
28	Долото 149,2 мм (5 7/8" б/у)	шт.	1	-	-	разбуривание МСЦ и	1	-	-
29	Надолопный переводник 120,7 мм (4 3/4")	шт.	1	-	-	цемента	1	-	-
30	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
31	Обсадные трубы 323,9 мм	м	50	-	-	направление	50	-	-
32	Обсадные трубы 244,5 мм	м	450	-	-	кондуктор	450	-	-
33	Обсадные трубы 168,3 мм	м	1200	-	-	эксплуатационная	1200	-	-
34	НКТ 73 мм	м	1110	-	-	-	-	-	1110
35	СБТ 127 (5" DP)	м	450	-	-	кондуктор	326	-	-
	"-	м	1200	-	-	эксплуатационная	1011	-	-
	СБТ 88.9 (3,5" DP)	м	1176	-	-	разбур. МСЦ и цем.	1176	-	-
36	Цемент класса ПЦТ I-G-CC-1	кг	34,4	-	-	-	29,1	-	5,3
	ПЦТ I(II)-50	т	19,4	-	-	-	19,4	-	-
37	Химреагенты (см. таб 7.6, 9.16, 10.10,	т	139,6	-	-	-	105,9	-	33,62
38	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт. т шт. т шт. т	6 0,257 17 0,299 83 0,538	- - - - - -	- - - - - -	кондуктор промежуточная эксплуатационная	6 0,257 17 0,299 83 0,538	- - - - - -	- - - - - -
39	Горюче-смазочные материалы: ZJ - 30C ZJ - 20 УПА-60/80	т т т	295,1 150,3 166,9	- - -	- - -	- - -	295,13 150,34 -	- - -	- - 166,93
40	Пресная вода и техническая вода	м ³	1088,5	7,8	22,5	"-	383,7	-	674,5

Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец-агрегатов	Номер маршрута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовитель-ные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуата-онной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту							

Таблица 4.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортногo средства, т	Количество рейсов по этапам строительства				
				подготовитель-ные работы к строительству	строительно монтажные работы	крепление		испытание (освоение)
						название колонны	значение	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту								

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Количество рейсов по этапам строительства					
		подготовитель-ные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуата-онной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту							

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проект- ного	факти- ческого	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважин по вертикали по стволу	м "- "-	1200 1200		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	Тенге/\$ США "- "- "- "-	договорная "- "- "- "-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	сут "- "- "- "-	112,1 7 2 20 83,1		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 323,9 мм Кондуктор 244,5 мм Эксплуатационная 168,3 мм	м "- "- "-	50 450 1200		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Направление 323,9 мм Кондуктор 244,5 мм Эксплуатационная 168,3 мм	сут "- "- "-	1 4 10		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Направление 323,9 мм Кондуктор 244,5 мм Эксплуатационная 168,3 мм	сут "- "- "-	1 1,5 2,5		
7	Расход долот по типоразмерам Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121) Долото 295,3 мм (11 5/8" IADC 216) Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514) Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294 Долото 149,2 мм (5 7/8" б/у)	шт. "- "- "- "- "-	1 2 3 1 1		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	42 100		
9	Материал для бурового раствора: - утяжелители - глинопорошок (по типам) - химреагенты: КОН NaOH Na ₂ CO ₃ Бентонит	т "- "- "-	1,438 0,077 0,377 1,200		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
9	Poly-Plus RD	-"	0,268		
	Polypac UL	-"	1,194		
	KCl	-"	13,55		
	Spersene CF	-"	2,388		
	Polysal	-"	1,767		
	DUOVIS	-"	0,482		
	OS1-L	-"	0,161		
	MI CIDE	-"	0,016		
	LUBE 167	-"	2,409		
	Safe-Carb	-"	67,82		
	БАРИТ	-"	9,507		

Раздел 3

Охрана окружающей среды

1 ОХРАНА НЕДР

1.1 Общие положения

Охрана недр при проведении нефтяных операций на производственных объектах предприятия будет осуществляться в строгом соответствии с Кодексом Республики Казахстан «О недрах и недропользовании».

Недропользователь, в лице ТОО «Бузачи нефть», несет ответственность за состояние охраны недр на месторождении, как в процессе бурения скважины, так и в процессе эксплуатации. Ответственность за соблюдение требований законодательств в области охраны недр несет непосредственно руководитель компании, осуществляющей пользование недрами.

Мероприятия по охране недр в процессе бурения вертикальных скважин на месторождении Каратурун Южный предусматривают:

- обеспечение полноты геологического изучения для достоверной оценки месторождения, предоставленного в недропользование;
- осуществление комплекса мероприятий по обеспечению полноты извлечения из недр углеводородов;
- обеспечение рационального и комплексного использования ресурсов недр на всех этапах недропользования;
- сохранение свойств энергетического состояния недр на уровне, предотвращающем появление техногенных процессов;
- защита недр от обводнения, пожаров и других стихийных факторов, осложняющих эксплуатацию месторождения;
- предотвращение загрязнения подземных водных источников вследствие межпластовых перетоков углеводородов и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины, а также вследствие утилизации отходов производства и сточных вод;
- достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- осуществление комплекса мероприятий, направленных на предотвращение потерь углеводородов в недрах, вследствие низкого качества проводки скважин, нарушений технологии разработки углеводородных залежей и эксплуатации скважины, приводящих к преждевременному обводнению или дегазации пластов, перетокам жидкости между горизонтами;

- соблюдение установленного порядка приостановления, прекращения нефтяных операций, консервации и ликвидации объектов недропользования;
- предотвращение открытого фонтанирования, поглощения промывочной жидкости, грифообразования, обвалов стенок скважины и межпластовых перетоков нефти и воды в процессе проводки, освоения и последующей эксплуатации скважины;
- надежную изоляцию в пробуренной скважине газоносных, нефтеносных и водоносных горизонтов по всему вскрытому разрезу;
- надежную герметичность обсадных колонн, спущенных в скважину, их качественное цементирование;
- предотвращение ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, сохранение их естественного состояния при вскрытии, креплении и освоении.
- наличие мероприятий по предупреждению осложнений в процессе строительства скважины и проведения ремонтно-изоляционных работ при некачественном креплении обсадных колонн.

Работы по освоению должны проводиться на высоком технико-экономическом уровне, с использованием всех достижений науки и техники.

При этом роль играет не только технология бурения, но и организация работ. Так, в большинстве случаев, открытые фонтаны, как правило, происходят из-за нарушений исполнителями правил ведения работ. При бурении проектной скважины надо обратить на это серьезное внимание. С целью предотвращения образования межпластовых перетоков следует обратить особое внимание на качество цементирования.

На охрану недр надо обращать внимание на всех этапах строительства скважин при: бурении, креплении, освоении и эксплуатации.

1.2 Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

С целью недопущения проникновения фильтрата отходов бурения в грунт предусматривается безамбарный способ бурения и установка емкостей для сбора отходов бурения и пластовых флюидов с последующим их вывозом. Для сбора сточных вод предусмотрены сооружение шахты с бетонированием дна и стенок и бетонированные стоки в нее с последующей откачкой вод в емкости.

1.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

При проектировании конструкции скважин проектировщики исходили, прежде всего, из горно-геологических условий проводки скважин, опыта бурения скважин, пробуренных ранее на месторождении Каратурун Южный и «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».

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

1. Направление 323,9 мм х 50 м, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор.
2. Кондуктор 244,5 мм х 450 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.
3. Эксплуатационная колонна 168,3 мм х 1200 (± 250) м, цементируется до устья и используется для испытания и эксплуатации продуктивного объекта.

1.4 Охрана недр в процессе бурения

При бурении работы должны проводиться таким образом, чтобы не было нефтепроявлений и было обеспечено качественное вскрытие продуктивных горизонтов с сохранением естественных свойств пласта.

С точки зрения охраны недр в техническом проекте на строительство скважины предусмотрены буровые растворы, не ухудшающие коллекторские свойства продуктивных пластов. При бурении скважины велика вероятность повышения плотности, структурно-механических и реологических характеристик бурового раствора за счет обогащения его водочувствительными, легко диспергирующимися глинами, что ведет к снижению скорости бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов.

Рекомендуемые системы бурового раствора отвечают основным экологическим требованиям, предъявляемым к буровым растворам при бурении скважин.

С целью сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта и предупреждения негативных явлений, которые могут возникнуть при вскрытии, проектом предусматривается бурение данного интервала с использованием ингибированной системы бурового раствора, который должен отвечать основным требованиям:

- низкое содержание твердой фазы;
- достаточная биоразлагаемость компонентов бурового раствора, позволяющая минимизировать засорение пласта.

С целью сохранения технологических показателей бурового раствора проектом предусматривается трехступенчатая очистка бурового раствора от выбуренной породы, что также улучшает его качество.

При бурении скважины и при прохождении продуктивных пластов будут применяться высокоэффективные ингибированные буровые растворы. Компоненты бурового раствора не ухудшают коллекторские свойства пластов и не оказывают вредного влияния на окружающую среду.

1.5 Охрана недр в процессе крепления

Колонны цементируются на всю длину. При этом применяется качественный цемент с химическими добавками, улучшающими качество цементного раствора.

Цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий месторождения Каратурун Южный, пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов.

- выбор в качестве базового цемента типа G;
- цемент G характеризуется низким водоотделением (не более 1,4 %), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения;
- плотность тампонажного раствора для цементирования колонн подобрана по гидравлическому расчету цементирования;

Требования к тампонажному раствору по водоотдаче в проекте определяются следующими факторами:

- наличием в разрезе скважины пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под действием фильтрата;

- снижение проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективного понизителя водоотдачи предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного контакта цемент - порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией.

- с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется применение центраторов;

- для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины глинистой корки проектом рекомендуется использовать буферную жидкость, обработанную ПАВ;

- при цементировании применяется режим закачки, обеспечивающий максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр.

1.6 Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

Проектом на строительство скважины предусматривается максимальное сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта при испытании. Перед испытанием устье скважины оборудуется фонтанной арматурой, которая обвязывается выкидными линиями с наземным оборудованием, что предотвращает открытое фонтанирование и разлив жидкости при вызове притока.

Вызов притока производят заменой перфорационной жидкости в скважине на техническую воду и снижением уровня на расчетную глубину, создающую условия для притока пластового флюида.

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса газодинамических и промыслово-геофизических исследований. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны. Если в процессе испытания скважины будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут

привести к безвозвратным потерям в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

При испытании скважины на буровой должен быть план ликвидации возможных аварий (открытое фонтанирование, нарушение обваловки площадки и т.п.), в котором должны содержаться мероприятия, способы ликвидации аварий, порядок оповещения соответствующих служб, перечень необходимых технических средств и материалов для ликвидации аварий.

Испытание дефектных скважин (с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн, отсутствием цементного камня за колонной и т.д.) не допускается.

4 Рабочая документация (схемы, планы, ТЗ и др.)

ЗАКАЗЧИК:

Генеральный директор
ООО «Бузачи Нефть»



ИСПОЛНИТЕЛЬ:

Генеральный директор
АО «НИПИнефтегаз им. О.С. Герштанского»



Техническое задание

на разработку «Группового технического проекта на строительство эксплуатационных скважин №№304, 306, 307, 308, 309 проектной глубиной 1200 (±250) м на газовом месторождении Каратурун Южный» с проектом «РООС/ОВОС к нему»

3. Основание для проектирования

- Контракт рег №792 от 02.11.2001 года на проведение разведки и добычи углеводородного сырья на месторождении Каратурун Восточный в Мангистауской области с дополнениями.
- Проект: «Проект разработки месторождения Каратурун Южный»

4. Основные исходные данные

Место проведения работ-
м/р Каратурун Южный

Назначение-

Проектная глубина-

Проектный горизонт-

Цель бурения-

Вид профиля-

Площадка скважины-

Мангистауская область,

эксплуатационные
1200м (±250м)

нижняя юра

добыча газа

вертикальный

100х100 м, привозной грунт-известняк
(бутовый камень с м/я Байдак, Байдак-1)

Проектный разрез и его характеристика:

Интервал, м	Стратиграфия		Литологическая характеристика	Категория породы
	название	индекс		
0-160	Верхний мел	K _{2t-st-km-m}	Мергели, мел, известняки, глины	Мягкие.
160-230		K _{2s}	Алевролиты, глины, песчаники	Мягкие, средние.
230-570	Нижний мел	K _{1al}	Глины, алевролиты, пески, песчаник.	Средние.
570-700		K _{1a}	Глины, песчаники алевролиты.	
700-750		K _{1br}	Глины, алевролиты, песчаники.	Средние.
750-780		K _{1g}	Пески, глины, алевролиты.	Средние.
780-790	Средняя юра	K _{1v}	Алевролиты, глины, известняки.	
790-1200		J _{2bt-b}	Пески, глины, алевролиты.	Средние.

Примечание: предполагаемые углы падения пласта 1°-10°

Сероводород в пластовых флюидах отсутствует.

Отбор керна, шлама и грунтов:

Отбор керна в продуктивной части разреза до 20 м. Отбор шлама в интервалах продуктивной толщи через каждые 5 м. В случае нефтегазопроявления предусмотреть отбор грунтов со стенок скважины. Глубина и число отборов устанавливается геологической службой компании.

Тип установки для бурения - ZJ-20, ZJ-30 либо аналогичная установка.

Тип установки для испытания - Номинальная грузоподъемность не менее 60 тонн

скважин

Конструкция скважины-

1. Направление 324х50 м
2. Кондуктор 244,5х450м
3. Экспл. колонна 168х1200 м

Все колонны цементируются до устья.

АФК 6 тип, отводы на обе

стороны и двойные задвижки.

Рекомендации по выбору

- Определяется проектом и расчетам на прочность труб.

Буровые растворы

-Направление

- Глинистый

-Кондуктор

- Полимерный КСІ

-Эксплуатационная

- Полимерный КСІ

Продолжительность цикла строительства скважины, сут.

-строительно-монтажные работы

- 7 суток

-подготовительные работы к бурению

- 2 суток

-бурение и крепление

- 20 суток

- испытание в эксплуатационной колонне (освоение)- 30 суток

3. Оценка воздействия на окружающую среду (проект ОВОС)

Состав работы.

2. Состав разделов ОВОС и степень их проработки 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», утвержденной приказом Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «28» июня 2007 года №201-п и действующим законодательством РК («О недрах и недропользовании» от 24 июня 2010 года и т.п.);

- Экологическому Кодексу РК;

- «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» №239 от 15 июня 2018 года

- Расчет платежей за загрязнение окружающей среды, в соответствии с действующими методиками, в том числе объем сжигания газа при освоении объекта (объектов), до ввода в эксплуатацию.

2. При необходимости самостоятельно получить справку о фоновых концентрациях и пр. документы, справки, карты, исследования и т.д., необходимые для разработки ОВОС, при отсутствии данных или недостающих документов у Заказчика.

3. Заказчик совместно с Исполнителем проводят общественные слушания в назначенном месте, дате и времени по данному проекту, подписание Протокола общественных слушаний. Исполнитель производит подготовку и загрузку материалов на портал уполномоченного органа для проведения ГЭЭ и получения экологического Разрешения. В случае получения мотивированного отказа на Заявку по итогам проведения ГЭЭ по вине Исполнителя, вся ответственность и расходы, связанные с проведением общественных слушаний по проектной документации раздела РООС/ОВОС остается за Исполнителем работ/услуг. В случае если общественные слушания не состоятся по вине Заказчика, то все дальнейшие расходы по проведению повторных общественных слушаний ложатся на сторону Заказчика.

8. Экспертная оценка и утверждение настоящего проектного документа

- Согласование отчета с Заказчиком.

- Подрядчик согласовывает проектную документацию во всех контролирующих и надзорных органах в соответствии с действующим Законодательством РК и с учетом нахождения проектируемого объекта в прибрежной части (соровой части).
- Защита проектной документации в органах гос. экспертизы и утверждающих инспекциях.

9. Передача отчета Заказчику

- Передача Заказчику 3-х (трех) экземпляров настоящего проектного документа с графическими приложениями на бумажных носителях.
- Передача Заказчику 2 экземпляра электронной версии настоящего проектного документа, включая графические приложения.

10. Сроки выполнения работ

- Разработка проекта – 45 календарных с момента подписания договора, получения предварительной оплаты и всех необходимых исходных данных в зависимости от того, какая дата наступит последней. Согласование и прохождение государственных экспертиз – согласно действующим нормам ЗРК.

11. Существенные условия для оказания работ

- Соответствие применимому действующему законодательству РК;
- Наличие всех необходимых разрешительных документов (лицензий) для оказания данных услуг/работ;
- Исполнитель при исполнении настоящего Договора обязуется обеспечить не менее 98% долю местного содержания в услугах/работах с предоставлением по требованию Заказчика расчета согласно Единой методике расчета организациями местного содержания при закупке товаров, работ и услуг №260 от 20.04.2018 года.

/Директор по недропользованию



Кожакова Г.

Главный геолог

Бисекенов Т.

Начальник отдела экологии

Тогизбаева О.



СОГЛАСОВАНО:

Главный геолог

ТОО «Бузачи Нефть»

Т.Ж. Бисекенов

" " 2026 г



УТВЕРЖАЮ:

Генеральный директор

ТОО «Бузачи Нефть»

С.Е. Асанова

2026 г

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: Каратурун Южный
Скважины номер: 304, 306, 307, 308, 309
Вид скважин: Вертикальные

Цель бурения: Добыча газа
Проектный горизонт: J (юра)
Проектная глубина: 1200 (±250) м

Продолжительность строительства - 120,5 сут.
Скорость бурения -1800 м/ст.мес.

ZJ-30

Лебедка: JC-30 N=580 кВт
Силовой привод: CAT C15 дизель N=392 кВт
Кронблок: TC-180 г/п 180 т
Талевый блок: YG-180 180 т
Вертлюг: XSL-225 г/п 229 т. Pраб=345 атм
Ротор: ZP-275 275 т
Насосы: F-1000 и F-800

Силовой привод: CAT3512B дизель-генератор тип IGZ04547 N=1310 кВт

Привод насоса: CAT3512DITA мощностью по 783 кВт для насоса F-1000

Привод насоса: CAT3412DITA мощностью по 597 кВт для насоса F-800

ZJ-20

Вышка: JJ15835-W
Лебедка: JC21D 450 кВт
Кронблок: TC158 149 тн
Крюкоблок: YG150 149 тн
Вертлюг: XSL170 170 тн
Ротор: JP205 175 тн
Насосы: RGF-1000 2 шт

Привод буровой: дизеля C-18 N-570 кВт (2 шт)

Привод лебедки: дизель C-18 N-570 кВт (1 шт)

Привод насосов: дизеля CAT 3512 N-764 кВт (2 шт)

Оборудование устья скважины:

OKK1-21-168x245 X.I, K1

АФК1-65x21 X.I, K1

Противовыбросовое оборудование:

Кондуктор: ОП-45-350/80x21, К1 ГОСТ 13862-2003

Геологическая часть										Техническая часть								
Глубина, м	Стратиграфическая колонка	Литографическая колонка	Крепость пород	Угол падения пластов, град.	Температура, оС	Градиент пластового давления, МПа/м	Осложнения при бурении	Интервалы отбора керна	Геофизические исследования	Конструкция скважины, высота подъема цемента, м	Способ бурения	Типоразмер долот	Режим бурения			Компоновка нита бурильной колонны	Параметры бурового раствора	Перечень химических реагентов бурового раствора
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
100	K ₂ t-st-km-m		Мягкие, средние	1	15	0,105	Поглощение бурового раствора 5-280 м. 2. Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах 280-1200 м.	1. Отбор керна в интервалах 1030-1037 м, 1043-1050 м, 1073-1080 м, 1095-1102 м, 1120-1127 м, 1193-1200 м.	1. В интервале 0-50 м. Стандартный каротаж кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременной записью ПС, радиоактивный каротаж (ГК, НК), кавернометрия, термометрия, профилометрия, инклинометрия. 2. В интервале 50-1200 м. Стандартный каротаж кровельным и подошвенным градиент-зондами с одновременной записью ПС, радиоактивный каротаж (ГК, НК), кавернометрия, термометрия, профилометрия, инклинометрия. 3. В интервале 870-1200 м. Многозондовый индукционный каротаж*, акустический каротаж, радиоактивный каротаж (ГК, НК), литологический каротаж (ГК, НК, ПЕР), боковой каротаж (БК), гамма-спектральный каротаж (СТК), кавернометрия-профилометрия. 4. В обсадном стволе в интервалах 0-1200 м. ОЦК, АКЦ-ФКД или ИВС USIT (Shlumberger). 5. В интервале продуктивных пластов. Измерение пластового и гидростатического давления в стволе скважины. Модульным динамическим пластоизмерителем МДП или РГТ. 5. В интервале 870-1200 м. Привязка интервалов отбора керна по ГК, БК. 6. В интервале 450-1200 м. ГТИ		Роторный	*	2-7	60-80	60	Дол. 295,3 мм+наддолот. стабилиз. 295,3 мм+перевод. с обрат. клапаном+ 203,2 мм УБТ+стабилиз. 293,7 мм+ 203,2 мм УБТ+203,2 мм Ясес+203,2 мм УБТ короткое+перевод. переводник 203,2x127 мм+127 мм ТБТ	***	***
200																		
280																		
300																		
360	K ₂ s		Мягкие, средние	1	17,3	0,105				Направление Ø 324 мм - 50 м Цементируется	295,3 мм (11 5/8" IADC 216)	8 - 12	80 - 120	50		Дол. 295,3 мм+наддолот. стабилиз. 295,3 мм+перевод. с обрат. клапаном+ 203,2 мм УБТ+стабилиз. 293,7 мм+ 203,2 мм УБТ+203,2 мм Ясес+203,2 мм УБТ короткое+перевод. переводник 203,2x127 мм+127 мм ТБТ	***	***
400																		
450	K ₁ al		Мягкие, средние	1	28,5	0,105				Кондуктор Ø 244,5 мм - 450 м Цементируется	215,9 мм (8 1/2" IADC 126, 514)	14 - 16	80 - 120	35		Дол. 215,9 мм+ Наддолот. стабилизатор 215,9 мм+ Переводник с обратным клапаном+ 171,5 мм УБТ+Стабилиз. 215,9 мм+171,5 мм УБТ+127 мм ТБТ. При отборе керна: Бурильная головка 215,9/101,6 FS-294-Кернооборник 171,4/101,6 DBS+Стабилиз. 215,1 мм+171,5 мм УБТ+127 мм ТБТ+165,1 мм Ясес+127 мм ТБТ 3. При разбур. МСЦ и цемента: Долото 149,2 мм+Наддолот. переводник 120,7 мм+120,7 мм УБТ	***	***
500																		
600																		
655																		
700	K ₁ a		Мягкие, средние	1	32,4	0,105				Эксплуат. колонна 168,3 мм - 1200 м Цементируется до устья.						Интервал 450-1200 м: р=1,24 г/см³, Т=30-45 о, В=3-4 (<5), СНС=33-43(7-9)/23-43 (5-9), корка<1; песка<1; pH=8,5-9,5, не менее 5% KCl	***	***
800																		
820	K ₁ br		М-С-Т	1	33	0,112										Полмерный ингибирующий раствор: вода 793,7; Duo-Vis -3; Polyrac UL -5; Poly-Sal -11; KC1 -60, OSI-L -1; Spersene CF -10; KOH -1,5; Na2CO3 -1; Lube 167 -15; Safe-Carb -338,8; M-1 Cide -0,1.	***	***
900																		
960	K ₁ g		С+Т	1	34,7	0,112											***	***
1000																		
1020	J		Средние, твердые	2	43,5	0,110											***	***
1100																		
1200																		

Условные обозначения

пески глины, аргилиты песчаники алевролиты мергели мел

* - 393,7 мм (15,5" IADC 121)

** - Долото 393,7 мм (15,5" IADC 121); Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS); Переводник с обратным клапаном, 203,2 мм УБТ (8" DC);

Стабилизатор 393,7 мм (15,5" NBS); 203,2 мм УБТ (8" DC); Переходной переводник 203,2x127 мм

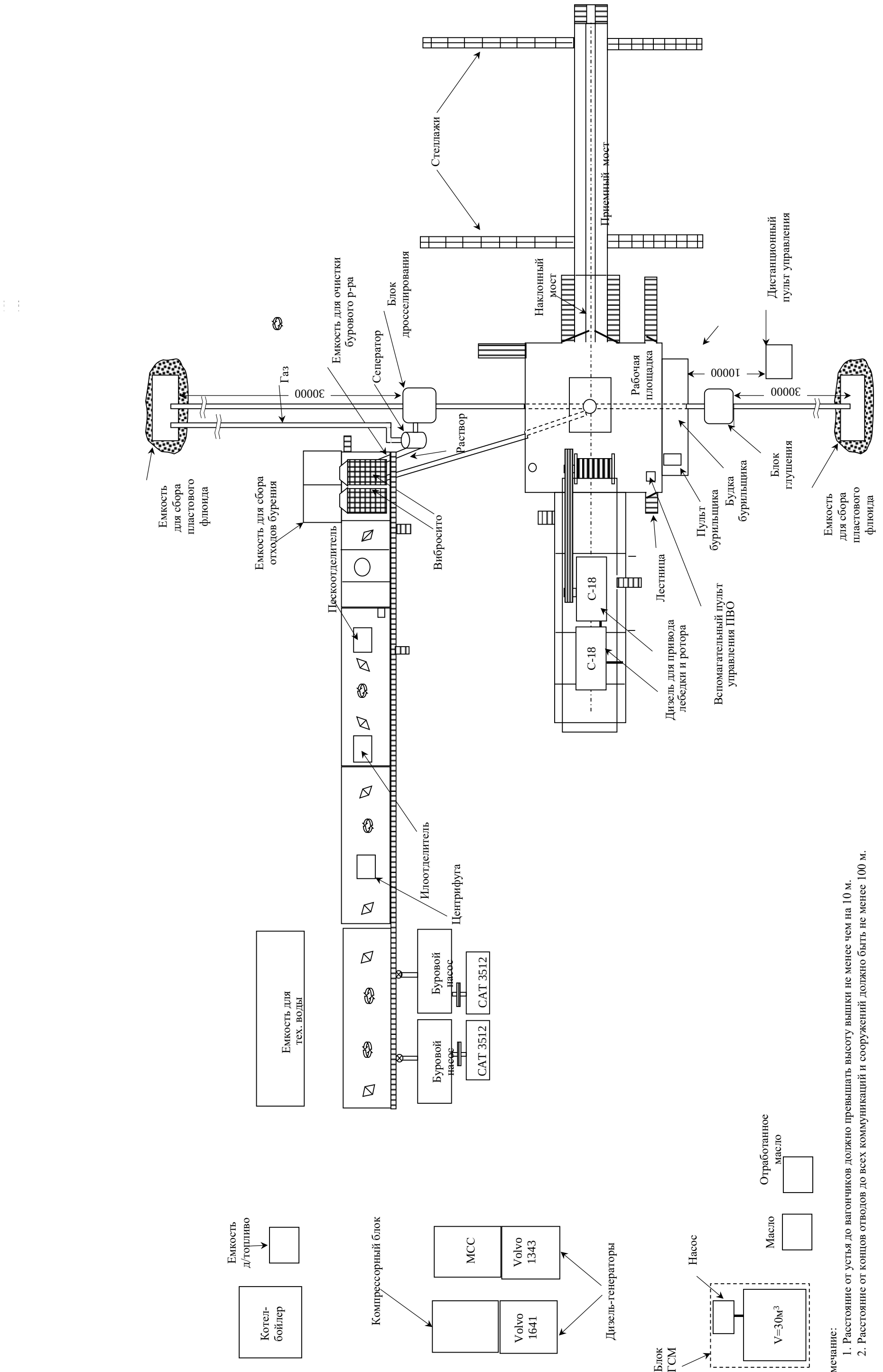
*** - Интервал 0-50 м: р=1,16 г/см³, СНС=24-43(5-9)/18-43(4-9), корка <1; песка <1; pH=8,5-9.

**** - Бенитонитовый раст-р: вода-932,6; NaOH-1,5; Na2CO3 -1; Бенитонит - 40; Барит - 184,9.

Выполнил В. Усков

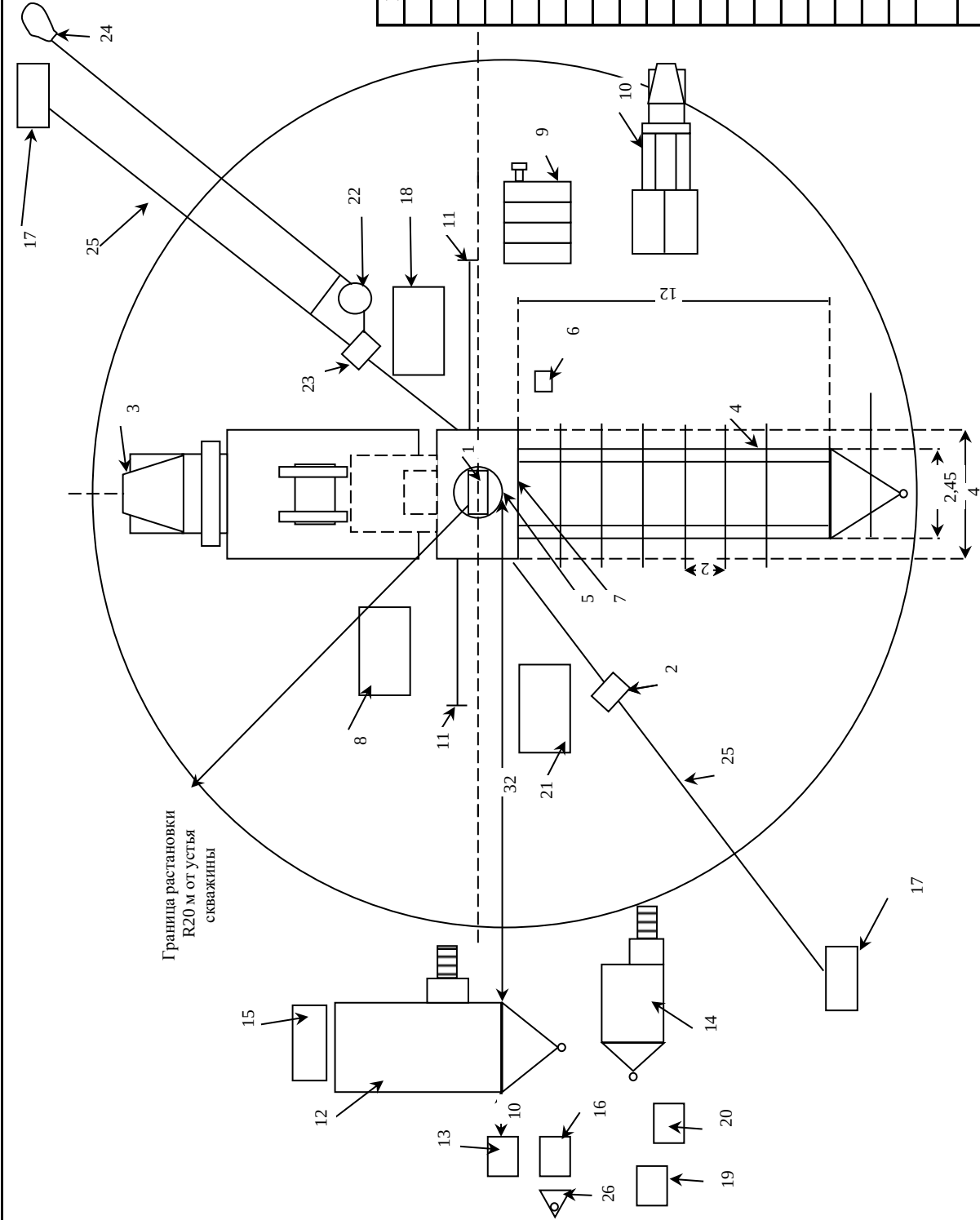
Проверил Г. Белоножкин

Типовая схема расположения оборудования буровой установки "ZJ 20"



Примечание:

1. Расстояние от устья до вагончиков должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м.
2. Расстояние от концов отводов до всех коммуникаций и сооружений должно быть не менее 100 м.

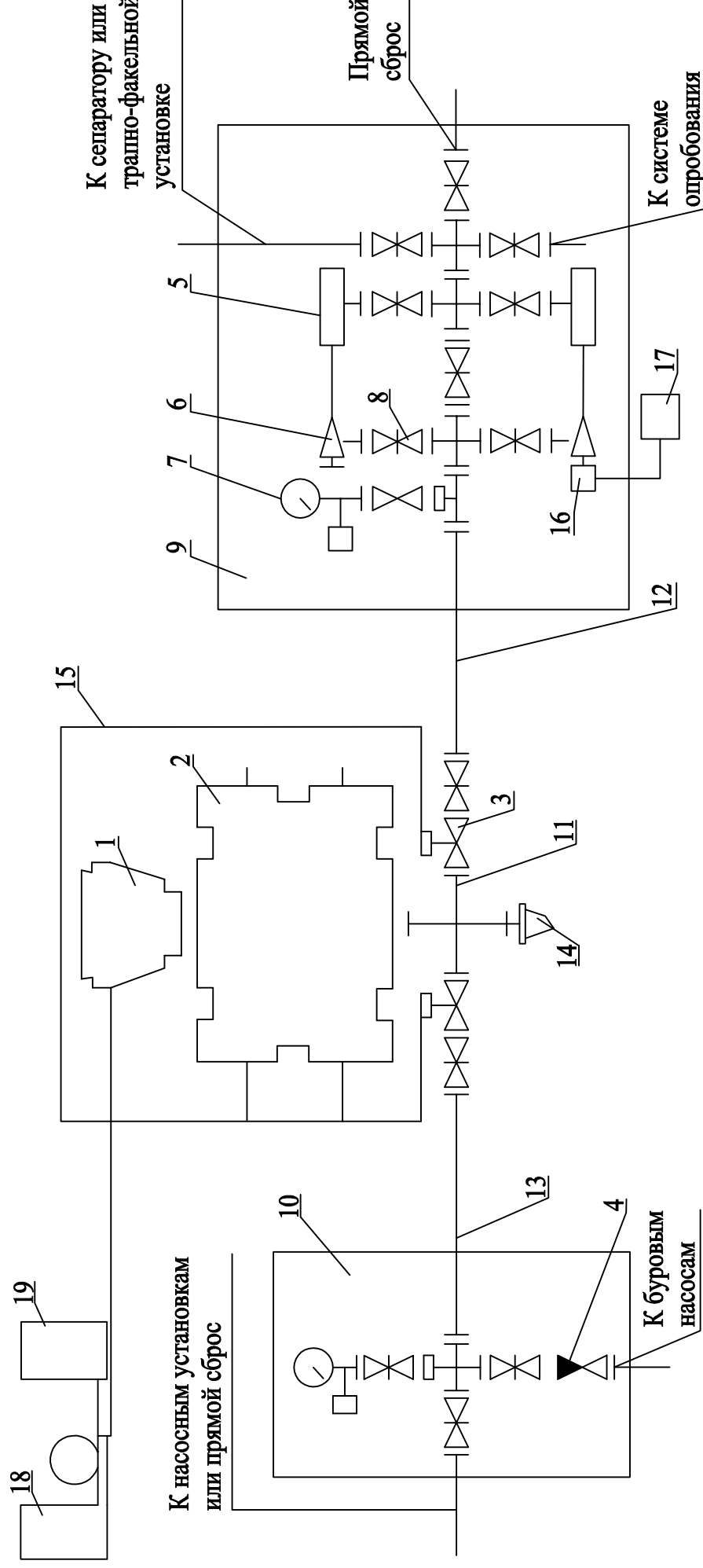


Поз.	Наименование
1	Устье скважины
2	Блок глушения
3	УПА-80
4	Приемный мост
5	Противовыбросовое оборудование
6	Стол для инструмента
7	Рабочая площадка
8	Ёмкость перфорационной жидкости 70 м ³
9	Приемная ёмкость V- 70 м ³ для раствора
10	Агрегат насосный
11	Выносные штурвалы ПВО
12	Вагон с сушилкой
13	Дизельная электростанция
14	Инструментальная мастерская
15	Ёмкость для сбора бытовых отходов
16	Ёмкость и насос для дизельного топлива
17	Ёмкость V- 50 м ³ для сбора пластового флюида
18	Ёмкость для технических нужд 50 м ³ ;
19	Паровой Котел - Бойлер
20	ёмкость для воды для хозяйственных нужд и котельной 20 м ³ ;
21	Приемная ёмкость V- 40 м ³ для воды
22	Сепаратор
23	Блок дросселирования
24	Факел
25	Отвод 100 м
26	Ёмкость для отработанного масла

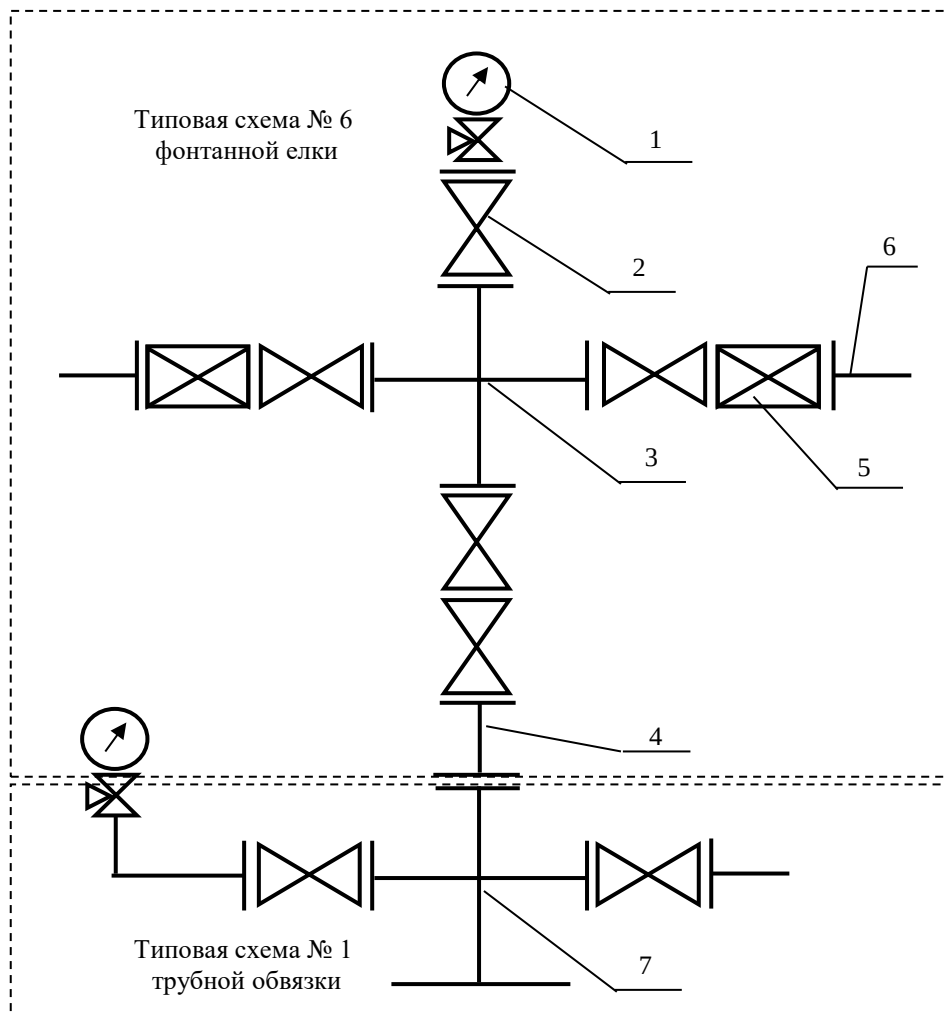
Типовая схема расположения оборудования
УПА-60/80 при испытании скважины

АО "НИПИНЕФТЕГАЗ" Г. АКТАУ

Типовая схема № 45 обвязки устья скважины противобросовым оборудованием при бурении скважин



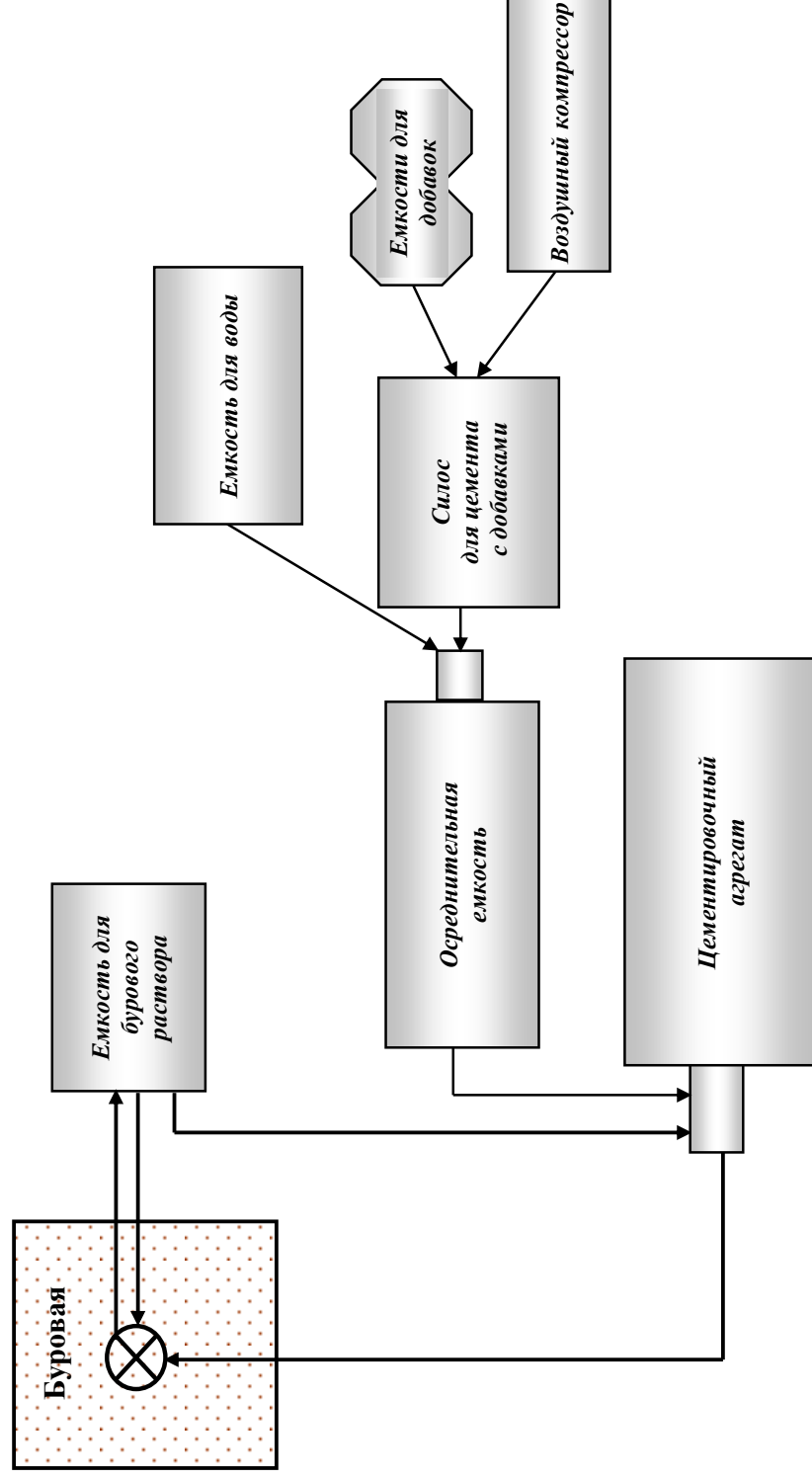
- 1 - кольцевой превентор; 2 - плашечный сдвоенный превентор; 3 - задвижка с гидравлическим управлением;
- 4 - обратный клапан; 5 - гаситель потока; 6 - регулируемый дроссель с ручным управлением;
- 7 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 8 - задвижка с ручным управлением;
- 9 - блок дросселирования; 10 - блок глушения; 11 - устьевая крестовина; 12 - линия дросселирования;
- 13 - линия глушения; 14 - устье скважины; 15 - линия гидравлического управления;
- 16 - регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 17 - пульт управления с гидравлическим дросселем;
- 18 - станция гидравлического управления; 19 - вспомогательный пульт



- 1 - манометр с запорно-разрядным устройством
- 2 - запорное устройство (задвижка)
- 3 - крестовина
- 4 - переводник трубной головки
- 5 - дроссель
- 6 - ответный фланец
- 7 - трубная головка (допускается установка дополнительных задвижек)

Схема оборудования устья скважины: обвязка трубная ОТК-180х70 - 180х70-73 (ГОСТ 13846-2003) и арматура фонтанная АФК6-65/65х70 (ГОСТ 13846-2003)

Схема обвязки цементировочного оборудования



Оборудование:

1. Осреднительная емкость CBS-951 ($V = 16 \text{ м}^3$);
2. Емкость для воды ($V = 40 \text{ м}^3$);
3. Цементировочный агрегат 35-8-5/PSM
4. Цементный силос для цемента с добавками ($V = 30 \text{ м}^3$);
5. Воздушный компрессор.

Технология установки аварийного цементного моста

1. Аварийный цементный мост устанавливается при необходимости ликвидации поглощений бурового раствора или нефтегазопроявлений в процессе бурения; в случае забуривания нового ствола при аварийной ситуации (оставление инструмента в стволе скважины и т.п.); для укрепления неустойчивой кавернозной части ствола.
2. При установке моста в условиях, осложненных проявлениями или поглощениями, необходимо полностью их ликвидировать с закачкой соответствующих цементных растворов, баритовых суспензий, вязкоупругих составов, растворов с наполнителем или другим способом.
3. Установку цементного моста рекомендуется проводить балансовым способом (на равновесии) либо цементированием под давлением с оставлением цементного стакана над интервалом осложнения.
4. Обеспечить наличие и готовность цементирующей техники (цементирующий агрегат, смесительная машина, осреднительная емкость) и цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста.
5. При установке цементных мостов использовать тампонажный раствор нормальной (не ниже $1,85 \text{ г/см}^3$) или повышенной плотности, на основе цемента ПЦТ I-100-СС, ПЦТ I-G-СС-1 или цемента класса G. Рецептура тампонажного раствора подбирается для конкретных условий, с тампонажными материалами, добавками и реагентами, имеющимися в наличии на буровой.
6. Перед установкой цементного моста промыть скважину в течение не менее 1,5-2 циклов циркуляции (до выравнивания параметров бурового раствора) с вращением и расхаживанием заливочной колонны для наиболее полной очистки ствола скважины (особенно при высокой кавернозности ствола).
7. Последовательность выполнения технологических операций зависит от способа установки моста. При установке балансовым способом выполнить следующие операции:
 - закачать первую порцию буферной жидкости, объем которой должен обеспечить высоту столба в кольцевом пространстве в пределах 100-150 м;
 - затворить и закачать расчетный объем тампонажного раствора (п. 8);
 - закачать вторую порцию буферной жидкости с расчетным объемом для обеспечения равновесия с предварительно закачанной буферной жидкостью;

- продавить буровым раствором до расчетной высоты, при которой гидростатические давления столбов тампонажного раствора в трубах и в затрубном пространстве уравновешиваются;
- поднять заливочную колонну до глубины, соответствующей кровле моста и осуществить "срезку" кровли моста до полного вымыва на поверхность буферных жидкостей и избыточного количества тампонажного раствора обратной или прямой циркуляцией в зависимости от состояния открытого ствола, обсадной колонны или интервала цементирования;
- поднять заливочную колонну еще на 25-75 м, герметизировать устье скважины и оставить на период ОЗЦ (24 ч);
- после окончания периода ОЗЦ спустить заливочную колонну, определить кровлю моста и его прочность разгрузкой бурильной колонны на мост. При необходимости испытать мост на герметичность созданием избыточного давления и снижением уровня жидкости в скважине, либо заменой бурового раствора на воду.

8. Расчет объема тампонажного раствора и продавочной жидкости производится в соответствии с СТ РК1746-2008, Приложение Л, по формулам:

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

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3} H - V_3 (C_1 + C_3) - V_{62},$$

где: H – проектная высота цементного моста, м;

$V_{\text{ц}}$ – объем тампонажного раствора, м³;

$V_{\text{п}}$ – объем продавочной жидкости, м³;

V_3 – объем заливочных труб, м³;

C_1, C_2, C_3 – коэффициенты "потерь" тампонажного раствора на стенках труб и на смешивание с контактирующими жидкостями соответственно на нижней и верхней границах (величины "потерь" см. СТ РК1746-2008, Приложение Л, Таблица Л.2);

V_{62} – объем буферной жидкости (вторая порция).

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