



АО «НИПИнефтегаз»



**Karachaganak
КПО б.в.**

**ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН
НА ЮРСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № krh-446

Ақтау 2023

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

«01» 06 2023 года

г. Актау

Присутствовали:

Белоножкин Г.А. – заместитель генерального директора по бурению.
Ешбаева. – директор департамента охраны недр и окружающей среды.
Крупин А.А.. – директор департамента геологоразведочных работ.
Матай Ж.Е.. – старший специалист департамента геологоразведочных работ.
Кулиева А.Ю. – специалист департамента бурения, нормоконтролер.

Рассматриваемый вопрос: «Групповой технический проект на строительство водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт на месторождении Карачаганак».

Выступил:

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

В обсуждении приняли участие Крупин А.А., Ешбаева Л.У.

Принятое решение:

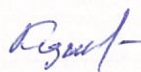
Передать «Групповой технический проект на строительство водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт на месторождении Карачаганак» для рассмотрения и согласования КПО б.в.

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Кулиева А.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Должность	ФИО / раздел
Заместитель генерального директора по бурению	Г.А. Белоножкин 1, 2, 3, 4, 1-5, 1-6, 1-7, 1-8, 1-9, 11-16
Директор департамента геологоразведочных работ	А.А. Крупин 1-4
Старший специалист департамента геологоразведочных работ	Ж.Е. Матай 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
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 водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт на месторождении Карачаганак», далее Проект.

Проект содержит 527 стр., 27 рис., 153 табл., 52 источников, 5 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 скважины, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважины, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, расчет продолжительности проводки скважины.

- 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:

- «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ» (ВСН 39-86);

- «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 ВОДОЗАБОРНЫХ СКВАЖИН НА ЮРСКИЙ ВОДОНОСНЫЙ ГОРИЗОНТ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	<u>стр.</u>
Список исполнителей	
Реферат	
Содержание технического проекта	
Раздел 1. Общая пояснительная записка	11
Введение	12
1. Сводные технико-экономические данные	13
2. Основание для проектирования	16
3. Общие сведения	17
4. Геологическая характеристика	19
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	20
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	24
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	28
4.4 Исследовательские работы	34
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины	38
5. Конструкция скважины	49
6. Профиль ствола скважины	55
7. Выбор буровых растворов	56
- Параметры буровых растворов	59
8. Углубление скважины	65
9. Крепление скважины	77
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	77
9.2 Цементирование обсадных колонн	89
9.3 Оборудование устья скважины	97
10. Испытание скважины	98
11. Дефектоскопия и опрессовка	104
12. Строительные и монтажные работы, выбор буровой установки	106
- Спецификация бурового и силового оборудования станков ПАП 60/80	107
13. Продолжительность строительства скважины	110
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	111
15.1 Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно-гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважины	113
15.2. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	130
15.3. Требования к коррозионной защите оборудования и труб	140
15.4. Оценка степени риска при строительстве скважины на месторождении Карачаганак	141

стр.



16. Список использованных нормативных и справочных материалов	149
Раздел 2. Организация строительства	153
1. Сведения о водоснабжении	154
2. Сведения об энергоснабжении	156
3. Схема транспортировки грузов и вахт	157
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	158
5. Паспорт проекта	160
Раздел 3 Охрана окружающей среды	161
Введение	162
3.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	163
3.2. Оценка воздействий на состояние вод	200
3.3. Оценка воздействия на недра	222
3.4. Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	228
3.5. Оценка физических воздействий на окружающую среду	246
3.6. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	263
3.7. Оценка воздействия на растительность	278
3.8. Оценка воздействия на животный мир	287
3.9. Оценка воздействия на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения	293
3.10. Оценка воздействия на социально-экономическую среду	294
3.11. Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе	304
3.12. Методика оценки воздействия на окружающую среду	322
3.13. Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды	327
Приложения	
Приложение 1. Расчеты выбросов загрязняющих веществ, в атмосферный воздух и Ориентировочного объема дизельного топлива при строительстве буровой площадки одной водозаборной скважины	329
Приложение 2. Расчет выбросов загрязняющих веществ, в атмосферный воздух от оборудования буровой установки ПАП 60/80 строительстве одной водозаборной скважины	333
Приложение 3. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматив НДС	346



	<u>стр.</u>
Приложение 4. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, в атмосфере в период строительства одной водозаборной скважины	511
Приложение 5. Лицензия АО «НИПИнефтегаз»	524
4. Рабочая документация	527
1. Задание на составление технического проекта	
2. Геолого-технический наряд	
3. Схема расположения бурового оборудования ПАП 60/80	
4. Схема обвязки устья ПВО дивертор	
5. Схема обвязки устья при цементировании	

{

{

{



Раздел 1

Общая пояснительная записка

ВВЕДЕНИЕ

Групповой технический проект на строительство водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт проектной глубиной 195 м на месторождении Карачаганак расположенном в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области.

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 строительства скважин.

Проект выполнен по форме и содержанию согласно «Макету рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ» (РД 39-0148052-537-87), в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК.

Проект содержит: сводные технико-экономические данные, исходные геологические данные, конструкцию скважины, главы буровые растворы, бурение, крепление, испытание, объем работ по монтажу бурового оборудования, главы промышленная, пожарная и экологическая безопасность, охрана труда, охрана недр и окружающей среды.

Цели строительства скважин:

- Пробурить водозаборные скважины в центральной части месторождения для обеспечения объектов месторождения технической водой.
- Достижение проектной глубины забоя в пределах заявленного допуска.
- Провести оценку всего пласта, собрав достаточное количество каротажных данных с применением канатной техники и данных по буровому шламу для определения характеристик внутри пластовых объектов до проектной глубины.
- Отобрать образцы бурового шлама с интервалом 5 м (0,1 кг), достаточного качества для картирования фаций.
- Закончить скважину с использованием забойной компоновки состоящей из эксплуатационной колонны диаметром 244,5 мм.
- Бурение скважин в рамках разрешения на строительство, в соответствии с казахстанским законодательством и согласованными стандартами ОТ, ТБ и ООС.



1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1- Основные проектные данные

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	19
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	J-1, J-2
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	эксплуатационное, добыча воды
7	Проектный горизонт	Юра
8	Проектная глубина, м: по вертикали	195
	по стволу	-
9	Число объектов испытания: в колонне	-
	в открытом стволе	1
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	вертикальная
11	Тип профиля	-
12	Азимут бурения, град	-
13	Максимальный зенитный угол, град	-
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	-
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	-
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	-
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	3
18	Допустимое отклонение ствола скважины от вертикали, град	-
19	Металлоёмкость конструкции, кг/м	53,4
20	Способ бурения	роторный
21	Вид привода	дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
23	Тип буровой установки	ПАП 60/80, либо аналог
24	Тип вышки	Мачта
25	Наличие механизмов АСП (да, нет)	нет
26	Номер основного комплекта бурового оборудования	-
27	Комплект бурового оборудования для подготовительных работ	-
28	Максимальная масса колонны, т: обсадной	9,2
	бурильной	17,5
29	Тип установки для испытания	с бурового станка
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	23,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	4,0
	подготовительные работы к бурению	3,0
	бурение и крепление	10,0
	испытание, всего	6,0
	в том числе:	
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	6,0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	585





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	323,9	0	30	-	-
Эксплуатационная	244,5	0	195	-	-
Примечания - Глубина спуска колонн уточняется по ГИС.					

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

Мощность трубо-ремонтных баз или площадок, тыс.м бур-рильных труб	Наличие тампо-нажной конто-ры или тампо-нажного цеха (да, нет)	Среднегодовое коли-чество буровых станков		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, %
		в бурении и испы-тании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	да	1	-	-	нет	по заявке	контрактная	1	-

Таблица 1.4 - Дополнительные сведения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество	число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)	Всего			в том числе подлежащие			
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы				слесарей	электромонтёров	вывозу	захоронению	сбросу	
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)			чество	работы							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Предусматривается				Не предусматривается				Не предусматривается			29,4	Шлам	13,8	13,8	-	-
												Жидкие отходы	27,4	27,4		
												Потери раствора с шламом	48,0	48,0		



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					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см ³
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
газлифтный/насос	В течении всего срока эксплуатации			189	200	Общая коррозия	незначительная*	-	-	-
*Смотри раздел "Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин".										

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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



2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1- Список документов, которые являются основанием для проектирования

№№ 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	Контракт АР/D/18/0952 от 01.10.2018 г. между КПО и АО «НИПИнефтегаз»
2	Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак по состоянию на 01.01.2018 г. Протокол ЦКРР №6/3 от 20.12.2018 г.
3	Подготовка проектных и отчетных документов по оценке и подсчету эксплуатационных запасов подземных вод юрского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов месторождения.
4	Задание на разработку Группового технического проекта на строительство водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт на месторождении Карачаганак, утвержденное начальником ОГиРМ КПО б.в. Грубмюллер М. 28.04.2023 г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Карачаганак
Административное расположение:	
- республика	Казахстан
- область (край)	Западно-Казахстанская
- район	Бурлинский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1984
Температура воздуха, С°:	
- среднегодовая	4,8
- наибольшая летняя	44
- наименьшая зимняя	-43
Среднегодовое количество осадков, мм	250
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,65
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	199
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	152
Азимут преобладающего направления ветра, град.	зимой-южный, летом-северный
Наибольшая скорость ветра, м/с.	25
Сейсмичность района работ согласно СНиП РК 2.03-30-2006	6

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина).
1	2
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	Земледельческие поля, пастбища, лесопосадки
Утвержденная санитарно-защитная зона, км	5,097 - 8,024
Толщина, см:	
- снежного покрова	24-27
- почвенного слоя	34
Растительный покров	Ковыльная степь
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	3,5 га	Тех. задание



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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабжение, связь, местные стройматериалы и т.д.).	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км.	Характеристика водо- и энерго- привода, связи и строймате- риалов.
1	2	3	4
Техническая вода: для технических нужд и парового котла	Технический водовод, пруды	5	Автоцистерна
Пресная вода для хозяйственных нужд	Магистральный водовод, пруды	5	Автоцистерна
Пресная вода для питьевых целей	Аксай	30	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель- электростанция	В пределах буровой	ДВС
Связь	Радиостанция, телефон	30	Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Карьер	5	Автосамосвал

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесомате- риалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
По проекту обустройства месторождения				

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	Уральск	150	нет	нет	-
да	Оренбург	180	нет	нет	-
да	Аксай	30	нет	нет	-
да	Актюбинск	450	нет	нет	-



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА
месторождения Карачаганак
для разработки группового технического проекта
на строительство водозаборных скважин
на юрский водоносный горизонт

№ скважин:	J-1, J-2
Цель бурения:	техническое водоснабжение объектов КНГКМ
Проектный горизонт:	Юра
Проектная глубина по вертикали:	195 м



4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИН

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	95	Неоген-Четвертичный	N+Q	-	-	1,32
95	130	Мел	K	-	45-180	1,32
130	195	Юра	J	2-3	45-180	1,12





Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого подраз- деления	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 ин- тервале	
1	2	3	4	5	6
N+Q	0	95	Глины	70	Глины светло-серые, известковистые, плотные с горизонтальной слоистостью
			Песчаники, алевр.	20	Песчаники и алевролиты зел.-серые, разномзернистые, встречаются в виде линз в глинах
			Супеси, суглинки	10	Супеси и суглинки темно-серые с прослоями глин, песков и галечников
K	95	130	Глины	70	Глины светло-серые, известковистые, плотные с горизонтальной слоистостью
			Песчаники, алевр.	20	Песчаники и алевролиты зел.-серые, разномзернистые, встречаются в виде линз в глинах
			Супеси, суглинки	10	Супеси и суглинки темно-серые с прослоями глин, песков и галечников
J	130	195	Глины, аргиллиты	60	Глины светло-серые, известковистые, плотные с горизонтальной слоистостью
			Мергели	30	Мергели темно-серые, плотные в виде прослоев в глинах
			Пески	10	Пески светло-серые, мелко-, среднезернистые, кварцевые, полигенные, средней окатанности – округлой формы



Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот-	Порис-	Прони-	Глинис-	Карбо-	Соле-	Сплош-	Твер-	Рассло-	Абра-	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Кoeffи- циент Пуассона	Модуль Юнга, *10 ⁷ Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы
	от	до		ность, г/см ³	тость, %	цае- мость мД	тость, %	нат- ность, %	ность, %	ность	дость, *10 ⁷ Па	енность породы	зив- ность				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
N+Q	0	95	Глины, аргил.	1,75						3		1	3		0,5	200	0,75
			Песчаники, алевр.	1,75						3	10-20	2	3	Мягкие	0,27	500	0,16
			Супеси, сугл.	1,75						3		1	3		0,28	200	-
K	95	130	Глины, аргил.	1,75						3		1	3		0,5	200	0,75
			Песчаники, алевр.	1,75						3	10-20	2	3	Мягкие	0,27	500	0,16
			Супеси, сугл.	1,75						3		1	3		0,28	200	-
J	130	195	Глины,	2,0						3,5		1	3		0,5	200	0,75
			Мергели	2,0						2	22-60	1	3	Средние	0,36	1100	0,21
			Пески	2,0						3		2	6		0,27	500	16



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- ллектора	Плотность, г/см ³		Подвиж- ность, Д на сП	Содержа- ние серы % по весу	Содер- жание па- рафина, % по весу	Свобод- ный де- бит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	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	коэффи- циент сжимае- мости	давление на- сыщения в плас- товых условиях, *10 ⁵ Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Во вскрытых отложениях нефтеносность не ожидается															



Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему		Относи- тельная по воздуху плотность газа	Коэффици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконденсата, 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
Во вскрытых отложениях газоносность не ожидается												



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- лизации, мг-экв/л мг/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатнатриевый ГКН-гидрокарбонатнатриевый ХЛМ(Н)-хлормagneиный(натриев) ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
N+Q	20	50	Поров	1	-	-	72	47	1,4	104	3	13	-	СФН	Нет
							2553	2257	85	2394	37	265	7591		
К	50	84	Поров	1	-	-	440	6	9,2	439	2,5	14	-	ХЛМ-ХЛК	Нет
							15616	268	561	10087	30	280	26842		
J	130	195	Поров	1,01	12	-	264	22,63	5,6	245,23	16	26	-	ХЛК	Нет
							9372	1086,2	341,6	5640,3	192	520	16838,1		



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 сейсморазведочным данным, ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах)

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			конце интервала	
			*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		источник получения	°C	источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
N+Q	0	95	0,000	0,067	РФЗ	0,000	0,100	ПГФ	0,000	0,160	ПГФ	0,000	0,175	РФЗ	10,9	РФЗ
K	95	130	0,067	0,078	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,160	0,160	ПГФ	0,175	0,175	РФЗ	11,4	РФЗ
J	130	195	0,078	0,082	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,160	0,166	ПГФ	0,175	0,182	РФЗ	12,4	РФЗ



4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Максима- льная ин- тенсивно- сть погло- щения, м ³ /час	Расстояние от у- стья скважины до статического уровня при его максимальном 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
N+Q+K+J	0	195	-	-	Нет	0,119	0,176	Несоблюдение параметров бурового раствора



Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложне- ния сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раст- вора	плотность г/см ³	дополнительные дан- ные, влияющие на ус- тойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотда- ча, см ³ /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
N+Q+K	0	130	Не ингибированный	1,00-1,09	30-55	10	При вскрытии	Промывка, проработка
J	130	195	На углеводородной основе	1,25-1,35	48-53	3	При вскрытии	Промывка, проработка



Таблица 4.11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	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
Нефтегазоводопроявления не ожидаются							



Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, зак- линки, 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	водоот- дача см ³ /30 м	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
N+Q+K	0	130	Заклинки	Не ингибированный	1,00-1,09	10	-	Да	Прихваты из-за осыпей и обвалов стенок скважины.
J	130	195	Сальнико- образования	Соленасыщенный ингибированный	1,25-1,35	3	-	Да	Прихваты из-за осыпей и обвалов стенок скважины, а также сужения ствола в отдельных интервалах



Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бу- рового раство- ра, предотвра- щающая тече- ние пород, г/см ³	Условия возникновения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Текучие соли отсутствуют					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал залегания пород, м		Вид (название) осложнения желобообразование, пере- гиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
Прочие возможные осложнения не ожидаются				





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	Кол-во образцов пород, шт
	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N+Q+K+J	Отбор керна не планируется				0	195	5	Отбор грунтов не планируется		



Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. ПС+БК+ БКЗ+ КВ+АК+ ГК+ НГК или аналоги Res+LL+LLS+HCAL+DSI+GR+CNL	-	195	30	195	-	-	-	-	-
Примечание									
Комплекс ГИС может быть изменен на усмотрение Заказчика									

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	Глубина ни- жней грани- цы объема, 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
Исследование шлама		
Минералопетрографические анализы	Образец	10
Гранулометрический состав	Образец	10
Исследование воды		
Лабораторные исследования химического состава пластовой воды		
Примечание- Объем исследований определяется по необходимости недропользователем		





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- графи- ческого подраз- деления	Но- мер объ- екта (сни- зу вве- рх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструк- ции продукти- вного 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 нагнетательной скважины смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР- НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФ- ТЬ), азрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессором (КОМПРЕССОР)	Опорожнение ко- лонны при испы- тании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- маль- ное снижение уровня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J	1	130	195	-	-	Колонна	Передвижная	НЕТ)	нет	нет	1. Промывка, очистка 2. Прокачка эрлифтом 3. Замер динамического уровня подземной воды 4. Откачка 5. Замер дебита скважины 6. Замер уровня подземной воды до полной стабилизации 7. Отбор проб подземной воды	-	-



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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Толщина перфора- ции, м	Вид перфорации: КУМУЛЯТИВНАЯ, ПУЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ, ГИДРОПЕСКО- СТРУЙНАЯ, ГИРОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Коли- чест- во от- верс- тий на 1 м, 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 гидropеско- струйной перфорации	
	Вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	Плот- ность, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	Вода	1,0	15	Кумулятивная	DYNAWELL – 2 7/8”	10	50-75	2-3	НЕТ	-	-
Примечание - Интервал перфорации будет определен по результатам ГИС											



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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, *10 ⁵ Па	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Откачка, эрлифт											
Примечание- По усмотрению недропользователя допускается проводить откачку глбинными насосами.											



Таблица 4.22 - Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Наименование работ: ПРОМЫВКА ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ; ПОВЫШЕНИЕ ПЛОТНОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА ДО; ПОВТОРНОЕ ПОНИЖЕНИЕ УРОВНЯ АЭРАЦИЕЙ; 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 измерения	Коли- чество	Местные нормы времени сут
1	2	3	4	5
Опытно-фильтрационные работы в каждой скважине				
Примечание - опытно-фильтрационные работы проводятся по программам КПО б.в.				



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, *10 ⁵ , Па	Максималь- ный динами- ческий уро- вень при эк- сплуатации, м	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 эк- сплуатации			в колонне на устье скважи- ны	в эксплуата- ционном объекте	длина столба газа по вер- тикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	-	-	-	68	-	-	-	-	-



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 проводятся в одну, полторы, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощно- сти до 5м представле- ны пропла- стками	при мощно- сти до 6 м имеют по- дошвенную воду	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
1	Нет	Нет	Нет	Нет	Одна	Да	Нет	Нет	Нет



Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (ВОДА, НЕФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости г/см ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, тыс.м ³ /сут	давление на устье, *10 ⁵ , Па	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважины водозаборные													



Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
9832	Карачаганак	20	135	N+Q	Осыпи	В процессе бурения в интервале 20 - 135 м интенсивные осыпи. Не ингибированный раствор: $\rho - 1,00-1,09 \text{ г/см}^3$; $T - 30-55 \text{ с}$; $B - <10 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.
9832	Карачаганак	-	280	N+Q+J	Затяжки	Подъем с забоя 1907 м сопровождался затяжкой 13 т на глубине 280 м. Раствор на углеводородной основе (ОВМ): $\rho - 1,59-1,64 \text{ г/см}^3$; $T - 53-85 \text{ с}$.
9807	Карачаганак	50	200	N+J	Поглощение	Полное поглощение, спуск колонны. Всего во время осложнения было поглощено 1925 м ³ бурового раствора. Соленасыщенный раствор: $\rho - 1,42-1,19 \text{ г/см}^3$; $T - 65-51 \text{ с}$; $B - 5,2-6,2 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$.

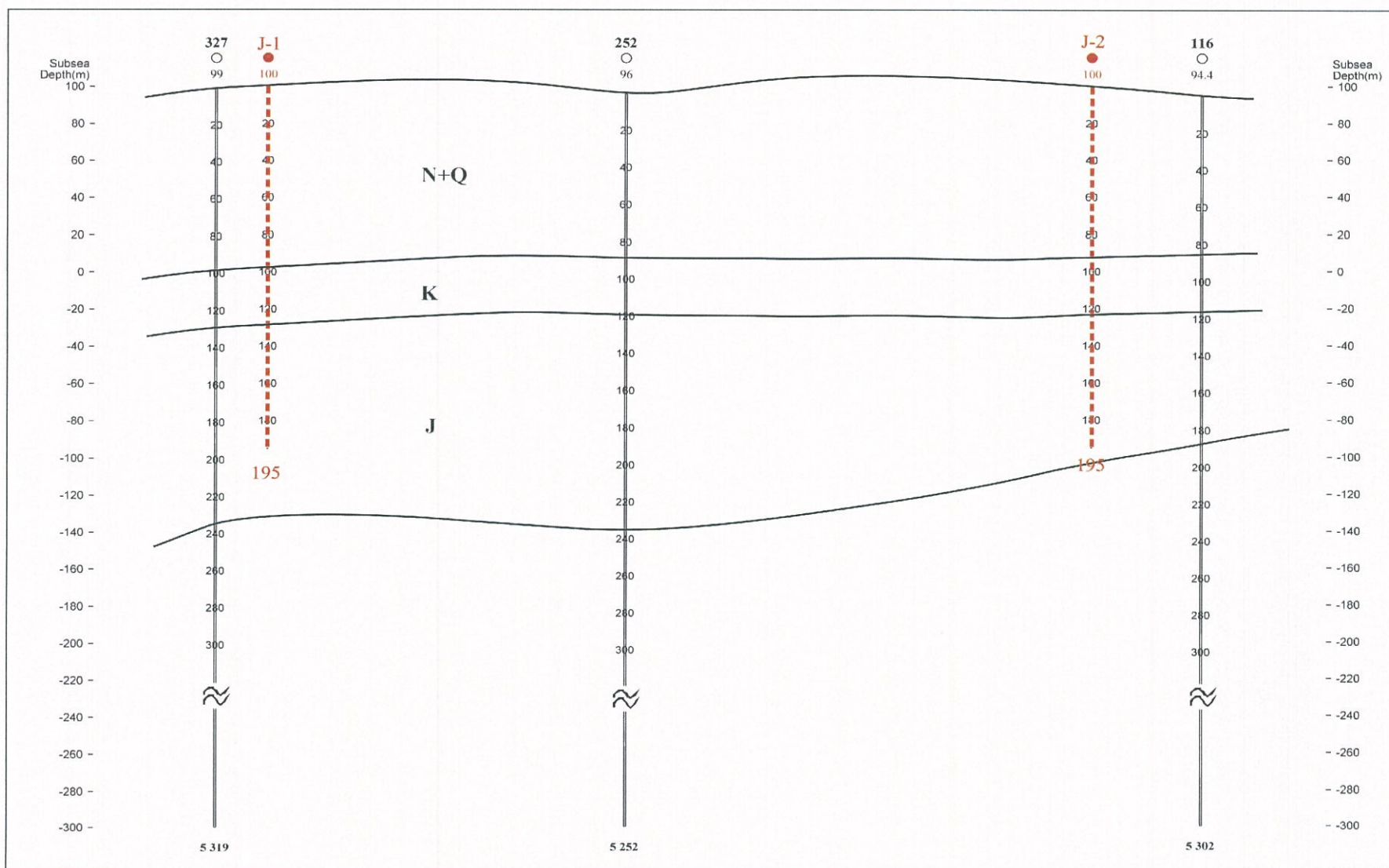
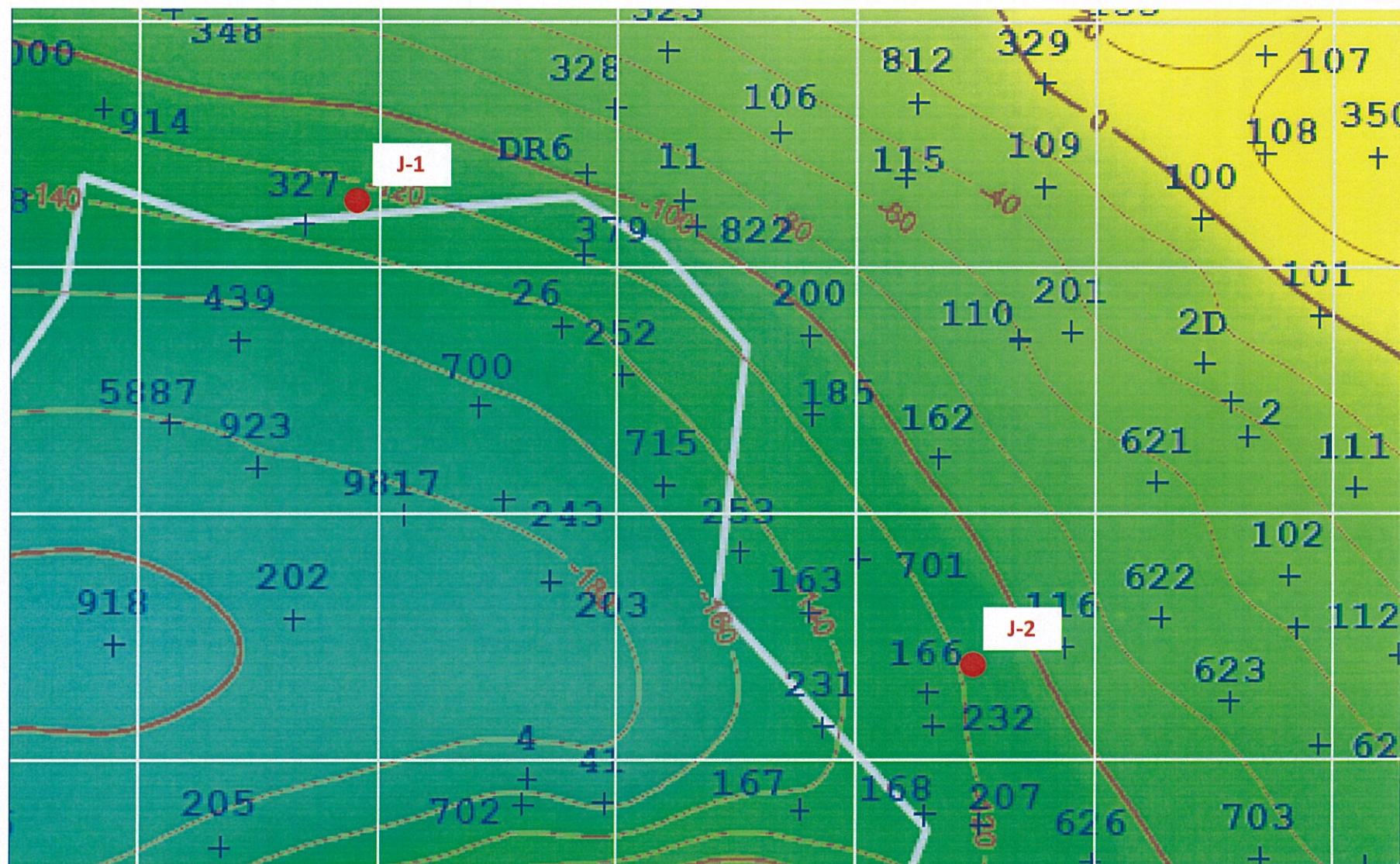


Рисунок 4.1 - Схематический геологический разрез





J-1 - номера проектных скважин;

● - устье проектных скважин.

Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле юрских отложений



Рисунок 4.3 - Ситуационный план

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции скважины произведен в соответствии с действующими в РК нормами и требованиями [7, 18], с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1.

Ожидаемые осложнения при бурении проектных скважин:

- Поглощение бурового раствора в интервале 0 - 195 м, градиент поглощения - 0,119 кгс/см²/м;
- Вскрытие нефтяных объектов не ожидается;
- Вскрытие газовых объектов не ожидается.

Направление Ø 323,9 мм спускается на глубину 30 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних неустойчивых и поглощающих горизонтов, для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Эксплуатационная колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 195 м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения водоносных горизонтов, водозабора подземных вод юрского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов месторождения.

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.



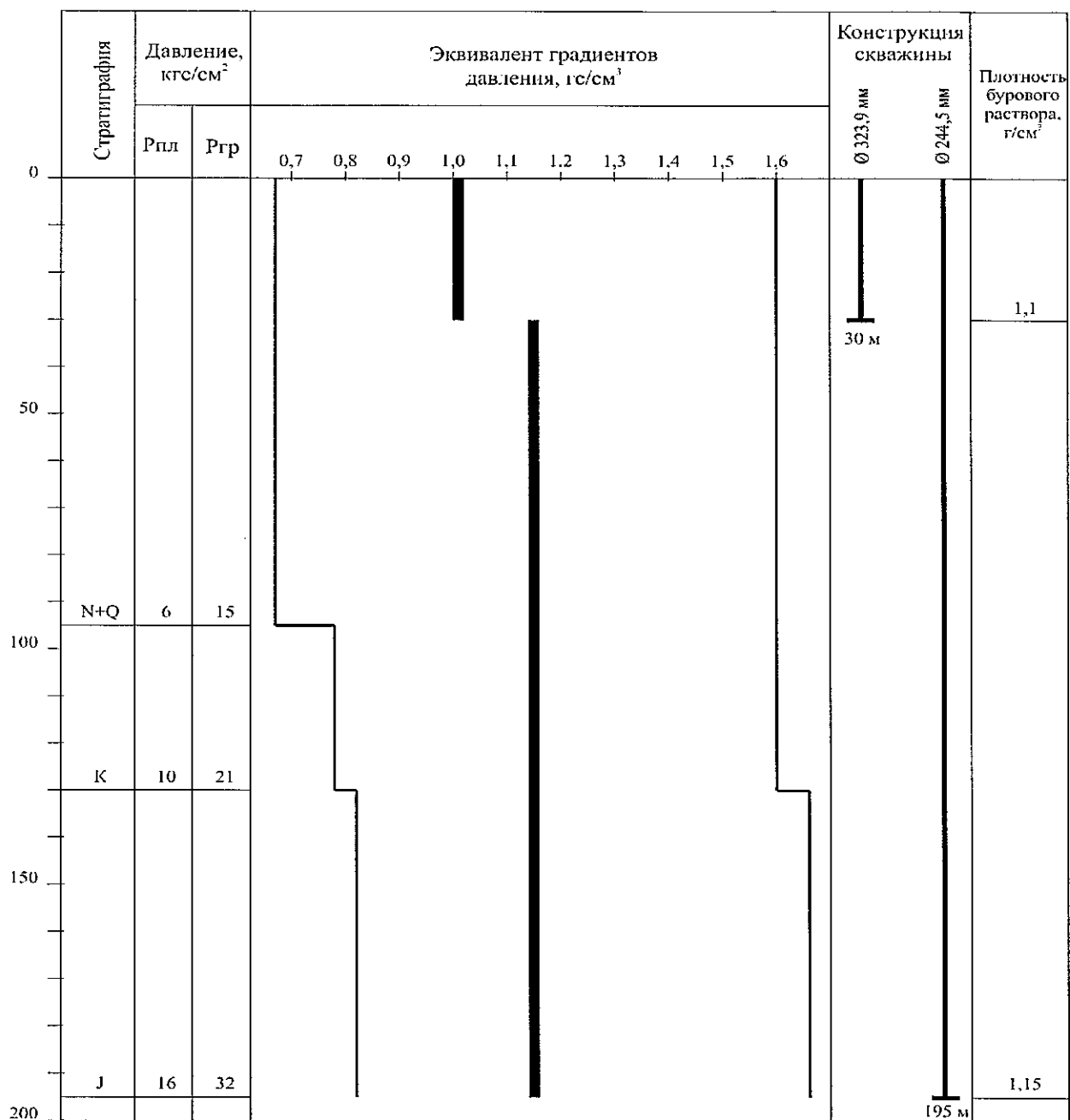


Рисунок 5.1 Совмещенный график давлений



ОБЩАЯ ПОСЧИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

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
323,9	30	Д	8,5	2,30	632-80	1. Бурение скважины долотом 393,7 мм. 2. Спуск и цементирование направления.

1

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 подъема 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	Эксплуатационная	0	195	295,3	0	1	1	0	195	водозабор подземных вод юрского водоносного горизонта

1

1



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 одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части					
					верх	низ		Количество типов соединений, шт.	Номер в порядке спуска	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
												верх	низ
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	244,5	0	195	7,9	1	1	ОТТМ	269,88	0	195

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала 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 и борьба с флюидопроявлениями.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 0,5 м ³ ; - при СПО - 0,3 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: 0-30 м - 1,5-1,8 м/с; 30-195 м - 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 флюидопроявлений.
8	Ликвидацию возникших флюидопроявлений производить в соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	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	Проверять работоспособность ПВО перед началом бурения.	Предупреждение и борьба с флюидопроявлением.





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				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
0	195	0,0	0,8		
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
				Не предусматривается	
0	195	0,0	12		
Примечание					
1. Вскрытие интервалов возможного поглощения начинать при минимальной подаче насосов, для снижения репрессии и кольматации породы.					
2. На буровой иметь запас материалов для обработки промывочной жидкости, необходимый для ликвидации поглощения.					

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемые скважины - вертикальные.

Необходимо принять все меры по недопущению значительного искривления ствола скважины, не более 2° - 3° .

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 водозаборных скважин № J-1 и J-2 на месторождении Карачаганак.

7.1.1 Основные проблемы при бурении водозаборных скважин

Основными проблемами при бурении водозаборных скважин являются:

- осложнения, связанные с целостностью ствола скважины (осыпи и сужения ствола скважины), возникающие за счет набухания и диспергирования глин и аргиллитов разреза, содержание которых в разрезе скважины достигает 70%;

- поглощения;
- прихватоопасность;

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрен ингибированный KCl буровой раствор;
- в случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора по интервалам бурения определена исходя из горно-геологических условий бурения скважины в соответствии с «Требованиями промышленной безопасности в нефтедобывающей отрасли», далее (ТПБ НГДО) 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;

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

Интервал 0-30 м

По опыту бурения данного интервала принимаем плотность 1,10 г/см³.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнения, не вызывая при этом поглощений.

В некоторых ранее пробуренных скважинах имело место применение раствора плотностью 1,15 г/см³.

В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.



Интервал 30 – 195 м

$$30 - 195 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,100 \times (1,10 \div 1,15) = 1,10 \div 1,15 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 1,10-1,15 г/см³.

С учетом опыта бурения аналогичных скважин, с целью сохранения устойчивости стенок скважины, принимаем плотность бурового раствора 1,15 г/см³. В случае нарушения устойчивости стенок скважины плотность может быть увеличена до прекращения осложнений, не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений, использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

7.1.3 Выбор типа бурового раствора

Во избежание возникновения проблем, описанных в п. 7.1.1, при бурении скважин применяется ингибированный буровой раствор:

- Величина pH поддерживается вводом KOH;
- Для снижения жесткости использовать Na₂CO₃;
- PAC L – понизитель фильтрации;
- Бентонит применяется в качестве структурообразователя, только для приготовления 30 м³ забурочного раствора;
- KCl – ингибитор глин и аргиллитов;
- РНРА – полимер-флокулянт;
- Для предотвращения сальникообразования использовать CONDET;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Концентрация и расход химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, приведены в таблицах 7.2 -7.6.

Примечания

1 Возможно использование других реагентов, идентичных по своему назначению (не ухудшающих свойства бурового раствора);

2 Во время бурения скважины, в случае необходимости, рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения наблюдательных скважин и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме, плотность через 10-15 минут и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.

Результаты анализа бурового раствора должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля за содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию, для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой



очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 100-200 меш, гидроциклонные пескоотделители и илоотделители). Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров и позволит сократить затраты на его обработку (минимальное разбавление).

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности, с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.7.

Для бурения интервала **0-30 м** использовать ингибированный буровой раствор плотностью $1,10 \text{ г/см}^3$ (для чего приготовить 30 м^3 бентонитового раствора) в случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Для бурения интервала **30-195 м** необходимо использовать ингибированный буровой раствор, переходящий из предыдущего интервала, с обработкой его реагентами, согласно таблице 7.2. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, ступенчато увеличить плотность бурового раствора, не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений, использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Расчётные объёмы раствора по интервалам бурения приведены в таблице 7.3.

7.1.2 Перфорационная жидкость

В качестве перфорационной жидкости использовать техническую воду плотностью $1,0 - 1,02 \text{ г/см}^3$.

Расчет количества перфорационной жидкости в таблице 10.10.





7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см ³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см ³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см ² (фунт/ 100фут ²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %				мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вязкость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут ²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см ³
					РК	API	мин (с, мин)			коллоидной (активной) части	песка	всего	pH				
							1(10)	10(10)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I Полимерный ингибированный буровой раствор	0	30	1,10	30-45	<8	<10	не регламентируется							KCl не менее 3%	как можно меньше	не регламен- тируется	1,02
II Полимерный ингибированный буровой раствор	30	195	1,15	30-50	<5	<6	28-44 (6-9)	23-44 (5-9)	<1	<3	<1	<8	8,0- 9,0	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-25	1,02
Примечания																	
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2.																	



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	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)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
I	0	30	Полимерный ингибированный буровой раствор	1,10		Вода	1,00	92		в/с	894,8	
						KOH	2,13				0,70	
						Na ₂ CO ₃	2,53				0,70	
						Bentonite	2,60				50,0	
						PAC L	1,55				5,0	
						PHPA	1,25				2,10	
						CONDET	1,03				1,00	
						KCl	1,98				40,0	
						Барит	4,20				105,7	
II	30	195	Полимерный ингибированный буровой раствор	1,15	нет	Вода	1,00	98		в/с	908,1	
						KCl	1,98				60,0	
						KOH	2,04				1,42	
						Na ₂ CO ₃	2,53				0,70	
						CONDET	1,03				1,00	
						PAC L	1,55				5,00	
						PHPA	1,25				2,10	
						Барит	4,20				171,7	

Примечания

1 В случае возникновения поглощения использовать в необходимом количестве комплексный наполнитель;

2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу;



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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ / м и его компонентов, кг/ м ³ в интервале			Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг				
от (верх)	до (низ)			величина	источник норм	поправочный коэф.	на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
I интервал			Ингибированный раствор, м ³					30,0	8,7	38,7	
0	30		Вода	894,8					26845,2	7760,9	34606,1
			KOH	0,70	Baroid	нет		21,0	6,1	27,1	
			Na ₂ CO ₃	0,70	Baroid	нет		21,0	6,1	27,1	
			Bentonite	50,0	Baroid	нет		1500,0	0,0	1500,0	
			PAC L	5,0	Baroid	нет		150,0	43,4	193,4	
			PHPA	2,10	Baroid	нет		63,0	18,2	81,2	
			CONDET	1,00	Baroid	нет		30,0	8,7	38,7	
			KCl	40,0	Baroid	нет		1200,0	346,9	1546,9	
			Барит	105,7	Baroid	нет		3169,8	916,4	4086,2	
II интервал			Полимерный ингибированный раствор, м ³					30,9	29,2	60,1	
30	195		Вода	908,1				0,0	26518,5	26518,5	
			KCl	60,0	Baroid	нет		618,8	1752,2	2370,9	
			KOH	1,42	Baroid	нет		22,3	41,5	63,7	
			Na ₂ CO ₃	0,70	Baroid	нет		0,0	20,4	20,4	
			CONDET	1,00	Baroid	нет		0,0	29,2	29,2	
			PAC L	5,00	Baroid	нет		0,0	146,0	146,0	
			PHPA	2,10	Baroid	нет		0,0	61,3	61,3	
			Барит	171,7	Baroid	нет		2130,2	5014,1	7144,2	
			Общая потребность бурового раствора на скважину								
0	195							98,8	98,8		

Примечания

- 1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора и расходов химических реагентов;
- 2 К кав.(коэффициент кавернозности) =1,32 в интервале 0-30 м, 1,24 в интервале 30-195 м;
- 3 Потери раствора - 20%;
- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы "BAROID" в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019, для идентичных скважин м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года;
- 5 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию.



ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

[illegible]

1

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
			плотность, г/см³	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 изгото- вление	Потребность компонентов бурового раствора, т		
		номера колонн		суммарная на скважину
		для раствора на бурение в интервале, м		
		0- 30	30 210	
1	2	3	4	5
Вода		34,61	26,518	61,12
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,027	0,020	0,068
Bentonite	СТ РК1261-04	1,500	0,0	1,500
CONDET	Ст.АНИ	0,039	0,029	0,068
KCl	ГОСТ 4234-77	1,547	2,371	3,918
KOH	ГОСТ 9285-78	0,027	0,064	0,091
PAC L	Ст.АНИ	0,193	0,146	0,339
PHPA	Ст.АНИ	0,081	0,061	0,143
Барит	СТ РК1261-04	4,086	7,144	11,23
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, 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 и т.д на изготов- ление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2-1+песко- отделитель; 3-2+илоотделитель	интервал, м	
	2	3	4	5	от (верх)	до (низ)
Вибросита	СВ(CV)-2Т	1	СТ/ТУ	1 - вибросито	0	30
Пескоотделитель/илоотделитель	ГКЦ-360	1	СТ/ТУ	- 1+пескоотделитель/илоотделитель	30	195
Дегазатор	60 л/с	1	СТ/ТУ			
Блок приготовления раствора, включающий:						
центробежные насосы,	ГШН-150	1	СТ/ТУ			
гидроперемешиватели		4	СТ/ТУ			
Примечание - возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.						



8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК.

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. 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	30	Бурение под направление	Роторный	1	1-6	60-80	35	15
30	195	Бурение под эксплуатационную колонну	Роторный	2	8-10	80-120	24	15



Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							Примечание	
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м		Суммарная масса КНБК, т
			наруж- ный ди- аметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пе- рекоса осей от- клоните- ля, град.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 393,7 мм (15½" IADC 115)*	0	393,7	0,42	94				
	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15½" NBS)	0,42	393,7	1,98	750				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	2,4	209,6	27,42	6512		29,8	7,4	
2	Долото 295,3 мм (11½" IADC 115)*	0	295,3	0,4	40	-			
	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11½" NBS)	0,4	295,3	1,7	340	-			
	171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	2,1	171,5	9,1	1362	-			
	Колонный стабилизатор 295,3 мм (11½" STB)	11,2	295,3	1,9	340	-			
	171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	13,14	171,5	82,3	12257	-	95,4	14,3	
Примечания									
1 Компоновка №1 - компоновка для бурения под направление;									
2 Компоновка №2 - для бурения ствола под 244,5 мм (9") эксплуатационную колонну.									
* Допускается использование долот других типов отечественного и импортного производства.									



Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название эле- мента КНБК 1	Вид технологической операции (бурение, от- бор керна, расширка, проработка) 2	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное коли- чество на интер- вал, шт. (для УБТ комплектов) 7
		от (верх) 3	до (низ) 4	величина, м 5	источник норм 6	
Долото 393,7 мм (15½" IADC 115)*	Бурение, проработка	0	30	1000	Местные нормы	1
Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15½" NBS)	Бурение, проработка	0	30	1000		1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	0	30			1 комплект
Долото 295,3 мм (11½" IADC 115)*	Бурение, проработка	30	195	600	Местные нормы	1
Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11½" NBS)	Бурение, проработка	30	195	1000		1
Колонный стабилизатор 295,3 мм (11½" STB)	Бурение, проработка	30	195	1000		1
171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	Бурение, проработка	30	195			1 комплект
* Возможно использование долот других типов.						



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			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	Долото 393,7 мм (15½" IADC 115)*	IADC 115*, ст. АНИ	0,01	0,03	0,04(1)	94
	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15½" NBS)	Ст. АНИ	0,01	0,03	0,04(1)	750
Эксплуатационная	Долото 295,3 мм (11⅝" IADC 115)*	IADC 115*, ст. АНИ	0,1	0,30	0,4 (1)	40
	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11⅝" NBS)	Ст. АНИ	0,02	0,165	0,2(1)	340
	Колонный стабилизатор 295,3 мм (11⅝" STB)	Ст. АНИ	0,02	0,165	0,2 (1)	340
* 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 АХ АНИ	127	9,19	Е-75	NC 50	195	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 клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение под эксплуатационную колонну	0	195	195	1	СБТ	127,0	Е-75	9,19	NC 50	100	3,2	17,5	10,91	6,9



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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип 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	30	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC -61	27,42	6,51	6,77	
Эксплуатационная	0	195	УБТ 171,5 (6 3/4" DC) СБТ 127 (5" DP)	171,5 127	AISI 4145 H E - 75	50,0 9,19	NC - 50 NC - 50	91,4 100	13,6 3,3	14,2 3,4	



Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	195	Бурение, спуск обсадных колонн.	3	4



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, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение роторным способом под направление	НБТ-600	2	0,9	127	8,8	1,0	60	20	40
30	195	Бурение роторным способом под эксплуатационную колонну	НБТ-600	2	0,9	127	8,8	1,0	40	12	24



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, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	бурение роторным способом под направление	4,82	4,23		0,29	0,01	0,3
30	195	бурение роторным способом под экс. колонну	4,21	3,43	-	0,75	0,03	0,2



Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость вос- ходящего по- тока в откры- том стволе, м/с	Удель- ный ра- сход, л/с.см ²	Схема промыв- ки долота (цен- тральная, пери- ферийная, ком- бинированная)	Диаметр сопла на центральной отвер- стии, мм	Гидромонитор- ные насадки		Скорость истече- ния, м/с	Мощность, срабаты- ваемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						коли- чество, шт	диа- метр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	Бурение роторным способом	0,97	0,046	Периферийная		3	15,9	59	263,2
30	195	Бурение роторным способом	1,16	0,066	Периферийная	-	3	14,3	50	146,6

НОРМЫ
на механическое бурение водозаборных скважин на площади Карачаганак

Стратиграфия	Крепость пород	Интервал бурения, м		Размеры долот, мм	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч
		от	до			
2	3	4	5	6	7	8
Неоген + четверт N+Q	Мягкие	0	30	393,7 шарошечное	1000	15
Мел + юра K + J	Мягкие, средние	30	195	295,3 шарошечное	600	15



9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин" [41], "Инструкцией по испытанию скважин на герметичность" [25] 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 [25] по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции [30], стандартам API и техническим условиям фирм поставщиков.

Исходные данные для расчетов колонн приняты согласно геологической части проекта.

9.2 Выбор обсадных труб

Вскрытие нефтяных и газовых горизонтов при бурении скважины не ожидается.

Для кондуктора 323,9 мм и эксплуатационной обсадной колонны 244,5 мм приняты обсадные трубы марки Д.

На рисунках 9.1-9.4 приведены графики расчётных величин избыточных давлений, указаны обсадные трубы и толщины стенок, выбранные компоновки.

В рамках проекта выполнен расчёт обсадных колонн исходя из максимально допустимых нагрузок.

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 скважин.

Исходные данные

№ № пп	Определение		Обоз- наче- ние	Колонна	
				Направление	
1	Диаметр колонны, мм		Dk	323,9	
2	Диаметр ствола скважины, мм		Dc	393,7	
3	Интервал установки колонн, м:		Lo	0	
			L	30	
4	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора		Уц	1,52	
	-бурового раствора,		Убр	1,10	
	-опрессовочной жидкости		Уж	-	
	- пластовой воды		Угс	1,00	
	-жидкости в колонне		Ув		
	расчет на наружное давление			1,00	
	расчет на внутреннее давление			1,15	*
5	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента		h	0	
	-жидкости в колонне		H	0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
6	Пластовые давления (за колонной)	10		0,7	
		20		1,3	
		30		2,0	
* Промывочная жидкость при бурении под эксплуатационную колонну.					



Направление

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	-	0	-	0
10	0,7	1,1	-	1,1
20	1,3	2,2	-	2,2
30	2,0	3,3	-	3,3

Внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_z = 0,1 \times \gamma_{в} \times Z$	0
10		1,0
20		2,0
30		3,0

Наружные избыточные давления (бурение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	0
10		1
20		2
30		3

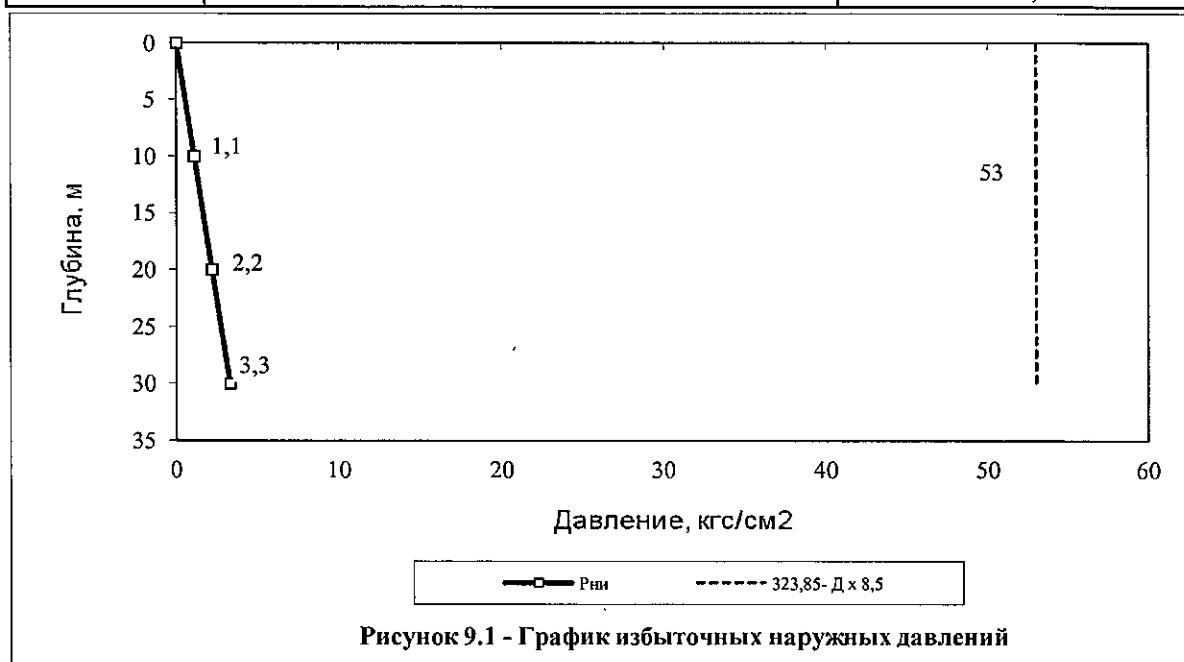
Расчёт на полное опорожнение при поглощении

Наружные избыточные давления при при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \times (\gamma_{ц} - \gamma_{р}) \times Z$	0
10		0,4
20		0,8
30		1,3

Наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = \text{МАКС}(P_{ни \text{ бур}}; P_{ни \text{ цемент}})$	0
10		1,1
20		2,2
30		3,3



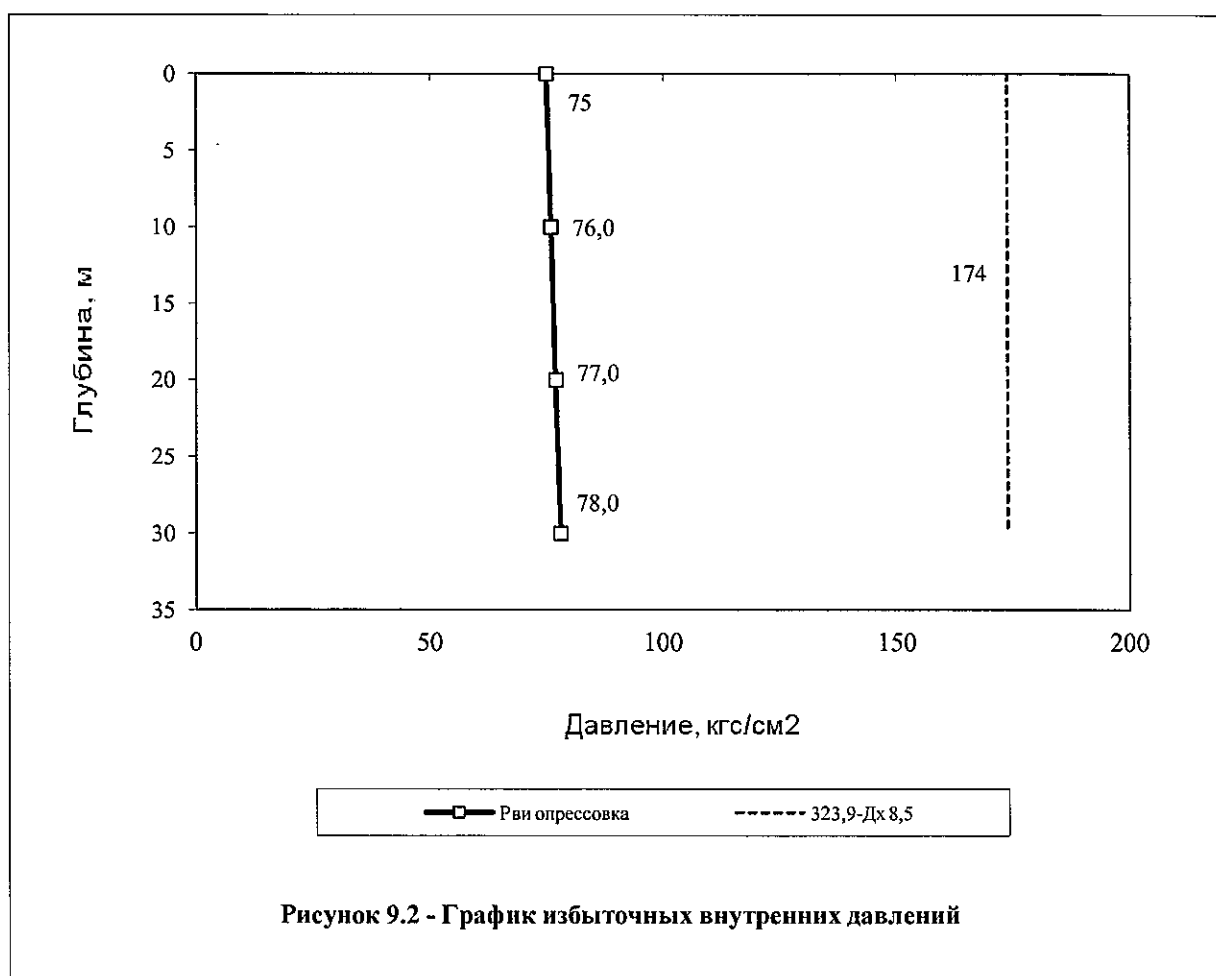
Внутреннее давление, кгс/см²

По данным геологической части нефтеводогазопроявлений в процессе бурения под эксплуатационную колонну и соответственно избыточных устьевых давлений не ожидается.

Избыточные внутренние давления образуются в связи с разницей внутреннего давления столба бурового раствора и наружного пластового давления.

Избыточные внутренние давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$R_{ви}=0,1 \times Y_{вZ} - R_{пл}$	75
10		76
20		77
30		78



Исходные данные

№ № пп	Определение		Обоз- наче- ние	Колонна		
				Эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм		Dk		244,5	
2	Диаметр ствола скважины, мм		Dc		295,3	
3	Интервал установки колонн, м:		Lo		0	
			L		195	*
4	Удельный вес, гс/см ³ :					
	-цементного раствора		Уц		1,67	**
	-бурового раствора,		Убр		1,15	
	-опрессовочной жидкости		Уж		1,00	
	- пластовой воды		Угс		1,17	
	-жидкости в колонне		Ув			
	расчет на наружное давление				1,00	
	расчет на внутреннее давление				1,00	
5	Расстояние от устья до уровня, м:					
	-цемента		h		0	
	-жидкости в колонне		H		0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²		
6	Пластовые давления (за колонной)	95			7	
		130			11	
		195			16	
* Расчет обсадных труб для наиболее глубокой скважины.						
** Средняя плотность.						



Эксплуатационная колонна

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	-	0	-	0
95	7	11	-	11
130	11	15	-	15
195	16	23	-	23

Внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_z = 0,1 \times \gamma_{\text{в}} \times Z$	0
95		10
130		13
195		20

Наружные избыточные давления (бурение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{\text{ни}} = P_{\text{нз}} - P_{\text{вз}}$	0
95		11
130		15
195		23

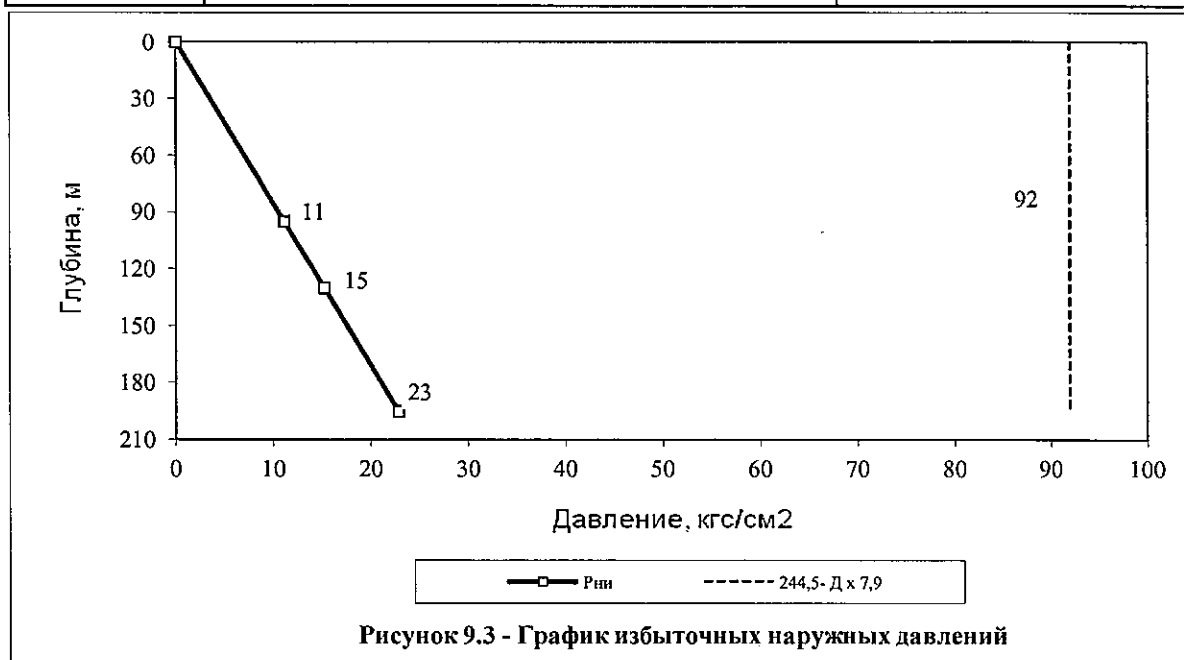
Расчёт на полное опорожнение при поглощении

Наружные избыточные давления при при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{\text{ни}} = 0,1 \times (\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}}) \times Z$	0
95		5
130		7
195		10

Наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{\text{ни}} = \text{МАКС}(P_{\text{ни бур}}; P_{\text{ни цемент}})$	0
95		11
130		15
195		23



Внутреннее давление, кгс/см²

По данным геологической части нефтеводогазопроявлений в процессе бурения под эксплуатационную колонну и соответственно избыточных устьевых давлений не ожидается.

Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [25].

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп}=P_{оп}$ (таблица 2.1 [25])	90
95	$P_{ви}=P_{у.оп}+0,1 \times Y_{жZ}-P_{пл}$	92
130		92
195		94

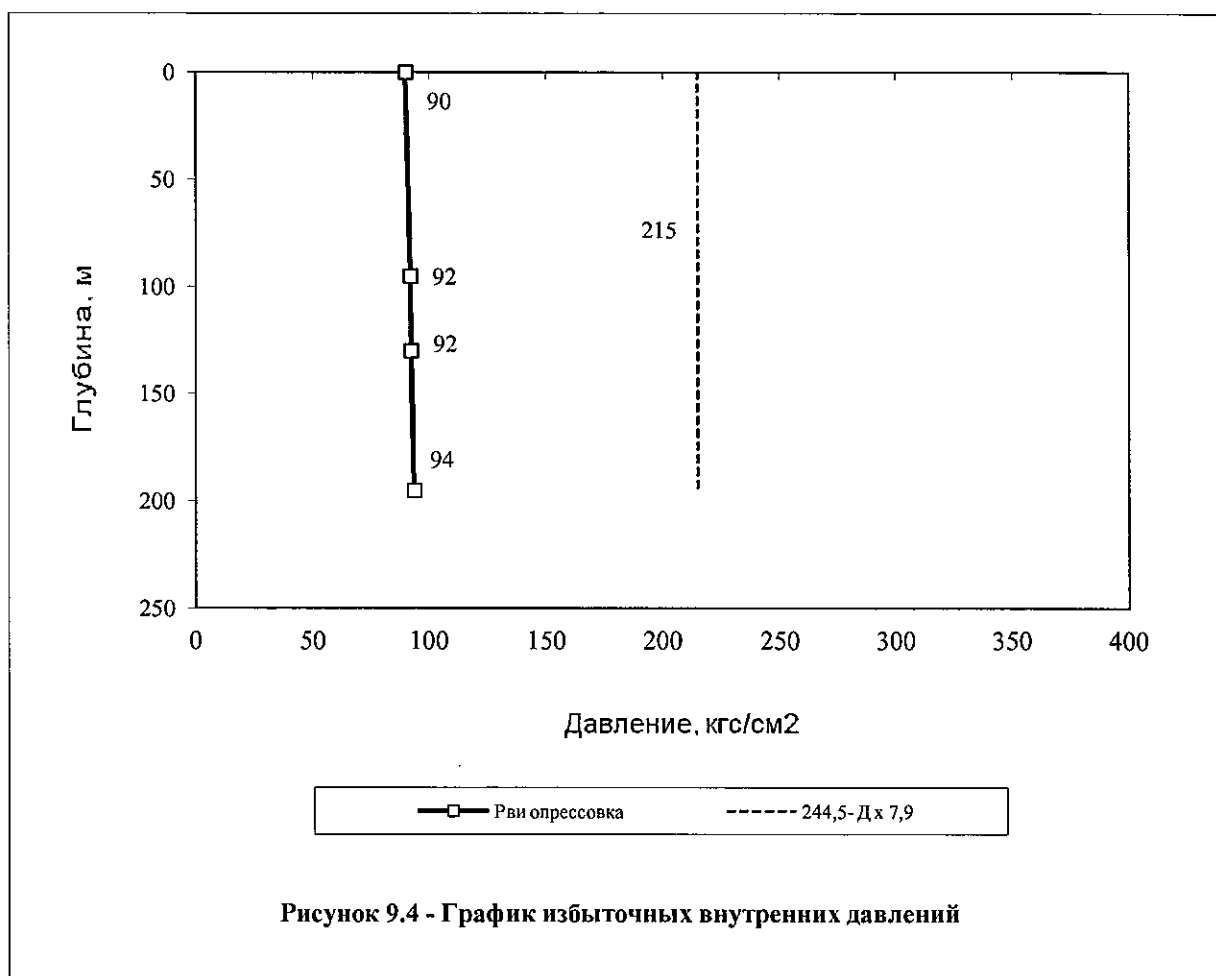




Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см ³ , для газа - относительная по воздуху	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор*	1,15*	-
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода**	1,0**	-
* Избыточное внутреннее давление между столбом бурового раствора и пластовым давлением при бурении под эксплуатационную колонну.							
** 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 раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	30	0	3,3	75	78,0
2	Эксплуатационная	1	0	195	0	23	90	94



Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
323,9	Отечественное	ОТТМ	Д	8,5	да
244,5	Отечественное	ОТТМ	Д	7,9	да

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		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	30	30	2,02	2,02	323,9	ОТТМ	Д	8,5	16,06	2,2	113,1
2	1	1	0	195	195	9,20	9,20	244,5	ОТТМ	Д	7,9	4,032	2,30	19,01

Примечания

- 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 при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины.
- Глубины бурения и интервалы установки обсадных колонн корректируются по фактическому стратиграфическому разрезу и результатам 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
ОТТМ	323,9x8,5-Д	4,03	4,23	4,45
ОТТМ	244,5x7,9-Д	18,41	19,33	20,29

Примечание

- Масса обсадных труб определена на 2 скважины группового проекта из расчета: 60 м для 323,9 мм колонны и 390 м для 244,5 мм колонны.



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	Башмак колонный БКМ-324	ОСТ 39-011-87	87	-	30	1	1	87
			Центраторы ЦЦ 324/394-1	ТУ 39-1220-87	19	0	30	2	2	37
			Пробки продавочные ПРП-Ц-324	ТУ 3666-001-00141887-93	35	-	-	1	1	35
2	Эксплуатационная колонна	1	Башмак колонный БКМ-245	ОСТ 39-011-87	53	-	195	1	1	53
			Обратный клапан ЦКОД-245	ТУ 39-1443-89	43	-	183	1	1	43
			Центраторы пружинные ЦЦ 245/295-1	ТУ 39-1220-87	15	0	183	7	7	106
			Пробки продавочные ПРП-Ц-Н(В)-245	ТУ 3666-001-00141887-93	13	-	-	2	2	26
Примечания										
1 Допускается использование технологической оснастки отечественных или зарубежных фирм-производителей (Halliburton, Weatherford и др.) при условии её соответствия требованиям СТ РК или стандартов API;										
2 Допускается цементирование обсадных колонн через рабочую колонну (бурильные трубы или НКТ).										



Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	продолжительность, мин	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Направление	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402	ТУ 38-101-786	0	30	0,7-0,5	30	-	30	1 цикл	35
	323,9 мм												
2	Эксплуатационная	1	Элеватор, спайдер-элеватор	P-402	ТУ 38-101-786	0	30	0,7-0,5	195	п.1	30	1 цикл	25
	244,5 мм					30	195	0,5-0,3			195	1 цикл	25
Примечания													
1 При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: эксплуатационная колона - 195 м													
2 Скорость спуска обсадной колонны принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008.													
3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.													



Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера кгс/см ²	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
2	Эксплуатационная	1	-	1,00*	-	90	-	-	-	-	1	-

Примечания

1 Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями допускается не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100% гидроиспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах.

2 Обсадные колонны цементируются до устья.

3 Испытание на герметичность цементного камня под башмаком колонн не предусмотрено.

4 Опрессовка колонны частями с применением пакера не предусмотрена.

* Допускается опрессовка минерализованной водой, при условии проведения проверочных расчетов обсадной колонны.



9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2 гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			номер в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	интервал установки, м (по стволу)		глубина установки муфты для ступенчатого цементирования, м	номер ступени цементирования	высота цементного стакана, м	название порции тампонажного 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	30	-	-	6	Тампонажный	0	30
2	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	195	-	-	12	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 130	130 195



Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2 гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объём порции, м ³	плотность, г/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фг ²	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Направление	1	1	Буферная	2,5	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	3,6	1,85	<1	н/р**	18-20	20-25	180	12
				Продавочная	1,8	1,10	-	<10	миним.	н/р	-	-
2	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	5,0	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	6,0	1,55	<1	н/р	45	20-22	240	24
				Тампонажный-2	3,8	1,90	0	<500	30-32	23-25	180	
				Продавочная	7,7	1,15	-	<6	миним.	15-25	-	-
Примечания												
1 Объемы тампонажных растворов взяты с учетом коэффициента кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;												
2 Продавочная жидкость - буровой раствор;												
3 Допускается цементирование эксплуатационной колонны тампонажным раствором одной плотности (1,80-1,85 г/см ³) по опыту строительства подобных скважин в этом регионе.												
* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ);												
** не регламентируется.												

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2,гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	1000,0
				Тампонажный	Цемент ПЦТ I-50-СС	3,15	-	-	1245,0
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	37,4
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	2,10	-	-	1,2
					Вода	1,00	-	-	604,7
				Продавочная	Буровой раствор	1,10	-	-	-
2	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	1000,0
				Тампонажный	Буферный порошок МБП-М	1,07	-	-	5,0
					Цемент ПЦТ I-50-СС	3,18	-	-	802,3
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	20,1
					Облегчающая добавка (бентонит)	2,65	-	-	32,1
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	747,7
				Тампонажный	Цемент ПЦТ I-50-СС	3,18	-	-	1312,8
					Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	2,15	-	-	32,8
					Пеногаситель (Полицем ДФ)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	587,2
				Продавочная	Буровой раствор	1,15	-	-	-
1 Допускается использование цементов других марок при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 или стандарта API 10A;									
2 Допускается использование других химических реагентов и добавок при условии обеспечения ими требований, представленных в 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), работающих на одном режиме	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 (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции	объем порции на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "стоп"
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование направления	Буферная	ЦА-320	закачка	1	127	IV	15			2,5	3	3
				Тампонажный		затворен.	1	127	IV	15			3,6	4	4
				Тампонажный		закачка	1	127	IV	15			3,6	4	8
				Сброс пробки										5	13
				Бур.раствор		продавка	1	127	IV-V	20	13,7	2	1,8	2	15
2	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	ЦА-320	закачка	1	127	IV	15			5,0	6	6
				Тампонаж-1		затворен.	1	127	IV	15			6,0	7	7
				Сброс пробки										5	12
				Тампонаж-1		закачка	1	127	IV	15			6,0	7	19
				Тампонаж-2		затворен.	1	127	IV	15			3,8	4	23
				Тампонаж-2		закачка	1	127	IV	15			3,8	4	28
				Сброс пробки										5	33
				Бур.раствор		продавка	1	127	IV-V	20	21,3	9,8	7,7	6	39

Примечания

- 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 других цементировочных агрегатов при условии обеспечения требуемых режимов цементирования.





Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементируочных агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементируования	Потребное количество ЦА											Примечания
						основных								дополнительных			
			от (верх)	до (низ)		тип	всего	в том числе для						тип	всего	в том числе резерв	
								затворения	перемешивания	закачки	продавки	амбара	резерва				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	30	-	ЦА-320	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	195	-	ЦА-320	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	
Примечание - Потребность в технике приведена для одной скважины.																	



Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Номер части колон-ны	Номер сту-пени цемен-тиро-вания	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 доставки жидкости		
							тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буфер-ной	затво-рения	прода-вочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	30	СМН-2	1	-	-	-	-	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
2	1	1	0	195	СМН-2	2	1	1	-	-	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
Примечание - Потребность в технике приведена для одной скважины.																	



Таблица 9.15 - Потребное для цементировки обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество		
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)		Суммарное на скважину
		1	2	
1	2	3	4	5
1	Цементировочный агрегат ЦА-320	1	1	2
2	Смесительная установка СМН-2	1	2	3
3	Блок манифольдов БМ-700	1	1	2
4	Станция контроля цементирования СКЦ-2М	-	1	1
5	Автоцистерна	1	1	2
Примечания				
1 Потребное количество цементировочной техники приведено для одной скважины любого проектного горизонта (мел, юра, триас);				
2 Допускается использование другой цементировочной техники, обеспечивающей требуемые режимы закачки.				



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		
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)		суммарное на скважину
				1	2	
1	2	3	4	5	6	7
1	Цемент ПЦТ I-50-СС	ГОСТ 1581-96	т	4,7	10,3	15,1
2	Ускоритель схватывания (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	кг	139,6	253,8	393,4
3	Облегчающая добавка (бентонит)	ТУ 39-01-08-658-81	кг	-	197,9	197,9
4	Буферный порошок МБП-М	ТУ 2148-215-00147001-2000	кг	-	25,8	25,8
5	Пеногаситель (Полицем ДФ)	ТУ 2228-010-4091-2003	кг	4,7	18,1	22,8
6	Вода техническая для затворения	-	м ³	2,4	7,5	9,9
7	Вода техническая для буфера	-	м ³	2,5	5,0	7,5
8	Всего воды	-	м ³	4,9	12,5	17,4
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 материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов - K=1,03, для воды затворения K=1,1.						



9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обяз- ки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изгото- вление	Коли- чество	Допус- тимое рабо- чее да- вление, кгс/см ²	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					еди- ницы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление 323,9 мм	-	-	-	Превентор вращающийся ПВ1-С-350х7* (дивертер)	API 16A	1	35/70**	0,61	0,61
2	Эксплуатационная колонна 244,5 мм	-	90	-	Колонная головка ООК1-21-245 х 324 Фонтанная арматура АФК1-65 х 21	ТУ 26-16-115-80 ТУ 26-16-23-80	1 1	210 210	1,1 1,5	1,1 1,5
Примечания 1 Возможно бурение под эксплуатационную колонну без оборудования направления дивертером, если анализ состояния техногенного газа в районе бурения выявит его отсутствие. 2 Допускается использование ПВО и устьевого оборудования других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения. 3 Базовый фланец колонной головки устанавливается на резьбу колонны 323,9 мм. * Согласно инструкции завода-изготовителя он не предназначается для герметизации устья и создания противодавления, потому опрессовка не требуется. ** при вращении/без вращении.										



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, ис- пытание с гео- физическими исследованиями	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
номер	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			прора- ботка по нормам ЕНВ	промыв- ка по табл.3 Вр. УСНВ	испытание (опробова- ние) по табл. 2 Вр.УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (оп- пробование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается											

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

Номер объекта испыта- ния (см.табл. 10.1)	Количес- тво одно- временно испыты- ваемых объектов	Характеристика КИИ				Коли- чес- тво отби- раемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зум- пфа, м	Диаметр долота для бу- рения под зумпф, мм	Хвостовик		
		тип испы- тателя плас- тов	количество, шт. испы- тателей плас- тов		Шифр пакера		Тип про- боот- бор- ника	осевая нагруз- ка, тс	началь- ный пе- репад давления, кгс/см ²	депрес- сия, пе- редава- емая на пласт, кгс/см ²	коли- чество циклов иссле- дова- ния			время ожида- ния прито- ка, ч	диа- метр, мм	дли- на, м
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)		количество от- бираемых проб, шт	продолжитель- ность работы, сут	количество вы- ездов отряда, шт	
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 уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса		
				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		прочности		
		от (верх)	до (низ)								плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода	на растя- жение	на избыточное давление	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	0	195	73,0	глад- кие	Д	5,51	9,48	195	1,85	-	-	17,76	25,17	23,74
Примечания															
1 Интервалы установки секции намечаются после интерпретации результатов ГИС каждой конкретной скважины;															
2 Устья скважин оборудуются колонными головками типа ООК1-324×245-210 и фонтанной арматурой типа АФК1-65-210;															
3 Допускается применение других насосно-компрессорных труб в соответствии с программой заканчивания Заказчика.															



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

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мГс/см ²	Составляющие компоненты				
								название	плотность, г/см ³	влажность, %	сорт	удельный расход на 1 м ³ раствора, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Цементные мосты не устанавливаются												

Таблица 10.6 - Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт
1	2	3
Цементные мосты не устанавливаются		

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ТУ, МРТУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
Цементные мосты не устанавливаются				



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, сут	
			процесса, операции	суммарная по объекту
1	2	3	4	5
1	Перфорация обсадной колонны	местные нормы	0,5	0,5
	Вызов притока		0,5	1,0
	Освоение, очистка и гидродинамические исследования		5,0	6,0
Примечание - Продолжительность испытания (освоения) объекта принята согласно заданию Заказчика на составление Технического проекта.				



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 вызовов	Источник норм времени	Продолжитель- ность работы, ч
1	2	3	4	5	6
1	Опрессовка ФА и нагнетательной линии	2ЦА-320	1	ЕНВИ § 17	1,74
	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость	2ЦА-320	1	ЕНВИ §§ 29, 30	1,44
	Освоение и промывка призабойной зоны скважины	Компрессор и 2ЦА-320	1/1	ЕНВИ §§ 35, 36, 37, 31	2,98
	Снижение уровня жидкости в скважине, гидродинамические исследования (ГДИ) и отбор глубинных проб (ОГП)	Компрессор, партия ГДИ и партия ОГП	3/3/3	местные нормы	48,0
Примечание - Допускается другая продолжительность работы и другие агрегаты в зависимости от программы испытания Заказчика.					



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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Вода для смены бурового раствора на перфорационную жидкость	Местный	м ³	17,2
	Перфорационная жидкость	Местный	м ³	8,6
Примечание - В качестве перфорационной жидкости использовать техническую воду плотностью 1,0 - 1,02 г/см ³ .				

Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность отработки, час	Диаметр штуцера, мм	Расход газа, тыс. м ³
1	2	3	4
Газовые объекты отсутствуют			



11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
таблица информации не несет							



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
Эксплуатационная колонна 244,5 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой ОКК1-21-324х245	195	2ЦА-320	1	90	ЕНВБ §109	1,35
	Фонтанная арматура АФК1-65-210	195		1	90	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 Р _р (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).							

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- глубина скважины;
- вес спускаемых бурильных и обсадных колонн;
- грузоподъемность и монтажеспособность;
- мобильность, экологичность;
- экономичность эксплуатации;
- уровень механизациитехнологических процессов;

Исходя из этого, для бурения проектных скважин глубиной 195 м, при максимальном весе бурильной колонны - 17,5 т и обсадной колонны - 9,2 т, а так же исходя из наличия буровых установок у бурового Подрядчика, выбрана буровая установка ПАП 60/80 грузоподъемностью 80 т.

Допускается использование аналогичных буровых установок отечественного и импортного производства.

Буровая установка мобильная, смонтирована в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачами, 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.

Система приготовления, циркуляции и очистки бурового раствора исключает загрязнение почвы буровым раствором и химическими реагентами, используемыми для обработки бурового раствора и обеспечивает высокую очистку бурового раствора от выбуренной породы, что позволяет повторно использовать буровой раствор на других скважинах.

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





Таблица 12.1 - Спецификация бурового и силового оборудования станка ПАП-60 (60/80)

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Коли- чество	Примечание
1	2	4	5	6	7
	Подъемная установка ПАП-60 (60/80), максимальная грузоподъемность 80 т	комплект	2	1	
1	Вышечный блок:				
1.1	Мачта 23,6 м, г/п 80 т	комплект	2	1	
1.2	Механизм фиксации верхней секции	комплект	2	1	
1.3	Монтажно-транспортная база установки: автомобильное шасси КраЗ-65053 тип двигателя ЯМЗ-238Б Евро2, N=220 кВт	комплект	2	1	
		комплект	2	1	
1.4	Талевый блок	комплект	2	1	
1.5	Крюкоблок	комплект	2	1	
1.6	Вертлюг ВБ 80, г/п 80 т	комплект	2	1	
1.7	Электронный индикатор веса ИВЭ-50, ограничитель грузоподъемности -электрический, ограничитель грузоподъемности-механический	комплект	2	1	
2	Лебедочный блок:				
2.1	Буровая лебедка однобарабанная, с дисковыми пневмотическими муфтами	комплект	2	1	
2.2	Привод лебедки - от двигателя шасси	комплект	2	1	
2.3	Аварийный привод - предусмотрен фланец для подключения аварийного привода буровой лебеки от внешнего источника	комплект	2	1	
2.4	Главный тормоз двухленточный-колодочный с ручным и пневматическим приводом	комплект	2	1	
2.5	Ротор РГП-140 гидроприводной, г/п - 60 т, крутящий момент - 900 Нм	комплект	2	1	
2.6	Ротор 9УПА51 механический привод, г/п - 60 т, тах крутящий момент - 12000 Нм	комплект	2	1	
2.7	Ротор Р-250 гидроприводной, г/п - 80 т, тах крутящий момент - 15696 Нм	комплект	2	1	
2.8	Ротор Р-400 механический привод, г/п - 80 т, тах крутящий момент - 11700 Нм	комплект	2	1	
2.9	Ротор буровой РУП-560 механический привод, г/п - 125 т, тах крутящий момент - 20800 Нм	комплект	2	1	
2.10	Захват для ротора ПКР	комплект	2	1	
2.11	Вспомогательная гидроприводная лебедка грузоподъемностью 3 т	комплект	2	1	
2.12	Противозатаскиватель, пневматический	комплект	2	1	
2.13	Буровой ключ КМБ-М	комплект	2	1	
2.14	Ключ КГР-12П для свинчивания и развинчивания НКТ	комплект	2	1	
2.15	Спайдер, г/п - 60 т	комплект	2	1	
2.16	Балкон верхового рабочего, регулируемые по высоте для трех уровней, с автомат-м раскрытием				
2.17	Будка бурильщика (рабочее место, самописцы параметров бурения, пульт управления ПВО	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
3 Система циркуляции:					
3.1 Буровой насос НБТ-600, N=600 кВт		комплект	2	2	
3.2 Привод насоса дв. СА-25, N=816 л.с.		комплект	2	2	
3.3 Гидросистема с нагревателем масла в гидробаке		комплект	2	1	
тип насоса - шестеренный НШ-50Л, тип насоса рабочей системы - аксильно-поршневой		комплект	2	2	
3.4 Пневмосистема - запитана от пневмосистемы шасси, оснащенной осушителем воздуха		комплект	2	1	
3.5 Манифольд с резьбовыми накидными гайками		комплект	2	1	
4 Система емкостей для раствора:					
4.1 Приемная емкость V=8 м ³		комплект	2	1	
4.2 Рабочая емкость V=35 м ³		комплект	2	1	
4.3 Емкость БПР V=16 м ³		комплект	2	1	
4.4 Емкость под тех.воду V=40 м ³		комплект	2	1	
4.5 Емкость ТМУ V=19 м ³		комплект	2	1	
5 Силовая установка:					
5.1 Электростанция ДЭС 200, дв.ЯМЗ-7514, 298 кВт		комплект	2	1	
6 Система освещения (все светильники во взрывозащищенном исполнении):					
6.1 Основное - от промышленной сети напряжением 220 В					
6.2 аварийное - от электросистемы шасси напряжением 24 В					
7 Оборудование блока ПВО, диверторная система:					
7.1 Колонная головка 20х20-3/4" 3К		комплект	2	1	
7.2 Крестовина 21 1/4" 2К 36"		комплект	2	1	
7.3 Дивертор 21 1/4" 2К 36" Hydril		комплект	2	1	
7.4 Раземная воронка 12 3/4"		комплект	2	1	
7.5 Блок глушения		комплект	2	1	
7.6 Отвод		комплект	2	1	
8 Оборудование блока ПВО (все ПВО исполнено для работы в среде H₂S):					
8.1 Превентор ППГ 280-350		комплект	2	1	
8.2 Гидрозадвижка ЗДГ 80-700		комплект	2	2	
8.3 Крестовина ВЗБТ 280-350		комплект	2	1	
8.4 Манометр МП 0-400		комплект	2	1	
8.5 Гаситель потока 11-700-ХДУ		комплект	2	2	
8.6 Пульт ПВО СНБУ-76		комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
9	Задвижки на ПВО:				
9.1	Дроссельная задвижка 80-350	комплект	2	1	
9.2	Задвижка ЗД 80-350	комплект	2	11	
10	Инструменты:				
10.1	Ключ КПП-12П для свинчивания и развинчивания НКТ: подвесной, гидроприводной	комплект	2	1	
10.2	Ключ машинный буровой КМБ-М, набор челюстей стандартный	комплект	2	1	
10.3	Спайдер, гидроприводной	комплект	2	1	
10.4	Гидравлический раскрепитель резбовых соединений	комплект	2	1	
10.5	Ключи для НКТ: типа КТГУ, КТ, КЦО, КЦН, КШР	комплект	2	1	
11	Разное:				
11.1	Приемные мостки - двухсекционные, типа "волокуши", со стеллажами для труб	комплект	2	1	
11.2	Плита опорная: сборной конструкции	комплект	2	1	
11.3	Захват для ротора ПКР				
11.4	Комплект штропов: Двухштропый г/п одного штропа - 60 т	комплект	2	1	
11.5	Пневмосистема - запитана от пневмосистемы шасси, оснащенной осушителем воздуха $P_{раб}=7 \text{ кгс/см}^2$	комплект	2	1	
11.6	Домкраты вывешивания количество передних/задних	шт	2	2/2	
11.7	Платформа установки с откидными обходными мостками по обе стороны, и уровнемером для установки машины в горизонтальное положение				
11.8	Труба ведущая: в комплекте с верхним и нижним переводником, сечение 80х80, длина - 11 м	комплект	2	1	
11.9	Труба ведущая: в комплекте с верхним и нижним переводником, сечение - 112х112, длина - 12 м	комплект	2	1	



13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	Всего	в том числе					
		строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	23,0	4,0	3,0	10,0	6,0	-	6,0
585 - проектная скорость бурения, м/ст.мес; Тбур = (195×30)/585= 10 сут Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.							

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны		Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1		3	4	5	6	7	8
1	Направление	0,5	0	30	-	0,5	
2	Эксплуатационная колонна	2	30	195	-	7	
	Итого 10	2,5			-	7,5	

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	Грузоподъёмное устройство с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений.	Приём- ный мост	1 комплект
2	Отключатель привода буровой лебёдки при перегрузке вышки, талевой системы.	БУ	1 к-т
3	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебёдки.	ВА	1 шт.
4	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот.	БУ	1 шт.
5	Струбцины ("стяжки") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт.	БУ	По 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку.
6	Колпачок для безопасного перемещения долот.	БУ	1 к-т
7	Отводные крючки.	БУ	2 шт.
8	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.	Устье скважины	1 шт.
9	Комплект аварийного ловильного инструмента.	БУ	1 к-т
10	Аварийная кнопка "стоп".	БУЭ	1 шт.
11	Автоматическое устройство по отключению компрессора.	Компрес- сор	1 к-т
12	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.).	БУ	1 к-т
13	Аварийное освещение.	БУ	1 к-т
14	Светильник переносной во взрывозащищённом исполнении напряжением 12 В.	БУ	2 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	Индикатор веса		1
2	Измеритель крутящего момента ротора		1
3	Пульт контроля за процессом бурения		1
4	Манометр		4
Примечание - Допускается замена средств контроля зарубежными аналогами.			

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	Радиотелефон		1
2	Радиостанция		5



15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ 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» (ОГР), «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), Техническим регламентом «Требования к безопасности нефтепромыслового, бурового, геологического и геофизического оборудования».

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.	п.п.169 ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации (службы), Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	п.п.26-27 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	п.п.25 ППБ ОПО НГОП	служба ТБ, Руководитель объекта
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	п.п.42-45 ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации (службы)
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия	ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	ППБ ОПО НГОП	
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	п.п.147 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	п.п.130 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.10	Ремонтные работы	п.7 §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	п.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	п.п. 1, 2 СНиП РК 1.03-05-2001, п.3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	п.9 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	п. 7 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	п. 13 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
3	Подготовительные и вышкомонтажные работы		Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	п.4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	п.4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	п.3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.4	Взрывозащита бурового оборудования Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок. К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченная расстоянием 5 м. В котельных помещениях не допускается хранение легковоспламеняющихся и горючих жидкостей. Запрещается сушка на котлах и возле них лесоматериалов, одежды, а также устройство на котлах и над ними деревянных помостов. Дымовые трубы котлов следует очищать от сажи не реже 3 раз в месяц. Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предварительно от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100⁰С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключаяющий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.	Приложение 4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
4	Безопасность при строительстве скважин		Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов	п.4 §1 п.п. 43 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	п.2 §1 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	п.4 §2 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.5	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	п.4 §3, §4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.6	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	п.8 §5 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	§2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.8	Безопасность спуско-подъемных операций	п.п.93-94 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.9	Безопасность при освоении и испытании скважин	п.5 §17 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.10	Безопасность ремонтных работ на скважине	п.п.458-462 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.11	Безопасность геофизических работ и исследований	п.6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.12	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	п. 8 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.13	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Глава 3 п.п. 43-79, п.5 §14 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.14	Безопасность при наличии сероводорода	ОВОС, раздел 18 ТПБ РНГМ, п. 8 и Приложение 3 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.		
5	Пожарная безопасность при строительстве скважин		-----//-----
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель организации, объекта, службы
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.5	Безопасность при осмотре резервуаров, отопров оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.6	Проверка герметичности оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.7	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.8	Требования к помещениям	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.9	Обеспечение средствами пожаротушения	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.10	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.11	Средства связи и сигнализации	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
6	Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС	Проект ОВОС	Руководитель объекта
6.1	Система оповещения	----//----	----//----
6.2	Схема места эвакуации	п.п. 16,20 Проекта	----//----
6.3	Действия персонала по ПЛВА при ЧС	----//----	----//----
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, ППБ ОПО НГОП	Руководитель организации, руководитель объекта
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	----//----
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	ст.182	----//----
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	----//----
8.7	Применение системы управления охраной труда	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта, службы ТБ
8.8	Контроль и информация по охране труда	Раздел 4 ТК РК, ППБ ОПО НГОП	----//----
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	п.5, 8 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.10	Системы отопления и вентиляции	п.п.173 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	п.5 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	п.5 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	п.п.200-201, 230 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	п.п.34, 35 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	п.5 §14 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	п.8 §5, п.9 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	п.5 §1 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.18	Мероприятия по электробезопасности	п.5 §1 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.19	Контроль стальных канатов	п.49 §2 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.20	Контроль безопасности при монтаже –демонтаже буровой установки	п.3, п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.22	Контроль ответственности персонала	§2 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.23	Комплектное содержание буровой установки	п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	----//----



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.24	Опрессовка пневматической системы	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.32	Ежесменный контроль рабочих мест	п.п.55 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	§4 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	п.п.42 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	п. 8 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	п.5 §17 ППБ ОПО НГОП	----//----
8.37	Безопасность при геофизических работах	п.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;	п.4 §1 ППБ ОПО НГОП	



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.38	– Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01 -94; – Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД - 08 - 22 - 94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 - 94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при бурении и креплении скважин; – Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; – Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности; – Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98.		
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	п.3 §2 ППБ ОПО НГОП	



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

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем 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 возможное наличие техногенного сероводорода и углекислого газа в вскрываемых пластах и в соответствии с Требованиями промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли и СанПиН РК № 841 "Предельно – допустимые концентрации и безопасные уровни вредных веществ в воздухе рабочей зоны", все члены буровой бригады и бригад освоения для защиты органов дыхания должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты - дыхательными аппаратами эвакуационного типа. Аппараты Drager Rapid Air рассчитанные на 5 и 10 минут и Drager Saver на 15 мин
4	Работа при аварийных ситуациях в условиях выделения сероводорода должна выполняться в спецодежде, обеспечивающей защиту от сероводорода, или в изолирующих костюмах типа ЗКА.
5	Помещение для хранения спецодежды должно иметь вентиляцию и состоять из двух смежных комнат: первая - для снятия и хранения спецодежды, вторая - для снятия противогازа и хранения личной одежды.
6	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 [10] по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
7	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 СНиП РК 2.04.05-2002 "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".
8	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-лебёдовый 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.

Продолжение таблицы 15.2

1	2
	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 (правила устройства электроустановок).
9	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и 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 раз в год.
10	В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.



Таблица 15.2 (а) - Средства для оказания первой доврачебной помощи при отравлении сероводородом

№ п/п	Наименование	Количество
1	Аптечка состоящая из: Индивидуальный перевязочный пакет Бинты марлевые стерильные Салфетки марлевые Вата белая Настойка йода Жидкость Новикова (бриллиантовая зелень) Нашатырный спирт в ампулах по 20 куб. см (при применении смочить вату) Валериановые капли Капли желудочные, болеутоляющие Борная кислота Сода двууглекислая (питьевая сода) Лейкопластырь Вазелин Валидол Кардиамин Зубные капли или вата "Дента" Анальгин Пирамидон Мензурка - стаканчик на 30 гр. Термометр медицинский Кровоостанавливающий жгут Шины для фиксации переломов Ножницы медицинские Таблетки от кашля (кодеин) Магнезия Уголь активированный Пирамеин	5 шт. 10 шт. 5 пакетов 5 пакетов (по 50 гр.) 100 гр. 50 гр. 10 шт. 50 гр. 350 гр. 50 гр. 50 гр. 1 пачка 30 гр. 2 пачки 1 флакон 20 гр. 2 пачки 2 пачки 1 шт. 1 шт. 1 шт. 4 шт. 1 шт. 2 пачки 50 гр. 50 гр. 2 пачки
2	Аппарат искусственного дыхания	1 шт.
3	Носилки	2 шт.
Примечания		
1 Буровая бригада проживает в городке буровиков. Завтрак и ужин в столовой городка. Обед доставляется на буровую в термосах. На буровой имеется помещение для приема пищи. 2 Бурение осуществляется непрерывным круглосуточным способом. Весь персонал работает по вахтовому методу. Местный персонал работает заездами: 15 дней по 12 часов, затем 15 дней отдых. Иностраный персонал работает по 28 дней и соответственно отдых тоже 28 дней. 3 В каждом жилом вагон-домике иметь медицинскую аптечку, укомплектованную медикаментами согласно перечню. 4 В городке буровиков иметь медицинский пункт с персоналом для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на производстве. 5 В городке буровиков необходимо иметь пункт для чистки и стирки спецодежды рабочих. 6 Допускается замена приборов контроля воздушной среды и СИЗ зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.		

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 коли- чество для буро- вой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от понижен- ных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обл. буровой, дизелист
2	Летний костюм; куртка, брюки части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4 Ш-82	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер слесарь по обл. буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	ГОСТ 17222-71	электромонтёр, дизелист слесарь по обл. буровой
4	Брюки утеплённые	ГОСТ 18235-72	электромонтёр, дизелист слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаша со съёмным капюшоном	ТУ 17-08-179-83	б/мастер
6	Куртка, брюки с пропиткой от пониженных температур (женские)	ГОСТ 12.4.088-80	лаборант-коллектор
7	Куртка, брюки из х/б с пропит- кой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83 или аналогичн.	всем
10	Сапоги нефтемаслостойкие с металлическими подносками	ГОСТ 5394-89	всем
11	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
12	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93 или аналогичн.	всем
13	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
14	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
15	Противогазы изолирующие		всем
16	Автономный дыхательный аппарат с положительным давлением (выше атмосферного) для защиты органов дыхания при любой концентрации в воздухе H ₂ S или сернистого ангидрида	типа Magnum Plus ISI или аналог	6 шт на объект аппараты рассчитаны на 30 минут работы
17	Шланговые противогазы марки ПШ-1 или ПШ-2		4 шт (при работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах)
18	Дыхательные аппараты "Drager Rapid Air", "Drager Saver"		всем
19	Аппарат искусственного дыхания переносной		2 шт на объект (один резервный)
20	Противопожарное одеяло	типа MSA 241003	5 шт (без асбестового наполнителя)
21	Костюм пожарника		2 комплекта с комбинезоном, плащом, резиновыми сапогами, шлемом со зрительным отверстием, перчатками и защитной каской Normex.
22	Костюм для электрогазосварщика		1 комплект
23	Защитные очки		3 пары темных и 3 пары светлых



Продолжение таблицы 15.3

1	2	3	4
24	Защитные ремни	модель 09597-3-3	типа Sala, со шнурами смягчающими удар
25	Огнеупорные перчатки, противохимические перчатки, противохимические защитные ботинки, защитный шлем для лица	-	2 комплекта теплостойких перчаток сварщика, защитное оборудование для работы с опасными химикатами. Резиновые перчатки, резиновый фартук, сплошная защитная лицевая маска, дыхательные аппараты и противогазы
26	Каскадная система подачи воздуха на буровую (по усмотрению Заказчика)	типа GGA 346, по классу D	включает установки с дыхательным воздухом из нержавеющей стали с 6 разъемами в каждой.
27	Реанимационный мешок с двумя баллонами кислорода (по 2 л. каждый), с редуктором, расходомером и маской	типа MATISEC	используется только для целей спасения людей

Примечания

- 1 Дыхательная аппаратура типа коробки противогаза с отрицательным давлением (ниже атмосферного) не должна использоваться во время работ, при которых можно подвергнуться воздействию сероводородной или сернисто - ангидридной среды.
- 2 При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные аналоги средств индивидуальной защиты, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им.
- 3 На период вскрытия продуктивного горизонта и дальнейших работ при вскрытом пласте на буровой находится дежурный автотранспорт для эвакуации работающих.
- 4 На газоопасном объекте должен быть аварийный запас газозащитных средств, количество и типы которых определяются с учетом численности работающих, удаленности объекта и специфики выполняемых работ.
- 5 Состав газозащитных средств согласовывается с газоспасательной службой и с АСС.
- 6 Аварийный запас (в автофургоне) в обязательном порядке должен содержать:
 1. Изолирующие противогазы - не менее 25% от числа работающих;
 2. Аппараты искусственного дыхания - не менее 1 комплекта;
 3. Газосигнализаторы или газоанализаторы - не менее 2 комплектов;
 4. Баллоны с воздухом - не менее 2 комплектов на дыхательный аппарат.



Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

NN 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:

Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», от 3 августа 2021 года № КР ДСМ-72 [12].

Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции» от 11 февраля 2022 года, 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 компоновка оборудования, имеющегося на буровых станках, зависит от каждой конкретной буровой. Вследствие этого уровни шума на буровых станках также будут различаться. Обычно средневзвешенный уровень шума, составляющий 80 децибелл (Прил.5, таб.1 [10]), 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, воздуходувки, 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 100 м - 56 дБ, 150 м - 50,12 дБ и 200 м - 45,9 дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55 м - 39 дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80 дБ.

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 - обязательное крепление таких деталей, как арматура верхних прожекторов, пальцы верхних полатей 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 формиро- вания ос- вещённости: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- яд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ное осве- щение
					Освещённость, лк		показа- тель ос- леплён- ности не более, %	
					при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных 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 аппаратчика, дежурного.	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников.	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г. В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	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	Освещё- ность установ- лена экспери- менталь- но	-
9	Буровая лебёдка	Барaban	В	X	30	30		-
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIII а	30	75		-
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	Х	30	30	-	-
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
14	Установка для механизации и автоматизации спуска-подъемных операций (АСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
15	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч.	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50	-	-
16	Рабочее место верхнего рабочего (люлька, балкон)	Пол	Г	IX	50	50	-	10
17	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г. В.	Х	30	30	-	-
18	Силовое помещение Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIII а	30	75	-	-
19	Растворопровод (желобная система)	Поверхность раствора	Г	XI	10	10	-	-
20	Глиномешалка, смеситель, сепаратор, сито, пескоотделитель	Рабочая поверхность	В	VIII а	30	75	-	-
21	Ёмкость (резервуар) для хранения запасного раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50	-	-
22	Насосное помещение. Воздушный компенсатор бурового насоса	Диафрагменный разделитель	В	VI	75	150	Во время см. разде- делителя	5
23	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0.8 м от стола	Г	VI	50	100	-	5
24	Противовыбросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII а	30	75	-	-
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100	-	10
26	Цементировочная головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	Х	50	50	-	-
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	Х	30	30	-	-
28	Место зарядки протрелочных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарезания	Г	V г	75	100	-	-
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля:	Барaban, пульт кабины машиниста	Г	Х	30	30	Освещён- ность	-



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
	от каротажного подъёмника до блок баланса; от подвешного ролика до устья скважины	Кабель	В Г	XI	50 10	50 10	уста-на экспер-о	
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	X	30	30	-	-
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	X	30	30	-	-
32	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г	-	75	75	Освещён- ность уста-на экспер-о	-
33	Путь переноса заряженных ПВА	Земля, пол мостков	Г	XI	10	10	-	-
34	Территория опасной зоны при проведении прострелочных и взрывных работ	Земля, пол мостков	Г	-	2	2	-	-

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Многоточечный стационарный газосигнали- затор для сероводорода. Модель GH-120A	комплект	у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 единицы), в помещении отдыха персонала.
2	Стационарная система предупреждения о появлении токсичных газов. Сотрич 4120 Statox	комплект	
3	Стационарный индикатор сероводорода Модель 1201	комплект	
4	Карманный газосигнализатор сероводорода УС-80HS	всем	
5	Индивидуальный газосигнализатор сероводо- рода с цифровой индикацией и сигнализацией тревоги HS - 82	всем	
6	Портативный газосигнализатор сероводорода AG - 5100	всем	
7	Портативный газосигнализатор сероводорода AG - 6000	всем	
8	Газосигнализатор УГ - 2	комплект	
9	Газоопределитель ГХ - 4	комплект	

Примечание-

Допускается замена приборов контроля воздушной среды зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

№№ пп	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	Количество, шт
1	2	3
1	Блок офиса бурового мастера	1
2	Блок офиса главного механика/электрика	1
3	Блок офиса инженера ТБ	1
4	Блок офиса супервайзера	1
5	Вагон "бытовка"	1
6	Блок столовая	1
7	Блок медпункта	1
8	Модуль-лаборатория по буровым растворам	1
9	Блок хозяйственный (склад)	1
10	Септик для хозяйственных стоков	1
Примечания: 1. Вахтовый поселок (санитарно-бытовые помещения) располагается с наветренной стороны от устья скважины на расстоянии - высота вышки плюс 10 м. 2. Септик строится на буровой площадке для отведения сточных вод от душей, умывальников и санитарных узлов.		



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	4*	ППБС РК 10-98
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	1	
1.6	Топоры	ГОСТ - 18587 - 89	1	
1.7	Багор пожарный	ГОСТ - 16714 - 71	1	
1.8	Ведро пожарное	ТУ 220	2	
1.9	Плотное полотно (войлок) 2 х 2 м		1	
2	Огнетушители:			Размещаемые:
2.1	Передвижные порошковые по 100 л	ГОСТ - 51057 - 97	1	на площадке ГСМ
2.2	Хладоновые 2 л	-"-	2	на площадке дизель-
	или порошковые по 5 л	-"-	2	ного генератора
2.3	Хладоновые 2 л	-"-	2	в электрощитовой
	или порошковые по 5 л		2	
2.4	порошковые по 5 л или	-"-	4**	в офисных и жилых
	воздушно-пенные по 10 л	-"-	4**	модулях
3	Емкость пожарная	стальная	1	V = 50 м ³
4	Водяной насос		1	

Примечание-

Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, ТМУ, электростанция и др.).

* На территориях пром. предприятий один пожарный щит определяется из расчета на 500 м².
Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах [8];

** Из расчета на каждые 800 м² площади (таб. 2 [8]).





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	2	3	4	5
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. Спускоподъемные 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 бурильной колонны включать ясы 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. 3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.1. Определить место заклини. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом. 3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	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. 3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
3		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	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.	3.4. 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. 4.4. 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".	4.1. 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. 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.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев 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 клинья 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.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород. 6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. 6.4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	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 разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых 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



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
7	Падение посторонних предметов в скважину	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. 7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	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.
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 поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2. Установить обратный клапан под квадрат. 8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	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 с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии. 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		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 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" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. 8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины. 8.20. Бурение производить с обратным клапаном на бурильных трубах и под вертлюгом. 8.21. Перед вскрытием пластов (за 100м до пласта и на весь период вскрытия), содержащих сероводород, необходимо: - установить станцию геолога - технического контроля; - вокруг территории буровой установить знаки безопасности; - проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ; - обработать буровой раствор реагентом-нейтрализатором сероводорода; - провести проверку знаний рабочих и ИТР бригады по ПЛА и использованию СЗР, оказанию доврачебной помощи;		



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		- иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины; - организовать круглосуточное дежурство представителей противофонтанной службы, а также транспорта для эвакуации; - обеспечить наличие на буровой в постоянной готовности цементирующего агрегата; - определить маршруты для выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях; - иметь на буровой запас цемента в количестве, достаточном для установки цементного моста. 8.22. С целью раннего обнаружения газопроявлений должен вестись контроль за изменением: -расход и объем циркуляции промывочной жидкости; -изменение нагрузки при бурении скважины; - уровня промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции; - механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии; - уровня раствора в приемных емкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; - концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости.		



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.23. При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.		
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. 9.3. 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 пластырей и т.д. 9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса 9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.) 9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. 9.4 Применить технологию бурения скважины без выхода циркуляции с закрытым устьем (CHCD) или бурение с непрерывной циркуляцией на забое (БНЦЗ)	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 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 Подготовить и установить оборудование для бурения с использованием технологии CHCD или БНЦЗ. 9.5 Проверить заполнение пруда накопителя технической водой, используемой для закачки в поглощающие пласты по технологии CHCD. 9.6 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
9		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		9.7 Приготовить и закачать в скважину жидкость для затрубного пространства. 9.8 Продолжить бурение по плану в соответствии с технологией CHCD.
10	Межколонное давление газа (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода. 10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл". 10.3. Обязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. 10.4. Применять колонные головки, исключаящие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство. 10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: - стравливание давления; - смену колонной головки; - ремонтно-изоляционные работы.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД. 10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики. 10.3. Вести контроль за МКД согласно Долгосрочного Соглашения по управлению скважинами с МКД на КНГКМ.

15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

Коррозионная стойкость крепи скважины 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.

Учитывая назначение скважин и условия эксплуатации, крепление скважины предусмотрено спуском обсадных труб и их цементированием до устья скважин.

Наличие такой оболочки надежно изолирует затрубное пространство и обеспечивает приток пластовых вод в скважину через перфорационные отверстия.

Выбор материала обсадной колонны

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида, разработанных мероприятий по бурению и креплению скважины, параметров эксплуатации скважины для компоновки обсадных труб могут использоваться трубы стали марки Д с толщиной стенки 7,9 мм и выше.

Рекомендации по выбору устьевого, противовыбросового и добычного оборудования

Устьевое, противовыбросовое и добычное оборудование следует подбирать в соответствии с ГОСТ 30895 (API 16A).



15.4 Оценка степени риска при строительстве водозаборных скважин на месторождении Карачаганак

Строительство водозаборных 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.

Техническим проектом намечается строительство водозаборных скважин. Геологический разрез проектируемых скважин изучен при бурении скважин на месторождении Карачаганак.

Заложенные технические и технологические решения строительства водозаборных скважин соответствуют «Правилам обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденным Министерством по инвестициям и развитию РК, приказ №355 от 30.12.2014 г.

Анализ и оценка степени риска при строительстве водозаборных 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 водозаборных скважин следующие:

- травматизм персонала при нарушении нормальной работы бурового оборудования из-за отказа. Отказ (неполадка) - событие, заключающееся в нарушении работоспособности оборудования;
- аварии с нанесением больших материальных затрат предприятию.

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





Опасность	Возможный вред	В	С	Р	Необходимые меры для снижения опасности	*В	*С	*Р
Повреждение талевого каната	Смерть Травмы Повреждение оборудования Урон окружающей среде	2	5	10	Осмотр талевого каната 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
Ведение аварийных работ в скважине	Травмы Смерть Повреждение оборудования	2	2	4	Соблюдение Требований промышленной безопасности Осмотр талевого каната Компетентность персонала по ведению аварийных работ Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Опасность механического повреждения	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Собрания по ТБ Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4
Недостаточная компетентность бурового персонала	Травмы Смерть Повреждение оборудование	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 оборудование	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
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 боле 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 вручную 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 нанесение вреда

Р - Риск

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

Строительство скважин 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.

Третий этап – освоение скважины (вызов притока, прокачка). Здесь целью риск - анализа может быть выявление опасностей в процессе вызова притока из пласта (прокачки).

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 для учета при выборе буровой установки, проектировании конструкции скважин.

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

При полном выполнении требований проекта, нормативных документов по обеспечению промышленной безопасности, аварийных ситуаций возникнуть не должно.

Этап строительства.

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 скважин 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;
- сдача экзаменов по профессиям и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по 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;
- испытание буровых вышек согласно требованиям нормативных документов РК;
- применение высокотехнологичного и безопасного оборудования (ключей, спайдер-элеваторов, гидравлических манометров, индикаторов веса, индикаторов момента и др.);
- механизация трудоемких работ.

В разделе 3 проекта в подразделе «Безопасность жизнедеятельности» приведена оценка экологического риска при строительстве скважин на месторождении Карачаганак.

На Рис.1 приведена Схема управления рисками в КПО б.в.





УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ В КПО

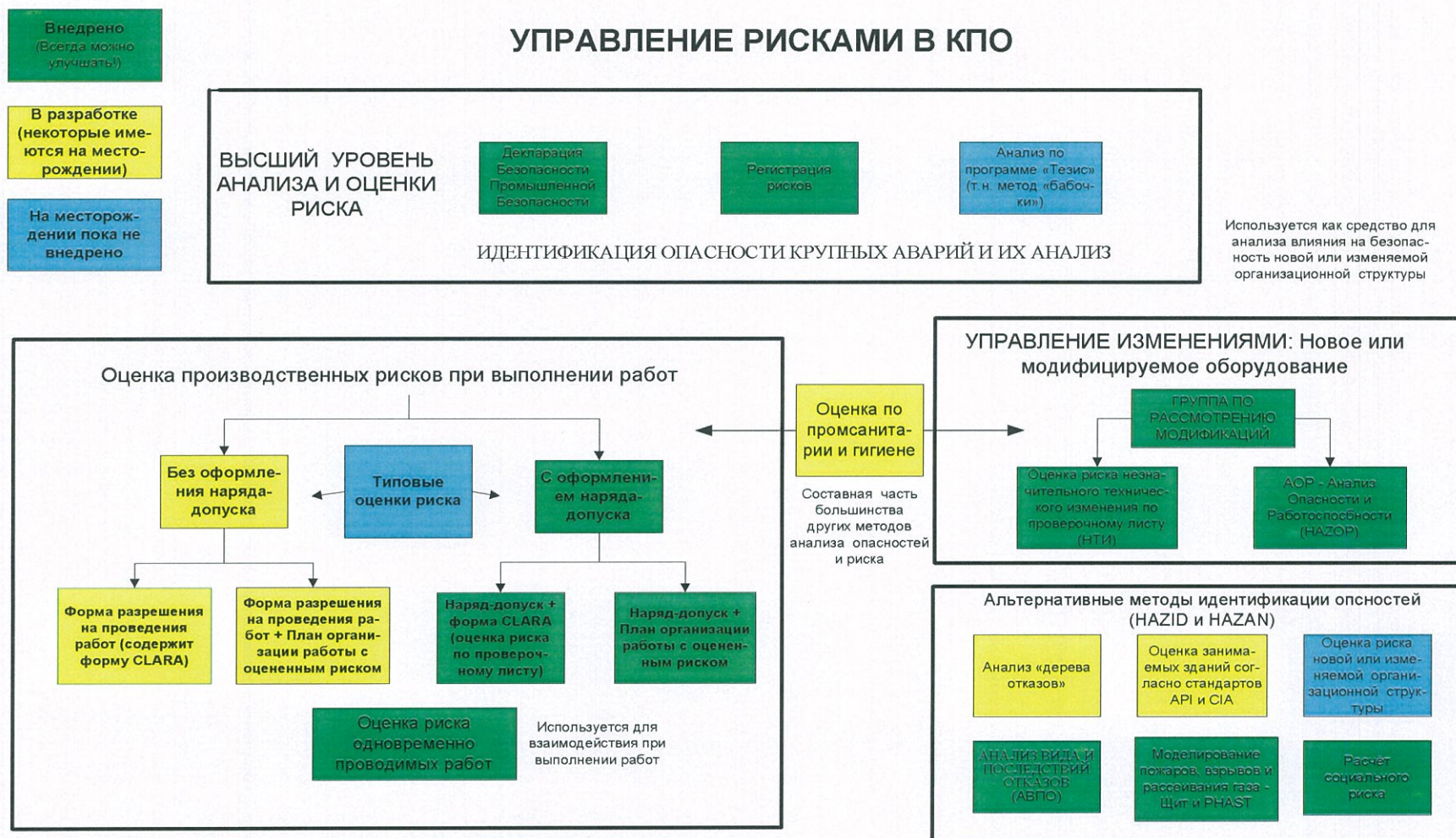


Рисунок 1 Схема управления рисками в КПО б.в.

Заключение

Территория Западно-Казахстанской области широко охвачена эксплуатационным и разведочным бурением. Геологический разрез месторождения Карачаганак изучен достаточно полно.

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 скважин, контроль со стороны инженерно-технических работников и Государственных контролирующих органов, систематический анализ производственной деятельности предполагает обеспечение уровня приемлемого индивидуального и коллективного риска и достаточную безопасность производства, персонала, населения, охрану недр и окружающей среды.

**16 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
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-II ЗРК, по состоянию на 28.10.2019 г.	Раздел 3
2	Экологический Кодекс. Астана, от 02 января 2021г. №400-VI ЗРК.	Раздел 3
3	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 07.07.2020 г № 360-VI.	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", №125-IV от 27.12.2017 г, Астана, с изменениями на 25.06.20.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите", Астана, от 11.04.2014, №188-V ЗРК с изменениями на 24.11.2021.	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» утвержден МЧС РК № 405 от 17.08.2021 года.	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утверждены МЭ РК №123 от 10.02.11 г.	Раздел 1, подраздел 5 Раздел 1, подраздел 15 Раздел 3, подраздел 1
8	«Правила пожарной безопасности» ППБ РК от 9 октября 2014 года № 1077.	Раздел 1, подраздел 15
9	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», прМНЭ РК № 176 от 28.02.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
10	«Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» пр МНЭ РК №169 от 28.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
11	ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», пр МНЭ РК №155 от 27.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», пр МНЭ РК № 174 от 28.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», прМНЭ РК № 237 от 20.03.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
14	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности" приказ Министра здравоохранения РК от 11.02.2022 года № КР ДСМ-13.	Раздел 1, подраздел 15
15	«Методические рекомендации по организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» Утверждены комитетом ГК ЧС ПБ 12 апреля 2010 г. №12.	Раздел 1, подраздел 15
16	Правила идентификации опасных производственных объектов, пр МИР РК от 30.12.2014 г. № 353.	Раздел 1, подраздел 15



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
18	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355. (ППБ ОПО НГОП).	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
19	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК 2015), МЭ №230 от 20.03.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
20	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, пр МИР РК от 30.12.2014 г. № 358.	Раздел 1, подраздел 15
21	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
22	"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,
23	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
24	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
25	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
26	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
27	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
28	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
29	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
30	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК,	Раздел 1, подраздел 15
31	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
32	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
33	РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».	Раздел 1, подраздел 15
34	РД 39-3-819-91. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 3
35	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
36	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
37	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
38	ПСТ РК 27-2014 «Требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых газовых и нефтяных фонтанов»	Раздел 1,
39	СТ РК ИСО 15156-1-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 1. Общие принципы выбора трещиностойких материалов.	Раздел 1, подраздел 9



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
40	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
41	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
42	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
43	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
44	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
45	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
46	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
47	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
48	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
49	СНиП IV-5-82. Часть IV, Глава 5, приложение, Сборник 49, часть III, Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность. Москва,	Раздел 2, подраздел 1,2
50	СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 15
51	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
52	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3,



Таблица 16.2 - Справочные материалы

1
Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 г. №481-ІІ ЗРК.
Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23.11.2015г. №414-V ЗРК, раздел 4 Безопасность и охрана труда.
Закон Республики Казахстан от 7 февраля 2005 г. №30-ІІІ «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2007 г. №175-ІІІ «Об особо охраняемых природных территориях».
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 358. (ПОПБ ЭО РД).
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 359. (ПОПБ ЭГМ).
Методические рекомендации по проведению экспертизы промышленной безопасности (МР ЭПБ, согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью) от 24 мая 2010 года № 15.
Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. Москва, ВНИИБТ, 1976.
СТ РК 3.9-2004 «Подтверждение соответствия импортируемой продукции. Общие положения».
СТ РК 1263-2004 (ИСО 13535:2000, NEQ) «Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование».
ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения».
РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980.
РД 39-2-1220-84. Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях.
РД 39-1-1112-84. Методика оценки надёжности крепи скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1984.
РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше. Москва, ВНИИБТ, 1990.
РД 39-0147009-723-88. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1988.
РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.
Каталог "Промышленные противогазы и респираторы".
КПР-96. Критерии принятия решений по ограничению облучения. Алматы, 1996.
Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976.
Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1978.
Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 1981.
Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник. Москва, Недра, 1986.
Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Москва, Недра, 1963.
Бабаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.

Раздел 2

Организация строительства



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	Подвозить 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
ПАП 60/80											
Для технических нужд 6,8	40	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	месторождение	-	8,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 5,1	20	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	месторождение	-	8,0	-	-

Водоснабжение буровой бригады технической водой для технических нужд и котельной установки будет осуществляться транспортировкой автоцистернами из магистрального водовода технической воды, находящегося на месторождении.

Пресную воду для хоз.бытовых нужд предусматривается доставлять спец. автотранспортом из магистрального водовода питьевой воды, находящегося на месторождении.

Для питьевых целей – вода привозная бутилированная из г. Аксай.

Хранение воды для технических нужд в ёмкости объёмом 40 м³.

Хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в ёмкости с системой очистки объёмом 20 м³.

Расчет приведен для скважины наибольшей глубины.

1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	7,7	4,9	-	12,6
2	Строительство и монтаж	12,9	-	-	12,9
3	Бурение и крепление	41,2	16,4	82,8	140,4
4	Испытание на продуктивность	15,5	9,8	25,8	51,1
	Итого	77,3	31,1	108,6	217,0

Примечание -

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" ППРК № 236 прил. 4 от 20.03.2015 г.

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

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).

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.

Расход воды для котельной установки составляет - 3,0 м³/сут (паспортные данные).

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (3 + 10 + 6) \times 199 / 365 = 10$ сут;

где: 199 сут - продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).



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
ПАП 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
ПАП 60/80						
1. Дизельный двигатель ЯМЗ-238, N - 132 кВт, 1 - комплект;						
2. Дизельный двигатель ЯМЗ 7514, N - 298 кВт, 1 - комплект.						
44,7	43,8	0,9	-	29,6	г. Аксай	40

ПАП 60/80

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:

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

Дизельный двигатель ЯМЗ-238

Диз.топливо: $0,000001 \times 167 \times 177 \times 24 \times (3+10+6) = 13,48$ т

Масло: $0,000001 \times 3,34 \times 177 \times 24 \times (3+10+6) = 0,3$ т

где:

167 - расход топлива для одного двигателя, г/л.с.*час;

3,3 - удельный расход масла, г/л.с.*час;

24 - часа в сутки;

0,000001 - перевод г в тонну;

177 - мощность двигателя, л.с.

Дизельный двигатель ЯМЗ 7514

Диз.топливо: $0,000001 \times 223 \times 298 \times 24 \times (3+10+6) = 30,3$ т

Масло: $0,000001 \times 4,46 \times 298 \times 24 \times (3+10+6) = 0,6$ 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.

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: $0,001 \times 140 \times 0,85 \times 24 \times (3+10+6) \times 199/365 = 29,6$ т

где:

140,0 - расход топлива для одного двигателя, л/час;



Продолжение таблицы 2.2

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
24 - часа в сутки;
0,001 - перевод кг в тонну;
10 - продолжительность бурения, сут;
6 - продолжительность испытания, сут;
3 - продолжительность подготовительных работ, сут;
199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

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

Диз.топливо: $0,785 \times 0,049 = 0,038$ т

Масло: $0,016 \times 0,049 = 0,0008$ т

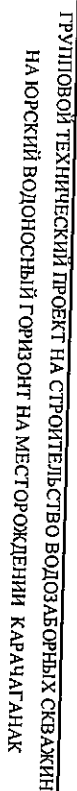
где: 0,785 - расход топлива, т/сут;
0,016 - расход масла за сутки, т/сут;
0,049 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВт

Диз.топливо: $0,311 \times 0,049 = 0,015$ т

Масло: $0,0062 \times 0,049 = 0,0003$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;
0,006 - расход масла за сутки, т/сут;
0,049 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.



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	Характеристика маршрута						
			общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт	тип дороги (асфальтированная грунтовая, лежневая и т.д.)					вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	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	Единица измере- ния	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	зна- чение	в процес- се буре- ния	в эксплуата- ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 393,7 мм (15½" IADC 115)*	шт.	1	-	-	Направление	1	-	-
2	Наддолотный стабилизатор 393,7 мм (15½" NBS)	шт.	1	-	-		1	-	-
3	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
4	Долото 295,3 мм (11½" IADC 115)*	шт.	1	-	-	Эксплуатационная колонна	1	-	-
5	Наддолотный стабилизатор 295,3 мм (11½" NBS)	шт.	1	-	-		1	-	-
6	Колонный стабилизатор 295,3 мм (11½" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
7	171,5 мм УБТ (6 ¾" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
8	СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: E-75	м	195	-	-	Эксплуатационная колонна	100	-	-
9	Обсадные трубы 323,9 мм	м	30	-	-	Направление	30	-	-
10	Обсадные трубы 244,5 мм	м	195	-	-	Эксплуатационная колонна	195	-	-
11	НКТ 73 (2 7/8") мм	м	195	-	-	-	-	-	195
12	Цемент	т	15,1	-	-	-	15,1	-	-
13	Химреагенты	т	18,0	-	-	-	18,0	-	-
14	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт. кг шт. кг	4 159 11 387	- - - -	- - - -	Направление	4 159 11 387	- - - -	- - - -
15	Горюче-смазочные материалы:								
	ПАП 60/80	т	74,3	-	-	-	-	-	-
	ЦА-320М	т	0,04	-	-	-	0,04	-	-
	Вильчатый погрузчик	т	0,02	-	-	-	0,02	-	-
16	Пресная и техническая вода	м³	213,9	12,6	-	-	150,2	-	51,1

* Возможно использование долот других типов

Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец- агрегатов	Номер марш- рута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной 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 транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Количество рейсов по этапам строительства					
		подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной 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 скважины По вертикали (TVD) По стволу (MD)	м "- "-	195 195		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - 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 "- "- "- "-	23 4 3 10 6		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 323,9 мм Эксплуатационная колонна 244,5 мм	м "- "-	30 195		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Направление 323,9 мм Эксплуатационная колонна 244,5 мм	сут "- "-	0,5 7		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Направление 323,9 мм Эксплуатационная колонна 244,5 мм	сут "- "-	0,5 2		
7	Расход долот по типоразмерам Долото 393,7 мм (15½" IADC 115)* Долото 295,3 мм (11½" IADC 115)*	шт. "- "-	1 1		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	- -		
9	Материал для бурового раствора: - утяжелители - глинопорошок (по типам) - химреагенты: Na ₂ CO ₃ Bentonite CONDET KCl KOH PAC L PHPA Барит	т "- "- "- "- "- "- "- "-	0,068 1,500 0,068 3,918 0,091 0,339 0,143 11,230		
* Возможно использование долот других типов					



4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, ПВО, планы и др.)



Утверждаю:

Начальник отдела Геологии и разработки
месторождения, КПО б.в.



М. Грубмюллер/С. Джовович

« 20 » апреля 2023 г.

**Техническое задание
на разработку группового технического проекта на строительство
водозаборных скважин на юрский водоносный горизонт на
месторождении Карачаганак**

1. Основание для выполнения проекта

1. Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак по состоянию на 01.01.2018 г. Протокол ЦКРР № 6/3 от 20.12.2018 г.
2. Подготовка проектных и отчетных документов по оценке и подсчету эксплуатационных запасов подземных вод юрского водоносного горизонта для технического водоснабжения объектов месторождения.
3. Контракт AP/D/18/0952 от 01.10.2018 г. между КПО и АО «НИПИнефтегаз»

2. Основные проектные данные

- 2.1. Цель бурения: **техническое водоснабжение объектов КНГКМ**
- 2.2. Проектный горизонт: **Юра**
- 2.3. Месторасположение: **Карачаганак**
- 2.4. Проектная глубина: **195 метров**
- 2.5. Тип скважин: **вертикальные**
- 2.6. Способ бурения: **роторный**
- 2.7. Тип привода: **дизель-электрический**
- 2.8. Тип буровой установки: **ПАП 60/80 или с аналогичными характеристиками**
- 2.9. Установка для достижения цели объектов: **буровая установка**
- 2.10. Среднее число буровых станков: **один**
- 2.11. Наличие цементирующего агрегата: **да**
- 2.12. Продолжительность присутствия трактора на скважине, час/дней: **по необходимо**

3. Конструкция скважин

Планируемая конструкция скважины:

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина, м	ВПЦ от устья, м	Тип металла колонны, резьба
	долота	колонны			
Направление	393,7	324 (12 ³ / ₄ ")	30	0	Д
Экс. колонна	295,3	244 (9 ⁵ / ₈ ")	195	0	Д

Примечания:

1. Интервалы перфорации будут установлены по итогам ГИС. Минимальная длина перфорации 15 м.
2. Устье скважин оборудуется ФА типа АФК1-65-210 и колонной головкой типа ООК1-324х245-210. Устье оборудуется колонным оголовком. Оголовок скважины защищен стальным кожухом с откидывающейся крышкой и снабжен замком.

4. Цементирование обсадных колонн

Тип колонны	Этап секции	Интервал установки, м		Этап цементирования этапы (снизу вверх)
		от (верх)	до (низ)	
Направление	1	0	30	1
Эксплуатационная колонна	1	0	до проектной глубины	1

Состав цементного раствора и буферной жидкости в соответствии с программой цементирования КПО.

5. Продолжительность строительства

Монтажные работы: **4 дня**

Подготовительные работы: **3 дня**

Время бурения: **10 дней**

Испытания объектов: **6 дней**

6. Данные об участке проведения работ

Начало разработки месторождения: **1978 г.**

Административное расположение: Республика **Казахстан**, Западно-Казахстанская область, **Бурлинский район**

Максимальная глубина промерзания грунта **1,65 м.**

Максимальная скорость ветра: **до 25 м/сек.**

7. Сведения о строительстве площадки для буровой установки

Рельеф поверхности: **равнина**

Характеристика местности: **пахотные земли, пастбища**

Сведения о почве:

- Категория: **II**

- Плодородный слой: **34 см**

- Толщина снежного покрова: **24-27 см**

8. Размер земельного участка для буровой установки **0,8 га**

9. Водо- и энергоснабжение, связь и использование местных стройматериалов

Наименование	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов	Расстояние от источника до буровой (км)	Характеристики
Техническая вода	Магистральный водовод технической воды, пруды	8	Автоцистерна
Питьевая вода	Магистральный водовод питьевой воды	8	Автотранспорт
Питьевая вода	Бутилированная вода	30	Автотранспорт
Электроснабжение	Дизель-электростанция	В пределах буровой	Автономное
Связь	Радиостанция, телефон	30	Связь с офисом

Дополнительные сведения по энергоснабжению:

- высоковольтные линии **нет**
- опоры **нет**
- кабельная линия **есть**

10. Охрана окружающей среды

- 10.1. Безамбарная система сбора отходов при строительстве скважин: **да**
- 10.2. Дренажное оборудование под буровым оборудованием: **да**
- 10.3. Сбор ливневых и талых вод: **система лотков по периметру буровой площадки в гидроизолированный отстойник.**
- 10.4. Вывоз и захоронение отходов бурения:
- **Использованный буровой раствор вывозят на завод буровых растворов КУО для повторного использования;**
 - **Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся автотранспортом в Буровой городок, откуда поступают на очистные сооружения АГК**
 - **Переработку БШНО выполняют на установках КУО с последующим захоронением переработанного шлама на Полигоне для захоронения твёрдых промышленных отходов КУО**
 - **Место утилизации откаченных подземных вод, образующихся в процессе откачки воды: Технические нужд КПК**
- 10.5. Рекультивация земельного участка: **согласно проекту рекультивации почв**
- 10.6. Наличие сероводорода в добываемой воде: **отсутствует**

11. Буровое оборудование

- 11.1. Тип и количество дизелей: **в соответствии с паспортом УПА 60/80**
- 11.2. Тип и количество вагон-домиков: **два**
- 11.3. Тип монтажа: **повторный**
- 11.4. Конструкция фундамента (трубный, **сборный**, блочный, бутобетонный)
Тип фундаментных блоков: **сборный**
Тип фундаментных плит: **дорожные плиты**
- 11.5. Пожарная емкость 50м³, количество: **1 шт.**
- 11.6. Проведение проектно-изыскательских работ на буровой площадке: **да**
- 11.7. Противовыбросовое и устьевое оборудование: **Дивертер**

12. Материалы для обработки бурового раствора:

Материалы и химреагенты для приготовления бурового раствора:

согласно программе буровых растворов КПО.

Объем бурового раствора для забуивания (м³): 5-10 м³

Способ приготовления: индивидуальный или на заводе буровых растворов

Оборудование для очистки бурового раствора: 2-ступенчатое вибросито (гидроциклон)

13. Испытания объектов по окончании бурения

Диаметр НКТ: Ø 73 мм

Испытания объекта: в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в.

Промывка и откачка воды.

14. Транспортные средства для буровой бригады

Пункты		Расстояние км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
Отправление	Прибытие			
Вахтовый городок	Буровая	30	автобус	12 часов

Подписи:

От КПО б.в.:



Е. Ахметов

Начальник Гео-Экологической
службы отдела ГиРМ

Р. Нигметов

Эксперт Гидрогеолог Гео-Экологической службы

От Института гидрогеологии
и геоэкологии
им. У.М. Ахмедсафина:

Е. Сотников

Старший научный сотрудник



От АО «НИПИнефтегаз»:

В. Усков

Главный специалист
Департамента бурения



Начальник отдела геологии
и разработки месторождения

М. Грubbмюллер / С. Джовович

Jovovic Sanja
Reservoir and Petroleum
Engineering Manager

Исх. № _____
Исх. № _____

Начальник отдела скважинных
операций КПО б.в.

А. Бруццоне / П. ван Велссес

2023 г.

Месторождение: **Карачаганак**
Скважины: **Группа скважин J-1, J-2**
Вид скважин: **Вертикальные**

Цель бурения: Добыча воды для технического водоснабжения объектов КНГКМ
Проектный горизонт: Юра
Проектная глубина: 195 м

Продолжительность строительства: 23 сут.
Скорость бурения: 585 м/ст.мес

Мачта 23,6 м грузоподъемностью 80 т
Талевый блок, кронблок
Ротор Ротор Р-400 грузоподъемностью 80 т
Вертлюг ВБ-80 грузоподъемностью 80 т
Буровой насос НБТ-600 N-600 кВт

1. Дивертер ПВ1-350/7
2. Колонная головка ООК1-21-245х324 (ТУ 26-16-115-80)
3. Фланговая арматура АФК1-65х21 (ТУ 26-16-23-80)

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ									ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										
Масштаб	Стратиграфия	Литологическая колонка	Проектная крепость пород	Угол падения пластов	Температура °С, градиент пластового давления, кг/см ²	Интервалы возможных осложнений	Отбор керна	Геофизические исследования	Конструкция скважин, высота подъема цементного раствора	Способ бурения	Тип и размеры долот	Компоновка низа буровой колонны	Осевое давление на долото, т	Частота вращения ротора (долота), об/мин	Производительность насоса, л/с.	Оснастка талевой системы	Параметры промысловочной жидкости	Содержание химических реагентов	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	8	9		11	12	13	14	15	16	17	18		19
10	N+Q		Мягкие							1. Интервал 0-30 м: роторный. 2. Интервал 30-195 м: роторный.	1. Интервал 0-30 м: долото 393,7 мм (IADC 115). 2. Интервал 30-195 м: долото 295,3 мм (IADC 115).	1. Интервал 0-30 м: Дол. 393,7+наддолтный стабилизатор 393,7+УБТ 209,6. 2. Дол. 295,3+наддолтный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5+колонный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5.	1. Интервал 0-30 м: 1-6 тс. 2. Интервал 30-195 м: 8-10 тс.	1. Интервал 0-30 м: 60-80 об/мин. 2. Интервал 30-195 м: 80-120 об/мин.	1. Интервал 0-30 м: 35 л/с. 2. Интервал 30-195 м: 24 л/с.	1. Бурение 0-195 м, спуск обсадных колонн: 3 x 4.	1. Интервал 0-30 м полимерный ингибированный раствор: $p=1,10 \text{ г/см}^3$; $T=30-45 \text{ }^\circ\text{C}$; $B<8 (<10)$; остальные параметры не регламентируются; КС1 не менее 3%. 2. Интервал 30-195 м полимерный ингибированный раствор: $p=1,10-1,15 \text{ г/см}^3$; $T=30-50 \text{ }^\circ\text{C}$; $B<5 (<6)$; $CHC=28-44/23-44 (6-9/5-9)$; корка<1; песок<1; pH=8,0-9,0; КС1 не менее 3%.	1. Интервал 0-30 м: вода -894,8; КОН -0,7; Na2CO3 -0,7; Bentonite -50; PAC L -5; RHPA -2,1; CONDET -1; КС1 -40; Барит -105,7. 2. Интервал 30-195 м: вода -908,1; КС1 -60; КОН -1,42; Na2CO3 -0,7; CONDET -1; PAC L -5; RHPA -2,1; Барит -171,7.	1. Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважин. 2. Допускается использование буровых станков других типов.
20																			
30																			
40																			
50																			
60																			
70																			
80																			
90																			
95										K		Мягкие		10,9 0,067					
100																			
110																			
120	J		Средние		11,4 0,078				1. Интервал 0-30 м: роторный. 2. Интервал 30-195 м: роторный.	1. Интервал 0-30 м: долото 393,7 мм (IADC 115). 2. Интервал 30-195 м: долото 295,3 мм (IADC 115).	1. Интервал 0-30 м: Дол. 393,7+наддолтный стабилизатор 393,7+УБТ 209,6. 2. Дол. 295,3+наддолтный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5+колонный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5.	1. Интервал 0-30 м: 1-6 тс. 2. Интервал 30-195 м: 8-10 тс.	1. Интервал 0-30 м: 60-80 об/мин. 2. Интервал 30-195 м: 80-120 об/мин.	1. Интервал 0-30 м: 35 л/с. 2. Интервал 30-195 м: 24 л/с.	1. Бурение 0-195 м, спуск обсадных колонн: 3 x 4.				
130																			
140																			
150																			
160																			
170																			
180																			
190	2-3				12,4 0,082				1. Интервал 0-30 м: роторный. 2. Интервал 30-195 м: роторный.	1. Интервал 0-30 м: долото 393,7 мм (IADC 115). 2. Интервал 30-195 м: долото 295,3 мм (IADC 115).	1. Интервал 0-30 м: Дол. 393,7+наддолтный стабилизатор 393,7+УБТ 209,6. 2. Дол. 295,3+наддолтный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5+колонный стабилизатор 295,3+УБТ 171,5.	1. Интервал 0-30 м: 1-6 тс. 2. Интервал 30-195 м: 8-10 тс.	1. Интервал 0-30 м: 60-80 об/мин. 2. Интервал 30-195 м: 80-120 об/мин.	1. Интервал 0-30 м: 35 л/с. 2. Интервал 30-195 м: 24 л/с.	1. Бурение 0-195 м, спуск обсадных колонн: 3 x 4.				
195																			

 пески, супеси
  песчаники
  мергели

 глины, суглинки
  алевролиты

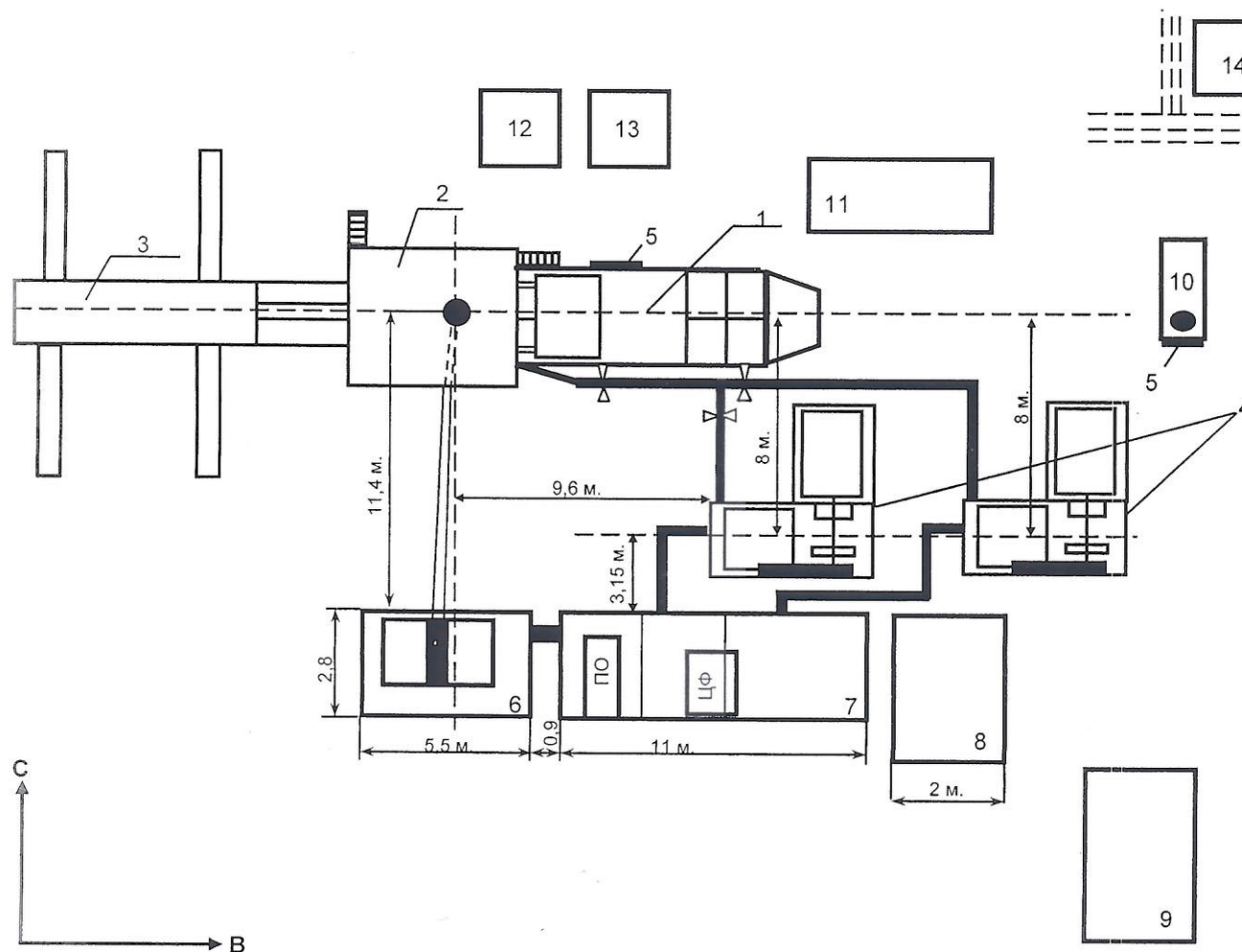
Выполнил: В. Усков

Проверил: Г. Белоножкин

Фактическая СХЕМА
Расположения оборудования буровой установки
"ПАП 60/80" на месторождении "Карачаганак"

"Утверждаю"

Вице-президент по ПВ
 АО "Казбургаз"
 Байкадамов К.С.
 2013г.



№	наименование	кол	примечание
1	буровая установка	1	ПАП 60/80
2	роторное основание	1	
3	приемные мостки	1	
4	насос НБТ-600	2	привод 6ЧН
5	пожарный щит	2	
6	приемная емкость 8м3	1	вибросита
7	рабочая емкость 35м3	1	
8	емкость БПР 16м3	1	
9	емк. под тех.воду 40м3	1	
10	емкость ТМУ 19м3	1	
11	ДЭС 200 кВт	1	ЯМЗ
12	слесарная, склад	1	
13	Эл. Склад	1	
14	Вагон столовая	1	
15	Вагон мастера	1	

АО "Казбургаз"

исполнитель
 и.о.гл механика
 8(71133)93052

Мукангалиев

примечание: площадь обваловки 50х50=2500м2
 (0,25 га)

Согласовано
Начальник УГКЧСБ

12.12.06

Утверждаю
Менеджер ОСО

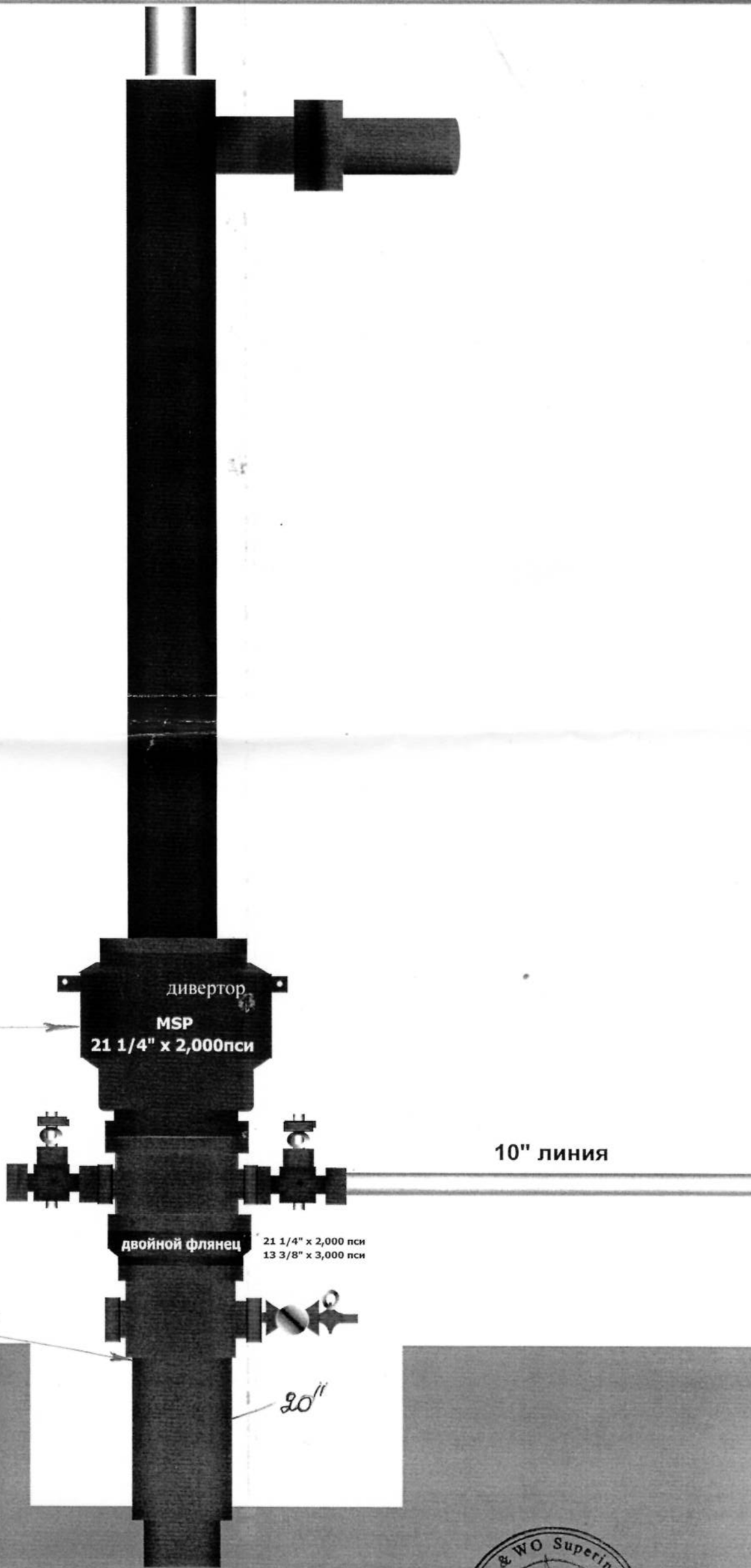
ТИПОВАЯ СХЕМА

для месторождения Караганды
МОНТАЖА УСТЬЯ С ДИВЕРТОРОМ

20.12.06
Согласовано

Командир ЗКФ РГКП Ак-Берен
Зам. ком. ЗКФ РГКП, Ак-Берен 12.12.06
Н.Н. Иваненков

РОТОРНЫЙ СТОЛ



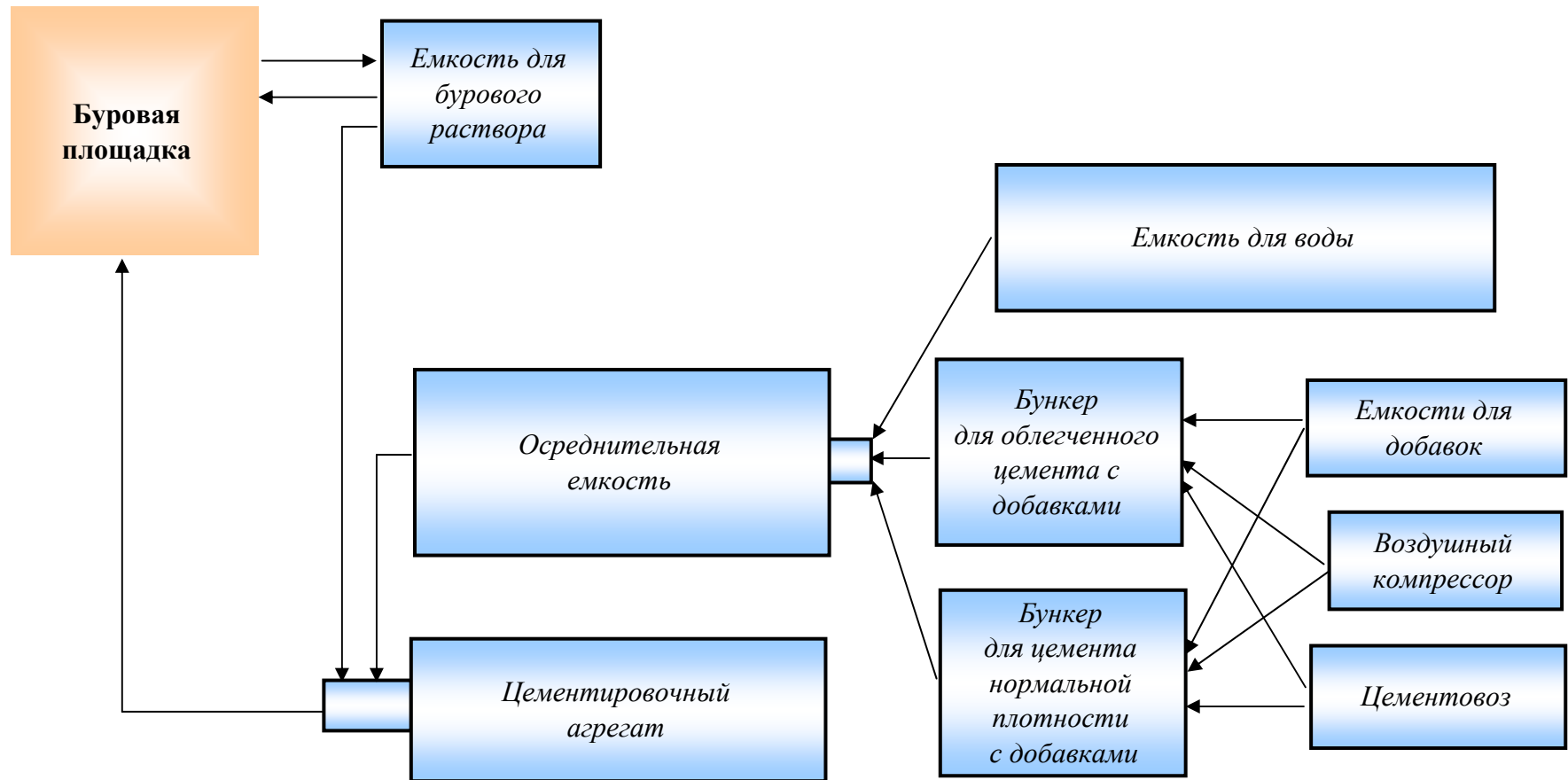
УРОВЕНЬ ЗЕМЛИ

После монтажа ПВО на
сварке иметь фракционную
сieve со всеми размерами.
12.12.2006, зам.ком. ЗКФ.
РГКП, Ак-Берен Н.Н. Иваненков.

12.12.06



4.5 Схема обвязки цементировочного оборудования



Оборудование:

1. Осреднительная емкость BJ Servies Bath Tank ($V = 16 \text{ м}^3$) - 1 шт.
2. Емкость для воды ($V = 40 \text{ м}^3$) - 1 шт.
3. Цементовоз BJ 600ST ($V = 17 \text{ м}^3$) - 2 шт.
4. Цементировочный агрегат BJ Servies Pacemaker модель 35-8-5 мощностью 666 л.с (498 кВт), макс. раб. давл. 103 МПа.
5. Цементный силос для цемента с добавками ($V = 30 \text{ м}^3$) - 2 шт.
6. Воздушный компрессор BJ Servies модель 417 DAO, макс. раб. давл. 0,4 Мпа, произв-ть до $14 \text{ м}^3/\text{мин}$ - 1 шт.