



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



**Karachaganak
КПО б.в.**

**ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ВОДО-НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ
СКВАЖИНЫ РП-9 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАРАЧАГАНАК**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № krh-482

Ақтау 2026

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

« 28 » мая 2026 года

г. Актау

Присутствовали:

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

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

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

Усков В.Ю. – главный специалист департамента бурения.

Кулиева А.Ю. – старший специалист департамента бурения.

Рассматриваемый вопрос: «Индивидуальный технический проект на строительство водо-нагнетательной скважины РП-9 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 Дусенбаева А.О., Шефер В.Э., Усков В.Ю.

Принятое решение:

Передать «Индивидуальный технический проект на строительство водо-нагнетательной скважины РП-9 на месторождении Карачаганак» для рассмотрения и согласования КПО б.в.

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Кулиева А.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<u>Должность</u>	<u>ФИО / раздел</u>
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 охраны недр и окружающей среды	Л.У. Ешбаева 3.1-10
Главный специалист департамента геологоразведочных работ	А.Ж. Таганова 1-4
Главный специалист департамента бурения / ГИП	В.Ю. Усков 1-12, 1-15.2, 1-15.4, 3, ГТН, приложения
Главный специалист департамента охраны недр и окружающей среды	В.В. Целпанова 3.1 – 3.12
Старший специалист департамента бурения Нормоконтролер	А.Ю. Кулиева 1-10, 1-11, 1-14, 1-15.1, 1-13, 2



РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Индивидуальный технический проект на строительство водо-нагнетательной скважины РП-9 на месторождении Карачаганак», далее Проект.

Проект содержит 395 стр., 51 рис., 170 табл., 67 источников, 11 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 ВОДО-НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ РП-9 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	<u>стр.</u>
Список исполнителей	6
Реферат	7
Содержание технического проекта	8
Раздел 1. Общая пояснительная записка	11
Введение	12
1. Сводные технико-экономические данные	13
2. Основание для проектирования	17
3. Общие сведения	18
4. Геологическая характеристика	20
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	21
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	25
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	29
4.4 Исследовательские работы	35
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины	39
5. Конструкция скважины	50
6. Профиль ствола скважины	56
7. Выбор буровых растворов	57
- Параметры буровых растворов	67
8. Углубление скважины	81
9. Крепление скважины	97
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	97
9.2 Цементирование обсадных колонн	112
9.3 Оборудование устья скважины	121
10. Испытание скважины	122
11. Дефектоскопия и опрессовка	129
12. Строительные и монтажные работы.	131
Выбор буровой установки	131
Подготовительные работы	132
12.1 Спецификация бурового оборудования станков RIG-249 и RIG-258	134
12.2 Спецификация бурового оборудования станка RIG-216	141
12.3 Спецификация бурового и силового оборудования станков ZJ-40	148
13. Продолжительность строительства скважины	153



	<u>стр.</u>
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	154
15.1. Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно-гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважины	158
15.2. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	174
15.3. Требования к коррозионной защите оборудования и труб	179
15.4. Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов, содержащих сероводород	181
15.5. Оценка степени риска при строительстве скважины	185
16. Список использованных нормативных и справочных материалов	194
Раздел 2. Организация строительства	200
1. Сведения о водоснабжении	201
1.1. Расчет расхода воды	203
2. Сведения об энергоснабжении	204
3. Схема транспортировки грузов и вахт	208
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	209
5. Паспорт проекта	213
Раздел 3. Охрана окружающей среды	215
Введение	216
3.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	217
3.2. Оценка воздействий на состояние вод	277
3.3. Оценка воздействия на недра	300
3.4. Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	306
3.5. Оценка физических воздействий на окружающую среду	328
3.6. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	344
3.7. Оценка воздействия на растительность	359
3.8. Оценка воздействия на животный мир	368
3.9. Оценка воздействия на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения	374
3.10. Оценка воздействия на социально-экономическую среду	375



	<u>стр.</u>
3.11. Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе	385
3.12. Методика оценки воздействия на окружающую среду	403
3.13. Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды	408
Приложения	
Приложение 1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при подготовительных работах к строительству скважины РП_9	411
Приложение 2. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-249 при бурении скважины РП_9	418
Приложение 3. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-249 в период испытания скважины РП-9	436
Приложение 4. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматив НДС	445
Приложение 5. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период подготовительных работ к бурению скважины РП_9	453
Приложение 6. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период бурения водо-нагнетательной скважины РП-9	463
Приложение 7. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период испытания скважины РП-9	479
Приложение 12. Лицензия АО «НИПИнефтегаз»	492
4. Рабочая документация	495
1. Задание на составление технического проекта	
2. Геолого-технический наряд	
3. Схема расположения бурового оборудования станков RIG-249	
4. Схема расположения бурового оборудования станков RIG-258	
5. Схема расположения бурового оборудования станка RIG-216	
5. Схема расположения бурового оборудования ZJ-40	
6. Схема обвязки устья ПВО (дивертор)	
7. Схема обвязки устья ПВО	
8. Схема обвязки устья нагнетательных скважин	
9. Схема расположения оборудования при цементировании скважины	
10. Расход топлива дизельных установок буровых станков	
11. Технология установки аварийного цементного моста	



Раздел 1

Общая пояснительная записка



Введение

Сточные воды, идущие из очистных установок, содержащие сероводород, смесь тяжелых углеводородов и ингибиторов, не поддаются обработке на поверхности при помощи существующей техники, поэтому захоронение стоков производится под землей.

Выбор триасового коллектора для размещения сточных вод, был сделан из-за хорошего качества коллектора, очень хорошей уплотняющей способности сланцев А, В и С, которые являясь экранами, предотвращают переток нагнетаемых флюидов в неглубокозалегающие зоны.

Новая скважин РП-9 будут пробурены на полигоне захоронения промышленных стоков месторождения Карачаганак в соответствии с «Проект закачки промышленных сточных вод Карачаганакского НГКМ в глубокозалегающие водоносные горизонты. г. Аксай, Алматы, 2008 г».

Цели скважины:

- Вскрыть весь триасовый коллектор для любых будущих целей (мониторинг или нагнетание).
- Мониторинг незараженной пластовой воды коллектора II и межпластовых перетоков при закачке сточных вод.
- Достигнуть намеченной глубины для получения геологических данных.
- Получить весь набор каротажных данных
- Получить данные пластового давления в пределах определенного диапазона глубин

Скважины вертикальные, проектной глубиной 2760 м.

Конструкция скважин.

Направление Ø508 мм спускается на глубину 15 м, для предотвращения размыва устья и сбора восходящего бурового раствора в очистную систему. Цементируется на всю длину.

Кондуктор Ø339,7 мм спускается на глубину до 200 м. Цементируется до устья. Обеспечивает перекрытие верхних водоносных горизонтов Монтаж ПВО.

Промежуточная колонна Ø244,5 мм спускается на глубину 1500 м. Цементируется до устья. Обеспечивает перекрытие коллектора I. Монтаж ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм спускается на глубину 2760 м. Позволит вести контроль за перемещением нагнетаемых в скважины стоков, с возможным переводом в будущем под нагнетание в коллектор III. Цементируется с перекрытием предыдущей колонны не менее 100 м.



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	RP-9
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	водо-нагнетательная Объекты II и III Триасовых отложений
7	Проектный горизонт	
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	2760
	по стволу	2760
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	-
	в открытом стволе	2
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	50
18	Допустимое отклонение ствола скважины от вертикали, град	-
19	Металлоёмкость конструкции, кг/м	90,9
20	Способ бурения	роторный
21	Вид привода	дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
23	Тип буровой установки	RIG-249, RIG-258, RIG-216, RIG-17 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	ZJ-20
28	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	131,4
	бурильной	126,3
29	Тип установки для испытания	с бурового станка, coiled tubing
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	79,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	12,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	55,0
	испытание, всего	10,0
	в том числе:	
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	10,0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	1505





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
Кондуктор	339,7	0	200	0	200
Промежуточная	244,5	0	1500	0	1500
Эксплуатационная	177,8	0	2760	0	2760
Примечания 1 Глубина спуска колонн уточняется по ГИС.					

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

Мощность трубо-ремонтных баз или площадок, тыс.м бурильных труб	Наличие тампонажной конторы или тампонажного цеха (да, нет)	Среднегодовое количество буровых станков		Время пребывания турбобура на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой бригады: сдельная, повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бур. труб, %
		в бурении и испытании	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, м ³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м ³			
								количество		число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			Всего	в том числе подлежит		
														слесарей	электромонтёров	вывозу
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы									
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Предусматривается				Не предусматривается				Не предусматривается			I вариант					
											Бурение в интервале 0-200 м (буровой раствор на водной основе)					
											36,9	Шлам	56,0	56,0	-	-
												Жидкие отходы	6,4	6,4		
												Потери раствора с шламом	82,7	82,7		
											Бурение в интервале 200-2760 м (буровой раствор на УВ основе)					
											92,7	Шлам	245,6	245,6	-	-
												Жидкие отходы	340,8	340,8		
												Потери раствора с шламом	281,3	281,3		
											II вариант					
11,1	Шлам	301,5	301,5	-	-											
	Жидкие отходы	347,2	347,2													
	Потери раствора с шламом	339,0	339,0													



Таблица 1.5-1 - Сведения об условиях эксплуатации скважин (стандартная конструкция)

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
нагнетание	В течение всего срока эксплуатации			2736	94,01	Углекислотная, сероводородная общая коррозия	(0,05-0,1)* незначительная**	1780	вода с добавками ***	1,00

* При отсутствии ингибиторов коррозии;

** Смотри раздел "Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважин".

*** Смотри подраздел 7 "Буровые растворы. выбор типа промывочной жидкости для бурения (бурового раствора) и надпакерной жидкости"

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	Договор № APP\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.
3	Протокол ЦКРР №6/3 от 20.12.2018 г.
4	Задание на разработку Индивидуального технического проекта на строительство водо-нагнетательной скважины РП-9 на месторождении Карачаганак, утвержденное менеджером ОСО КПО б.в. А. Д'Амор 12 марта 2026 года

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	С-7,061; Ю-5,828; З-7,393; В-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	СН 459-74 Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин



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 стройматериалов.
1	2	3	4
Техническая вода: для технических нужд и парового котла	Технический водовод, пруды	15	Автоцистерна
Пресная вода для хозяйственных нужд	Магистральный водовод, пруды	15	Автоцистерна
Пресная вода для питьевых целей	Акса́й	30	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель- электростанция	В пределах буровой	ДВС
Связь	Радиостанция, телефон	30	Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Карьер	15	Автосамосвал

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

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

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

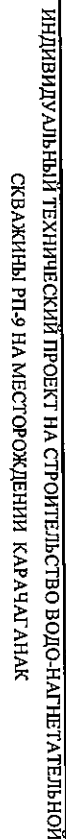
Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	Название	расстояние до буровой км	наличие (да, нет)	Название	расстояние до буровой км
1	2	3	4	5	6
да	Уральск	150	нет	нет	-
да	Оренбург	180	нет	нет	-
да	Акса́й	30	нет	нет	-
да	Актюбинск	450	нет	нет	-



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**для разработки индивидуального технического проекта
на строительство водо-нагнетательной скважины**

№ скважины:	RP-9
Цель бурения:	контроль промстоков и закачка промстоков в пласт
Проектный горизонт:	Объекты II и III Триасовых отложений
Траектория скважины:	вертикальная
Проектная глубина по вертикали, TVD:	2760 м
Измеренная глубина по стволу, MD:	2760 м
Альтитуда ротора	100 м





ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

СКВАЖИНЫ РП-9 НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

21

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
Q-K	0	280	Глины	20	Глины серые до черных.
			Пески	80	Пески светло-серые прожилками.
J	280	750	Мергели	10	Мергели серые.
			Аргиллиты	40	Аргиллиты от серого до темно-серого.
			Песчаники	50	Песчаники серые.
Т Экран А	750	1380	Аргиллиты	60	Аргиллиты от красного до коричневого.
			Песчаники	40	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
Т Коллектор I	1380	1550	Песчаники	80	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты от красного до коричневого.
Т Экран В	1550	1800	Аргиллиты	60	Аргиллиты от красного до коричневого.
			Песчаники	40	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
Т Коллектор II	1800	2040	Песчаники	80	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты от красного до коричневого.
Т Экран С	2040	2090	Аргиллиты	60	Аргиллиты от красного до коричневого.
			Песчаники	40	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
Т Коллектор III	2090	2700	Песчаники	80	Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, кварцевые.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты от красного до коричневого.
P ₂ t	2700	2760	Мергели	20	Мергели светло-коричневые.
			Аргиллиты	70	Аргиллиты коричневые.
			Песчаники	10	Песчаники светло-коричневые до серого, прослойками.



Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского 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.)	Коэффи- 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
Q-K	0	280	Глины	1,75	-	-	-	-	-	3,5	10-20	1	3	Мягкие	0,5	200	0,75
			Пески	1,78	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
J	280	750	Мергели	2,47	-	-	-	-	-	2	38-78	1	3	Средние	0,36	1100	0,21
			Аргиллиты	2,09	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
			Песчаники	1,88	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
Т Экран А	750	1380	Аргиллиты	2,20	-	-	-	-	-	3,5	38-78	1	3	Средние	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,02	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
Т Коллектор I	1380	1550	Песчаники	2,05	-	-	-	-	-	3	38-78	2	6	Средние	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,23	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
Т Экран В	1550	1800	Аргиллиты	2,27	-	-	-	-	-	3,5	38-78	1	3	Средние	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,11	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
Т Коллектор II	1800	2040	Песчаники	2,16	-	-	-	-	-	3	38-78	2	6	Средние	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,32	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
Т Экран С	2040	2090	Аргиллиты	2,33	-	-	-	-	-	3,5	38-78	1	3	Средние	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,17	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
Т Коллектор III	2090	2700	Песчаники	2,30	-	-	-	-	-	3	38-78	2	6	Средние	0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,44	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
P ₂ t	2700	2760	Мергели	2,53	-	-	-	-	-	2	37-115	1	3	Средние, твердые.	0,36	1100	0,21
			Аргиллиты	2,45	-	-	-	-	-	3,5		3	3		0,5	200	0,75
			Песчаники	2,32	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16





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- латора	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 вскрываемом разрезе нефтенные залежи отсутствуют															

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	Кoeffици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконден- сата, г/см ³		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 вскрываемом разрезе газовые залежи отсутствуют												



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)-хлормagneиeвый(натриев) ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-K	20	50	Поров	1,00	-	-	78,8	23,7	1,6	60,2	28,8	20,3	6865	ХЛМ	Нет
							2802,8	1139,0	427,0	1737,2	351,4	408,0			
J	300	450	Поров	1,02	-	-	94,0	23,7	6,8	75,2	28,8	20,3	7833	ХЛК	Нет
							3337,0	1139,0	427,0	2171,0	351,4	408,0			
Т Коллектор I	1380	1550	Поров	1,17	-	-	3166,9	166,7	1,6	2777,7	160,4	397,5	210867	ХЛК	Нет
							112599,9	7999,9	132,5	80205,4	#####	7974,8			
Т Коллектор II	1800	2040	Поров	1,17	-	-	3166,9	166,7	1,6	2777,7	160,4	397,5	210867	ХЛК	Нет
							112599,9	7999,9	132,5	80205,4	#####	7974,8			
Т Коллектор III	2090	2700	Поров	1,17	-	-	3166,9	166,7	1,6	2777,7	160,4	397,5	210867	ХЛК	Нет
							112599,9	7999,9	132,5	80205,4	#####	7974,8			
P ₂ t	2740	2760	Поров	1,18	-	-	3688,7	33,3	0,8	3163,8	160,2	398,7	234106	ХЛК	Нет
							131152,1	1599,8	48,8	91353,0	#####	8000,0			





Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины

(в графах 6, 9, 12, 15, 17 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР- прогноз по 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	
			$\cdot 10^5$ Па/м		источник получения	$\cdot 10^5$ Па/м		источник получения	$\cdot 10^5$ Па/м		источник получения	$\cdot 10^5$ Па/м		источник получения	°С	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
Q-K	0	280	0,000	0,103	РФЗ	0,000	0,103	ПГФ	0,000	0,162	ПГФ	0,000	0,177	РФЗ	16	РФЗ
J	280	750	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	ПГФ	0,162	0,176	ПГФ	0,177	0,193	РФЗ	23	РФЗ
T	750	2700	0,103	0,120	РФЗ	0,103	0,120	ПГФ	0,176	0,203	ПГФ	0,193	0,222	РФЗ	53	РФЗ
P ₂ t	2700	2760	0,120	0,120	РФЗ	0,120	0,120	ПГФ	0,203	0,203	ПГФ	0,222	0,222	РФЗ	61	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
J	300	450	5	-	нет	0,155	0,176	Несоблюдение параметров бурового раствора
T	1800	2040	2,4	-	нет	0,131	0,203	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	Мероприяти 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
Q-K	50	280	Полимерный	1,13	50-76	3.8-4	При вскрытии	Промывка, проработка, перекрытие колонной
T	750	1380	Полимерный	1,12	57-72	4	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
Нефтегазоводопроявлений не ожидается							



Таблица 4.12 - Прихватопасные 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 /30м	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-K	50	280	Затяжки, посадки	Полимерный	1.13-1.15	3.8-4	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины
T	750	1380	Затяжки, посадки	Полимерный	1,12	4	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и 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 породы во вскрываемом разрезе 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
Q-K	Отбор керна не планируется				0	280	10	Отбор грунтов не планируется		
J					280	750	10			
T					750	2700	10			
P ₂ t					2700	2760	10			
<u>Примечание:</u> отбор шлама ведется во время бурения скважины.										





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
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 1.2.1: PEX-AIT-GR		1500	подлежит уточнению	1500					
Рейс 2.1.1: MAST (P&S)-HNGS-GR		2760	1500	2760					
Рейс 2.2.1: AIT-PEX-GR		2760	1500	2760					
Рейс 2.3.1: CMR-XPT-GR		2760	1500	2760					
Обсаженный ствол/Close hole									
Рейс 1.1.1: MAST (P&S и CBL-VDL)-CNL-HNGS-CCL-GR		200	0	200					
MAST (P&S и CBL-VDL)-HNGS-CCL-GR как часть рейса 2.1.1		1500	200	1500					
затем только MAST (CBL-VDL)-GR-CCL		200	0	200					
Рейс 3.1.1: USIT-CBL-VDL-CCL-GR		2760	0	2760					

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		
Макроописание	образец	2760





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 констру- кции 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 вызо- ва притока или освоения нагнетательной сква- жины: смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР- НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФ- ТЬ), аэрация (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
Т Коллектор III	I	2090	2700			Колонна	Передвижная	Нет	Прослеживан ие уровня		1. Очистка забоя 2. Снижение уровня азотом 3. Прослеживание уровня 4. Отбор пластовой воды 5. Определение приемистости	700	1,17
Т Коллектор II	II	1800*	2040	Установка пакера		Колонна	Передвижная	Нет	Прослеживан ие уровня		1. Очистка 2. Снижение уровня азотом. 3. Прослеживание уровня 4. Отбор пластовой воды	700	1,17
Примечание: * - Средняя эффективная толщина составляет 100 м в II объекте Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС.													



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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфора- ции, м	Вид перфорации: КУ- МУЛЯТИВНАЯ, ПУ- ЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ ГИДРОПЕСКО- СТРУЙНАЯ, ГИРО- СТРУЙНАЯ	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	пластовый флюид	-	610	Кумулятивная	2 7/8" Пауэр Джет	20	12200	1	Да	Не планируется	
II	рассол	1,18	100	Кумулятивная	4 1/2" Пауэр Джет	20	2000	1	Да	Не планируется	
<u>Примечание:</u> Тип перфоратора уточняется Заказчиком.											



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, кгс/см ²	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12



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
Дополнительные работы не планируются				



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, оС		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
Скважина специальная водо-нагнетательная									



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, пол- торы, две и- ли 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
I	Нет	Нет	Нет	Нет	Полторы	Нет	Да	Нет	Нет
II	Нет	Нет	Нет	Нет	Полторы	Нет	Да	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, кгс/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Т Коллектор III	I	2090	2700	вода	1,00	-	300	124	20	-	1800	ХЛК	1,17
<u>Примечание:</u> Закачка протстоков будет производиться в Основной объект - коллектор III, а коллектор II - для исследования, отбора проб.													



Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер сква- жины	Площадь	Интервал ослож- нения, м		Индекс страти- графического подразделения	Вид осложне- ния	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диа- метр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
RP-6	Карачаганак	442	451	J	Поглощение	При бурении поглощение бурового раствора, р-р 1.55-70-90-4-4.5
RP-6	Карачаганак	799	1407	T	Затяжки, посадки	При бурении под промежуточную колонну наблюдались прихваты, посадки при спуске, затяжки при подъеме р-р 1,55 г/см ³ ; Т – 70-90 с; В – 4,0-4,5 см ³ /30 мин
RP-7	Карачаганак	143	1489	Q-T	Осыпи, обвалы, затяжки, посадки	Сужение ствола в: 1400м, 1391м, 1367м, 1358м, 1350-1346м, 1272-1157м, 1257-827м. На 827м закупорка ствола. Интервал 827-140 был обратно проработан. Интервалы сужения и жесткой проработки вниз от 574м. Во время поднятия, наблюдались интервалы сужения со сверхрастяжением до 40Klbs в интервалах: 1489-420м. Спуск обсадной колоны 244.5 мм был осложнен интервалами сужения: 651м, 761-774м, 800-805м, 1032-1042м, 1089-1222м. Ингибированный полимерный раствор на водной основе: ρ – 1.45-1.6 г/см ³ ; Т – 50-76 с; φ – 4.0-4.8 см ³ /30 мин Gels _{10/10} – 9 -14/9-20 фунт/100фут ² ; PV – 18-34 сП; ΥР – 26-32 фунт/100фут ² ; pH –
RP-7	Карачаганак	1489	2660	T	Осыпи, обвалы, затяжки, прихват, поглощение	Интервалы сужения 1698м, 1702м и 1721м. Во время СПО в интервале 1731-1632 м (при забое 1731 м) затяжки бурильного инструмента. Во время проработки произошел прихват бурильного инструмента и потеря циркуляции. В процессе бурения интервала 1971-2050 м на виброситах интенсивный вынос осылавшейся породы. При бурении интервала 2621-2660 м поглощение бурового раствора интенсивностью до 3 м ³ /час. Ингибированный полимерный раствор на водной основе: ρ – 1.60 г/см ³ ; Т – 57 – 72 с; φ – 3.3-4.4 см ³ /30 мин; Gels _{10/10} – 6-11/13-19 фунт/100фут ² ; PV – 22-32 сП; ΥР – 17-22 фунт/100фут ² .
RP-4	Карачаганак	1233	1240	T	Посадки	При спуске отмечены посадки инструмента, раствор 1,12 г/см ³ ; Т – 59 с; В – 4,0 см ³ /30 мин
RP-4	Карачаганак	1510	1685	T	Посадки	При спуске отмечены посадки инструмента, раствор 1,25 г/см ³ ; Т – 57 с; В – 3,4 см ³ /30 мин
5488	Карачаганак	1688	1956	T	Поглощение	Потери бурового арствора 2.4 м ³ /ч при бурении интервала 1688-1956 м, раствор 1,24-1,31 г/см ³ ; Т – 53-57 с; В – 4,2-5,0 см ³ /30 мин; Gels _{10/10} – 4-7/5-11 фунт/100фут ² ; PV – 15-21 сП; ΥР – 22-29



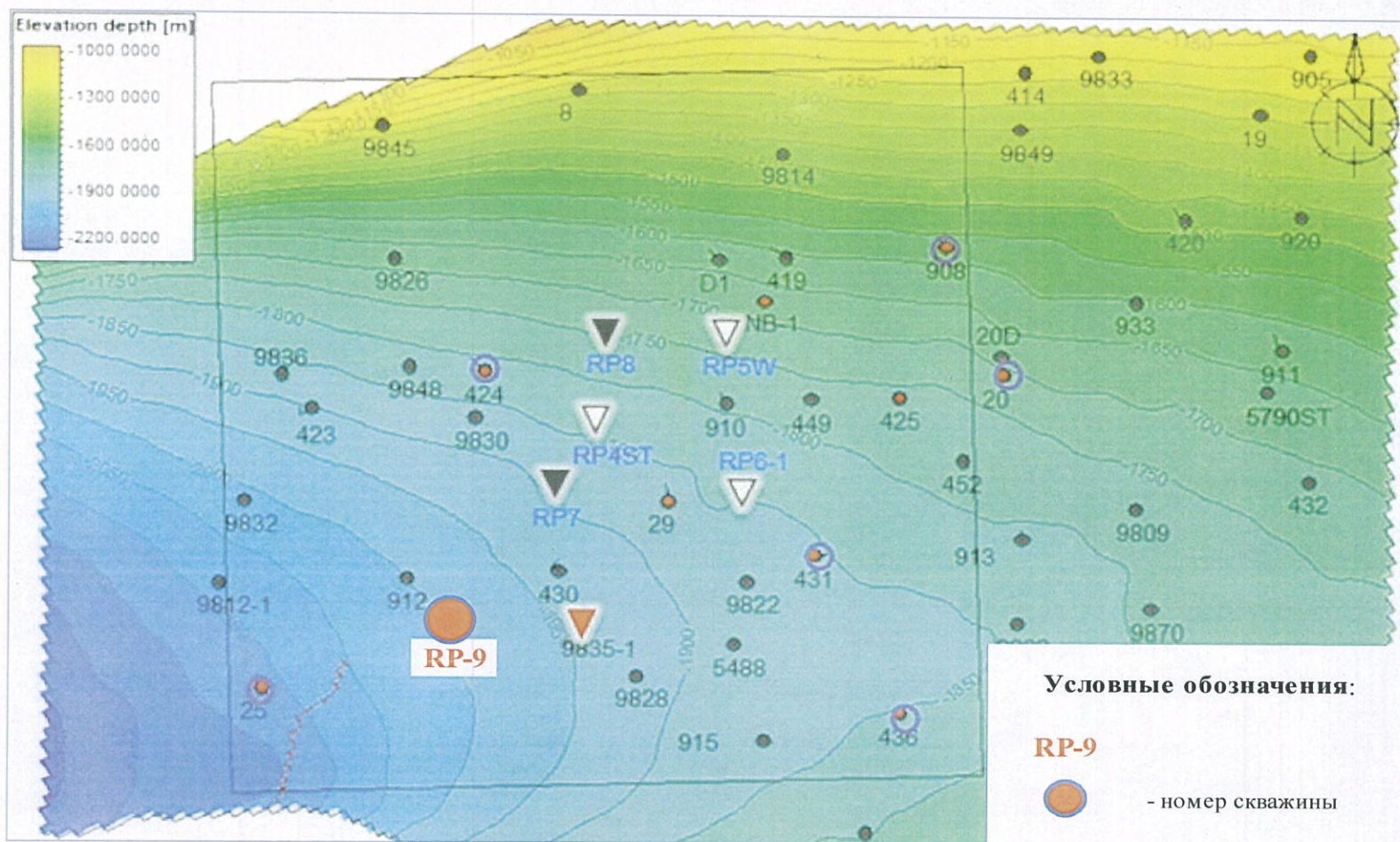


Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле Триаса (Коллектор III)



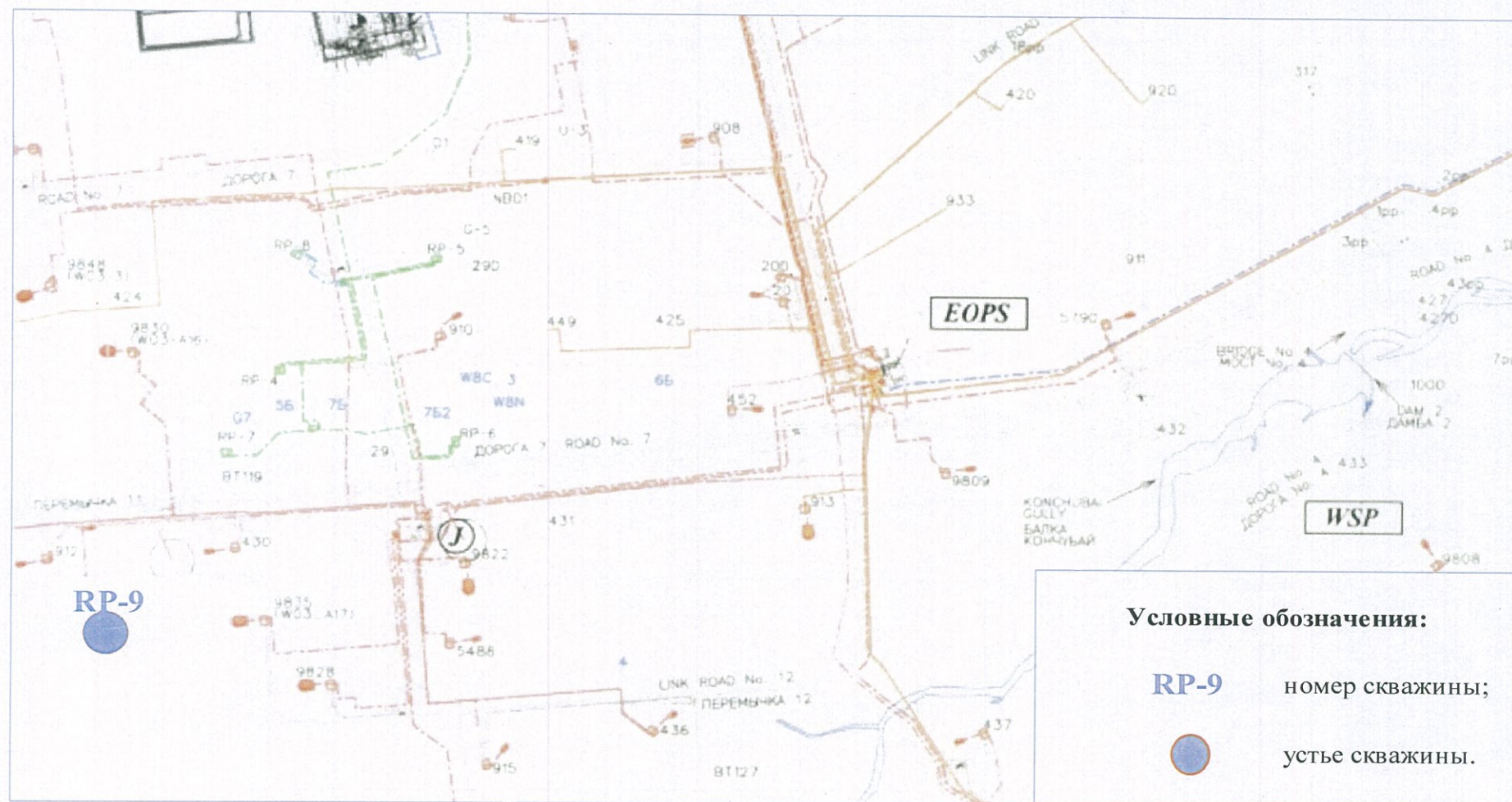


Рисунок 4.3 - Ситуационный план



5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции скважины произведен в соответствии с действующими в РК нормами и правилами [3, 4, 5], Технологической схемы разработки, 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 300 – 450 м - горизонт с эквивалентом давления поглощения $1,55 \text{ кгс/см}^2$; В интервале 1800 – 2040 м - горизонт с эквивалентом давления поглощения $1,31 \text{ кгс/см}^2$;
- В интервале 20 - 450 м – 2 водоносных горизонта, $\gamma_v = 1.00 - 1.02 \text{ гс/см}^3$; в интервале 1380 -2760 м – 4 водоносных горизонта, $\gamma_v = 1.17 - 1,18 \text{ гс/см}^3$.

Направление предусмотрено для предотвращения размыва устья и канализации восходящего бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор предусмотрен для перекрытия зоны неустойчивых пород и подвески промежуточной колонны.

Промежуточная колонна предусмотрена для перекрытия зоны неустойчивых пород и Коллектора I.

Эксплуатационная колонна - для закачки сточных вод в полигоне № 2, утилизации сточных вод (WWD).

Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2; общая характеристика обсадных колонн – в таблице 5.3; в таблице 5.4 приведены технико-технологические мероприятия, которые обусловлены особенностями геологического строения. В таблице 5.5 – максимально-допустимые гидродинамические давления в открытом стволе при выполнении технологических операций в процессе бурения скважины.



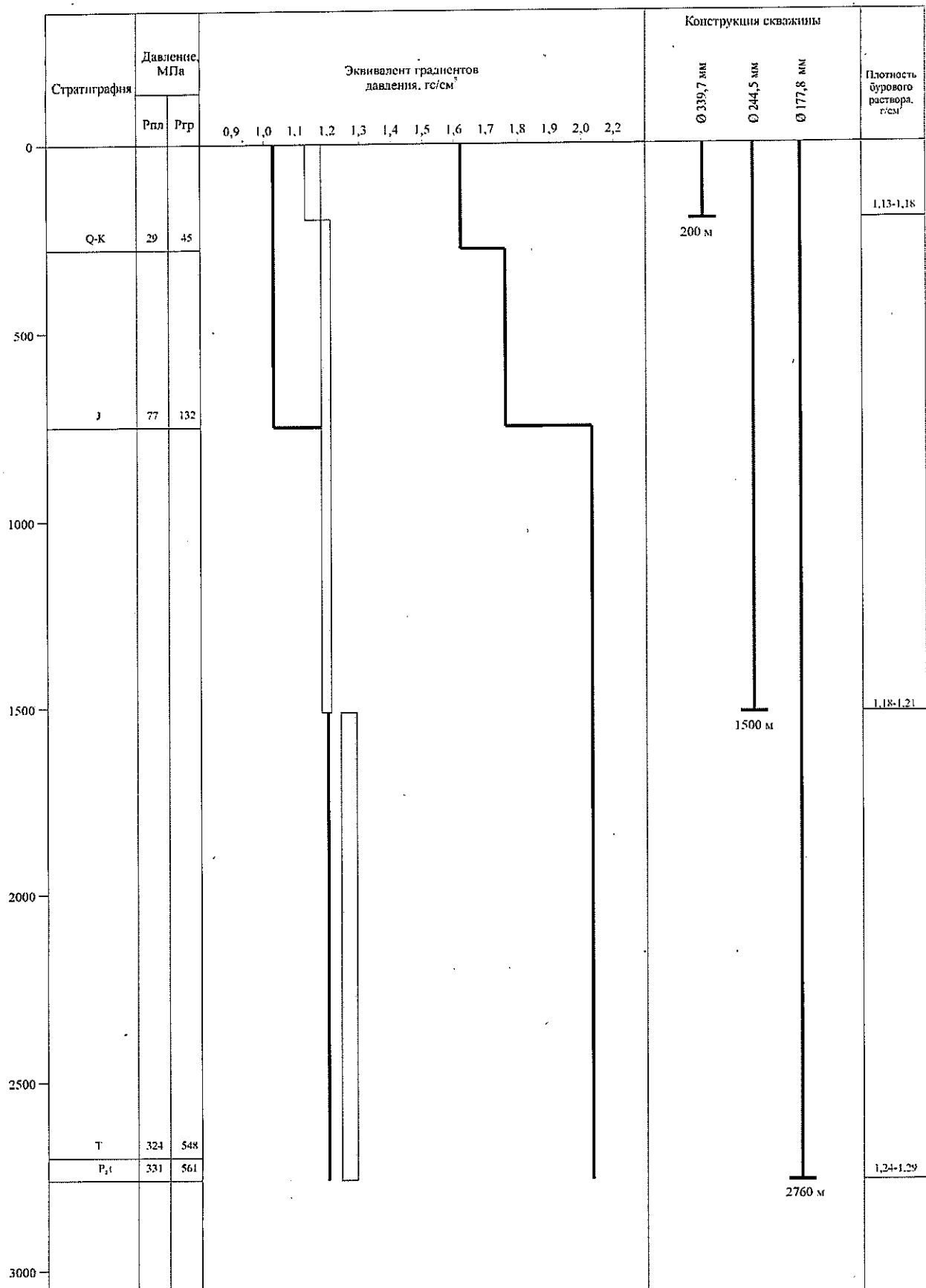


Рисунок 5.1 - Совмещенный график давлений.





Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа) прочности материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
508	15	K22	11,13	2,10		Устанавливают во время обустройства буровой площадки.

Таблица 5.2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня 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	Кондуктор	0	200	406,4 - 444,5 (16 - 17 1/2")	0	1	1	0	200	Перекрытие верхних водоносных горизонтов с плотностью 1,00 и частично 1,02 гс/см ³ . Монтаж ПВО. *
2	Промежуточная	0	1500	311,1 - 342,9 (12 1/4" - 13")	0	1	1	0	1500	Перекрытие Коллектора I. Монтаж ПВО. *
3	Эксплуатационная	0	2760	215,9	0	1	1	0	2760	закачка и утилизация сточных вод

* Монтаж ПВО согласно Техническому заданию на проектирование.



Таблица 5.3 - Характеристика отдельно 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					
					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	339,7	0	200	12,19	1	1	Резьба АНИ	365,1	0	200
2	1	1	1	244,5	0	1500	11,05	1	1	Premium	269,9	0	1500
3	1	1	1	177,8	0	2760	11,51	1	1	Premium	196,39	0	2760

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации ГВП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с ГВП
2	Монтаж средств контроля за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение ГВП
3	Монтаж диверторной установки на кондукторе	Предупреждение гид- роразрыва пород под башмаком кондуктора.
4	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины	Раннее обнаружение ГВП
5	Долив скважины при подъеме буровой колонны производить: буровые трубы - через 5 свечей УБТ - через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме буровой колонны и объем вытесняемого раствора при ее спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение ГВП
6	При ликвидации ГВП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвида- ции ГВП.
7	Ликвидацию возникших ГВП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопас- ности успешности работ.
8	С учетом геологических условий бурения проектных скважин принят буровой раствор на углеводородной основе, (запасной вариант - соленащенный ингибированный буровой раствор)	Предупреждение теку- чести солей и снижние кавернозности
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо иметь запас наполнителей, при бурении коллекторов - кислоторастворимых	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсад- ных труб от истирания
11	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, электростабильностью раствора на углеводородной основе, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут (при газопроявлениях через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут	Предупреждение, раннее обнаружение ГВП
12	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины	Предупреждение, раннее обнаружение ГВП





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	
300	450	10	15		
1800	2040	11	12		
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
300	450	14	21	100 - в интервалах испытания и эксплуатации	
1800	2040	171	194		

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИН.

Проектируемая скважина - вертикальная.



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

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении водо-нагнетательной скважины РП-9 на месторождении Карачаганак.

7.1.1 Основные проблемы при бурении скважины

Основными проблемами при бурении водо-нагнетательной скважины являются:

- осложнения, связанные с целостностью ствола скважины, возникающие за счет набухания и диспергирования глин и набухания ариллитов разреза, содержание которых достигает 70%;

- поглощение бурового раствора;
- осыпи;
- прихватаопасность.

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрены два типа бурового раствора:

вариант I – раствор на углеводородной основе;

вариант II – ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

- В случае возникновения поглощений при бурении под промежуточную колонну вводить комбинированные наполнители (комбинация гранул и хлопьев), при бурении под эксплуатационную колонну необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители, в случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);

- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40⁰С необходимо принимать специальные меры защиты: охлаждение бурового раствора путем перемешивания, закрытие люков отстойников крышками, проводить специнструктаж работающих.

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 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», далее (Правила) и опыта бурения ранее пробуренных скважин.

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

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

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

Интервал 0-200 м

$$0-200 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,103 \times (1,10 \div 1,15) = 1,13 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 1,13-1,18 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,18 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.

Интервал 200-1500 м:

$$200-1200 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,107 \times (1,10 \div 1,15) = 1,18 \div 1,23 \text{ г/см}^3$$

$$1200-1500 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,110 \times (1,05 \div 1,10) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,18-1,21 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,21 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакки LCM.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,60 г/см³.



Интервал 1500-2760 м:

$$1500-2500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,118 \times (1,05 \div 1,10) = 1,24 \div 1,29 \text{ г/см}^3$$

$$2500-2760 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,120 \times (1,04 \div 1,07) = 1,25 \div 1,29 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,24-1,29 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,29 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

Бурение начинать буровым раствором плотностью 1,21 г/см³, с последующим ступенчатым утяжелением до плотности 1,24-1,29 г/см³, с целью предупреждения осыпей стенок скважины.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных кислоторастворимых наполнителей.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,60 г/см³.

7.1.3 Выбор типа бурового раствора

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

Для бурения интервала 0-200 м использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе.

- Величина pH поддерживается вводом NaOH;
- Для снижения жесткости использовать Na₂CO₃;
- Бентонит применяется в качестве структурообразователя только для приготовления забурочного раствора;

- KCl – ингибитор глин и аргиллитов;
- РНРА – полимер-флокулянт;
- PETRO PAC LV – понизитель фильтрации;
- PETRO DD – в качестве смазывающего агента;
- PETRO PAC R – регулятор водоотдачи;
- Барит - для поддержания плотности бурового раствора.

В интервале 200-1500 м использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:



вариант-I – раствор на углеводородной основе;

вариант-II – ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе.

Для приготовления и обработки раствора на углеводородной основе используются следующие реагенты:

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- CaCO_3 – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного бурового раствора на водной основе предусматриваются следующие реагенты:

- KCl и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- CaCO_3 – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины, при плотности раствора,



предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

В интервале **1500-2760 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе;

вариант-II – ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе.

Для приготовления и обработки раствора на углеводородной основе используются следующие реагенты:

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;

- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- CaCO_3 – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного бурового раствора на водной основе предусматриваются следующие реагенты:

- KCl и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- CaCO_3 – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;



- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины, при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Расчетный объем бурового раствора, расход и перечень химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, приведены в таблицах 7.2, 7.3 и 7.6.

Примечания

- 1 На буровой необходимо вести журналы регистрации параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно Правил;
- 2 Допускается использование других реагентов, идентичных по своему действию (не ухудшающих свойства бурового раствора) производимых другими фирмами;
- 3 Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать;
- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными для идентичной скважины м. Карачаганак в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;
- 5 Все химические реагенты должны проходить токсикологическую экспертизу;
- 6 Температура самовоспламеняющихся паров раствора на углеводородной основе должна превышать не менее чем на 50°C максимально ожидаемую температуру раствора на устье.

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения водо-нагнетательной скважины и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, электростабильностью раствора на углеводородной основе, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться каждые 4 часа, кроме, плотность через 10-15 минут (при нефтегазопрооявлениях плотность раствора измеряется через 5 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 над 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 40-80 меш для грубой очистки и 100-350 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделители и илоотделители), при необходимости использовать центрифугу. Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора и сократить



затраты на его обработку (минимальное разбавление), а при использовании раствора на углеводородной основе обеспечить требуемую величину электростабильности.

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

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

Вариант I:

Для бурения интервала **0-200 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью $1,13-1,18 \text{ г/см}^3$, для чего необходимо приготовить 50 м^3 бентонитового раствора для забуливания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Для бурения интервала **200-1500 м** необходимо приготовить буровой раствор на углеводородной основе плотностью $1,18-1,21 \text{ г/см}^3$ и заменить им ингибированный буровой раствор в башмаке колонны после разбуливания в ней цементного стакана.

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

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пачки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС).

Бурение интервала **1500-2760 м** производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с доутяжелением его до плотности $1,24-1,29 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины.

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

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пачки LCM.



В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Вариант II

Для бурения интервала **0-200 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью 1,13-1,18 г/см³, для чего необходимо приготовить 50 м³ бентонитового раствора для забуливания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Интервал **200-1500 м** бурить с использованием ингибированного Soltex E и KCl полимерного бурового раствора на водной основе. Буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, очищенный после разбуливания цементного стакана в башмаке колонны обработать химическими реагентами согласно таб. 7.2. Для обеспечения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Интервал **1500-2760 м** бурить с использованием ингибированного Soltex E и KCl полимерного бурового раствора на водной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с обработкой его химическими реагентами согласно таб. 7.2. По мере углубления увеличить плотность раствора до 1,24-1,29 г/см³. Для обеспечения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители.



7.2 Перфорационная и надпакерная жидкость

7.2.1 Перфорационная жидкость

Во избежание загрязнения коллектора, необходимо использовать наиболее эффективные жидкости для заканчивания скважин, которыми являются очищенные от механических примесей водные растворы хлористых солей, необходимой для безопасного вскрытия пластов величиной плотности рассола, в данном случае $1,24 \text{ г/см}^3$.

Для предупреждения значительного поступления рассола в пласт, в результате его высокой фильтрации, рассол необходимо загущать специальными загущающими полимерами.

Для приготовления перфорационной жидкости использовать очищенный водный раствор CaCl_2 , плотностью $1,24 \text{ г/см}^3$.

Состав перфорационной жидкости в кг на 1 м^3 при плотности $1,24 \text{ г/см}^3$:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода	Основа перфорационной жидкости	875.5
CaCl_2	Для обеспечения необх. плотности	325
NewZan-D	Структурообразователь	5.00
Petro DD	поверхностно-активное вещество	0.5
NaOH	Для поддержания pH	1.0

Перфорационную жидкость закачать в интервал перфорации плюс 200м, продавить ее буровым раствором которым вскрывали пласт коллектор, разбавленным до плотности $1,24 \text{ г/см}^3$.

Примечание. Плотность перфорационной жидкости определяется по результатам ГИС.

7.2.2 Надпакерная жидкость

С целью предупреждения коррозии эксплуатационной колонны и колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) в процессе эксплуатации водо-нагнетательной скважины в качестве надпакерной жидкости использовать жидкость следующего состава:

Вариант 1. Надпакерная жидкость на водной основе.

Состав надпакерной жидкости в кг на 1 м^3 при плотности $1,00 \text{ г/см}^3$:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода	основа надпакерной жидкости	994
Incorr	ингибитор коррозии	5,0
Avacide 50	бактерицид	1.0
Примечание - При необходимости увеличения плотности надпакерной жидкости производить ввод хлористых солей NaCl или CaCl_2 .		



Вариант 2. Надпакерная жидкость на углеводородной основе.

Состав надпакерной жидкости на основе «Saraline» (это раствор, которым проводили первичное вскрытие, после дополнительной очистки его от твердой фазы и разбавления):

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Бур. раствор на основе «Saraline»	основа надпакерной жидкости	950
Incorr	ингибитор коррозии	5,0

Перед замещением раствора на углеводородной основе на перфорационную жидкость рекомендуется прокачать очищающие пакки.

Для эффективной очистки обсадной колонны рекомендуется прокачать очищающие пакки не менее 150 м в затрубном пространстве или 3 мин времени контакта.

Расчет количества перфорационной и надпакерной жидкостей и компонентов приведены в таблице 10.10.

Вариант-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора																
			плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см ² (фунт/100фут ²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			pH	минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³	электропроводность, вольт	соотношение масла/вода, %
	PK	API					коллоидной фазы	песка		всего									
					1(10)	10(10)													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I Полимерный ингибированный раствор	0	200	1,18	45-55	<8	<10	не регламентируется										1,03		
II Раствор на УВ основе	200	1500	1,21	50-70	0	0	48-73 (10-18)	67-87 (18-28)	<1	<2	<0,5	<20	-	130	как можно меньше	15-25	0,90	>500	70/30
III Раствор на УВ основе	1500	2760	1,29	50-70	0	0	48-73 (10-18)	67-87 (18-28)	<1	<2	<0,5	<25	-	130	как можно меньше	15-25	0,90	>500	70/30
Примечания																			
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2;																			
2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервалах 200-1500 м и 1500-2760 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см ³ .																			



Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Вариант-2

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														
			плот- ность, г/см³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см³		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)	корка, мм	Содержание тв. фазы, %			рН	мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вязкость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³	
	за 30 мин	РК			API	коллоидной (активной) части			песка	всего							
											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 раствор	0	200	1,18	45-55	<8	<12	не регламентируется										1,03
II Полимерный ингибированный раствор	200	1500	1,21	30-45	<5	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<15	8,5- 9,5	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-30	1,03
III Полимерный ингибированный раствор	1500	2760	1,29	30-45	<5	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<20	8,5- 9,5	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-30	1,03
Примечания																	
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2;																	
2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервалах 200-1500 м и 1500-2760 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³ .																	



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Вариант-1

Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плот- ность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения ин- тервала (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание вещес- тва в то- варном продук- те (жид- кости), %	Влаж- ность, %	Сорт	Содер- жание компо- нента в буро- вом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	200	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода NaOH Na ₂ CO ₃ Bentonite PETRO PAC R RHPA PETRO PAC LV PETRO DD KCl Барит	1,00 2,13 2,53 2,60 1,50 1,25 1,55 1,00 1,98 4,20	92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	859,6 0,70 0,70 50,0 3,00 2,10 1,20 4,00 60,0 198,7
II	200	1500	Раствор на углеводо- родной основе	1,21	да	SARALINE Вода Avabentoil ECT CaCl ₂ Lime(известь) NDFT 411 Avoil WA LT Avoil FC Soltex E Optivis CF CaCO ₃	0,78 1,00 1,70 2,51 2,24 1,00 0,96 1,50 1,54 0,98 2,70	95		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	399,7 171,3 10,0 60,0 25,0 40,0 4,0 15,0 17,0 3,0 465,0
III	1500	2760	Раствор на углеводо- родной основе	1,29	нет	SARALINE Вода Avabentoil ECT CaCl ₂ Lime(известь)	0,78 1,00 1,70 2,51 2,24	95		в/с в/с в/с в/с	363,3 155,7 10,0 60,0 25,0



Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Avoil WA LT	0,96			в/с	4,0
						Avoil FC	1,50			в/с	15,0
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Optivis CF	0,98			в/с	3,0
						CaCO ₃	2,70			в/с	585,0

Примечания

1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители

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



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Вариант-2											
Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плот- ность раств- ора, г/см³	Смена раство- ра для буре- ния ин- терва- ла (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см³	Содер- жание вещес- тва в то- варном продук- те (жид- кости), %	Влаж- ность, %	Сорт	Содер- жание компо- нента в буро- вом рас- творе, кг/м³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	200	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода	1,00				859,6
						NaOH	2,13	92	в/с	0,70	
						Na ₂ CO ₃	2,53	91	в/с	0,70	
						Bentonite	2,60		в/с	50,0	
						PETRO PAC R	1,50		в/с	3,00	
						PHPA	1,25		в/с	2,10	
						PETRO PAC LV	1,55		в/с	1,20	
						PETRO DD	1,00		в/с	4,00	
						KCl	1,98		в/с	60,0	
						Барит	4,20		в/с	198,7	
II	200	1500	Полимерный ингибированный раствор	1,21	нет	Вода	1,00				794,3
						KCl	1,98	98	в/с	80,0	
						KOH	2,04	92	в/с	2,00	
						Na ₂ CO ₃	2,53	91	в/с	3,00	
						NewPac PLV	1,60		в/с	8,00	
						NewZan D	1,50		в/с	1,00	
						Avacid 50	1,10		в/с	1,00	
						Victosal HT	1,50		в/с	12,0	
						Polivis PWD	1,25		в/с	0,70	
						Soltex E	1,54		в/с	17,0	
						CaCO ₃	2,70		в/с	291,0	
						III	1500	2760	Полимерный ингибированный раствор	1,29	нет
KCl	1,98	98	в/с	80,0							
KOH	2,04	92	в/с	2,00							
Na ₂ CO ₃	2,53	91	в/с	3,00							
NewPac PLV	1,60		в/с	8,00							



Продолжение таблицы 7.2

Вариант-2

Продолжение таблицы 7.2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III						NewZan D	1,50			в/с	1,00
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						Polivis PWD	1,25			в/с	0,70
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						CaCO ₃	2,70			в/с	420,4
Примечания											
1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители											
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

Вариант-1

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)			на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале			
								величина	источник норм	поправочный коэф.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³					50,0	74,8	124,8
0	200		Вода	859,6				42978,1	64271,9	107250,0
			NaOH	0,70	местные	нет		35,0	52,3	87,3
			Na ₂ CO ₃	0,70	местные	нет		35,0	52,3	87,3
			Bentonite	50,0	местные	нет		2500,0	0,0	2500,0
			PETRO PAC R	3,00	местные	нет		150,0	224,3	374,3
			PHPA	2,10	местные	нет		105,0	157,0	262,0
			PETRO PAC LV	1,20	местные	нет		60,0	89,7	149,7
			PETRO DD	4,00	местные	нет		200,0	299,1	499,1
			KCl	60,0	местные	нет		3000,0	4486,4	7486,4
			Барит	198,7	местные	нет		9936,9	14860,2	24797,1
II интервал				Раствор на углеводородной основе, м³						290,4
200	1500	SARALINE		399,7	местные	нет			116053,1	116053,1
		Вода		171,3					49737,1	49737,1
		Avabentoil ECT		10,0	местные	нет			2903,5	2903,5
		CaCl ₂		60,0	местные	нет			2984,2	2984,2
		Lime(известь)		25,0	местные	нет			7258,8	7258,8
		NDFT 411		40,0	местные	нет			11614,0	11614,0
		Avoil WA LT		4,00	местные	нет			1161,4	1161,4
		Avoil FC		15,0	местные	нет			4355,3	4355,3
		Soltex E		17,0	местные	нет			4936,0	4936,0
		Optivis CF		3,00	местные	нет			871,1	871,1
		CaCO ₃		465,0	местные	нет			135013,0	135013,0
III интервал				Раствор на углеводородной основе, м³						
1500	2760		SARALINE	363,3	местные	нет		211,9	211,9	211,9
							0,0	18165,0	18165,0	



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III интервал			Вода	155,7				0,0	7785,0	7785,0
1500	2760		Avabentoil ECT	10,0	местные	нет		0,0	500,0	500,0
			CaCl ₂	60,0	местные	нет		0,0	467,1	467,1
			Lime(известь)	25,0	местные	нет		0,0	1250,0	1250,0
			NDFT 411	40,0	местные	нет		0,0	2000,0	2000,0
			Avoil WA LT	4,00	местные	нет		0,0	200,0	200,0
			Avoil FC	15,0	местные	нет		0,0	750,0	750,0
			Soltex E	17,0	местные	нет		0,0	850,0	850,0
			Optivis CF	3,00	местные	нет		0,0	150,0	150,0
			CaCO ₃	585,0	местные	нет		32461,3	29250,0	61711,3
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	2760							465,1	465,1	
Примечания										
1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее Правил;										
2 К кав. (коэффициент кавернозности) =1,35 в интервале 0-200 м, 1,21 в интервале 200-1500 м и 1,26 в интервале 1500-2670 м;										
3 Потери раствора – 20%;										
4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно геологическх условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации РК на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;										
5 Буровой раствор после бурения I интервала в объеме 99,8 м³ вывозится для повторного использования либо на утилизацию;										
6 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 211,9 м³ идет для бурения III-го интервала.										
7 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию.										



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

Вариант-2

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)			на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале			
								величина	источник норм	поправочный коэф.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³					50,0	74,8	124,8
0	200		Вода	859,6				42978,1	64271,9	107250,0
			NaOH	0,70	местные	нет		35,0	52,3	87,3
			Na ₂ CO ₃	0,70	местные	нет		35,0	52,3	87,3
			Bentonite	50,0	местные	нет		2500,0	0,0	2500,0
			PETRO PAC R	3,00	местные	нет		150,0	224,3	374,3
			PHPA	2,10	местные	нет		105,0	157,0	262,0
			PETRO PAC LV	1,20	местные	нет		60,0	89,7	149,7
			PETRO DD	4,00	местные	нет		200,0	299,1	499,1
			KCl	60,0	местные	нет		3000,0	4486,4	7486,4
			Барит	198,7	местные	нет		9936,9	14860,2	24797,1
II интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³					99,8	190,6	290,4
200	1500		Вода	794,3				0,0	151350,9	151350,9
			KCl	80,0	местные	нет		1996,0	15244,0	17240,0
			KOH	2,00	местные	нет		199,6	381,1	580,7
			Na ₂ CO ₃	3,00	местные	нет		229,5	571,7	801,2
			NewPac PLV	8,00	местные	нет		798,4	1524,4	2322,8
			NewZan D	1,00	местные	нет		0,0	190,6	190,6
			Avacid 50	1,00	местные	нет		99,8	190,6	290,4
			Victosal HT	12,0	местные	нет		1197,6	2286,6	3484,2
			Polivis PWD	0,70	местные	нет		0,0	133,4	133,4
			Soltex E	17,0	местные	нет		1696,6	3239,4	4936,0
			CaCO ₃	291,0	местные	нет		5425,4	55453,7	60879,0
III интервал				Полимерный ингибированный раствор, м³						
1500	2760							211,9	211,9	211,9



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Вода	732,9				0,0	36647,0	36647,0
			KCl	80,0	местные	нет		0,0	4000,0	4000,0
			KOH	2,00	местные	нет		0,0	100,0	100,0
			Na ₂ CO ₃	3,00	местные	нет		0,0	150,0	150,0
			NewPac PLV	8,00	местные	нет		0,0	400,0	400,0
			NewZan D	1,00	местные	нет		0,0	50,0	50,0
			Avacid 50	1,00	местные	нет		0,0	50,0	50,0
			Victosal HT	12,0	местные	нет		0,0	600,0	600,0
			Polivis PWD	0,70	местные	нет		0,0	35,0	35,0
			Soltex E	17,0	местные	нет		0,0	850,0	850,0
			CaCO ₃	420,4	местные	нет		32461,3	21018,0	53479,2
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	2760								365,3	365,3
Примечания										
1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее Правил;										
2 К кав. (коэффициент кавернозности) =1,35 в интервале 0-200 м, 1,21 в интервале 200-1500 м и 1,26 в интервале 1500-2670 м;										
3 Потери раствора – 20%;										
4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно геологическх условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации РК на соответствие требованиям ГОСТ ИСО/МЭК 17025-2009, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 06 октября 2025 года;										
5 Раствор, оставшийся после бурения I интервала, в полном объеме идет для бурения II-го интервала, а недостающий объем раствора необходимо догото										
6 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 211,9 м ³ идет для бурения III-го интервала.										
7 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию.										

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 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	10	11
I	Разбуривание цементного стакана в башмаке 339,7 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	43,2
II	Разбуривание цементного стакана в башмаке 244,5 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	23,0
Итого										66,2

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

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



Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Вариант-1

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	Потребность компонентов бурового раствора, т				
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)			суммарная на скважину	
		для раствора на бурение в интервале, м				
		0 200	200 1500	1500 2760	на буре- ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6	7
Вода		107,3	49,74	7,785	164,8	164,8
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,087	0,0	0,0	0,087	0,087
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,087	0,0	0,0	0,087	0,087
Bentonite	СТ РК1261-04	2,500	0,0	0,0	2,500	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,374	0,0	0,0	0,374	0,374
PHPA	Ст.АНИ	0,262	0,0	0,0	0,262	0,262
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,150	0,0	0,0	0,150	0,150
PETRO DD	Ст.АНИ	0,499	0,0	0,0	0,499	0,499
KCl	ГОСТ 4234-77	7,486	0,0	0,0	7,486	7,486
SARALINE	Ст.АНИ	0,0	116,1	18,17	134,2	134,2
Avabentoil ECT	Ст.АНИ	0,0	2,904	0,500	3,404	3,404
CaCl ₂	ГОСТ 450-77	0,0	2,984	0,467	3,451	3,451
Lime(известь)	ГОСТ22688-77	0,0	7,259	1,250	8,509	8,509
NDFT 411	Ст.АНИ	0,0	11,61	2,000	13,61	13,61
Avoil WA LT	Ст.АНИ	0,0	1,161	0,200	1,361	1,361
Avoil FC	Ст.АНИ	0,0	4,355	0,750	5,105	5,105
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	4,936	0,850	5,786	5,786
Optivis CF	Ст.АНИ	0,0	0,871	0,150	1,021	1,021
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	135,0	61,71	196,7	196,7
Барит	СТ РК1261-04	24,80	0,0	0,0	24,80	24,80

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



Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Вариант-2

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	Потребность компонентов бурового раствора, т				
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)			суммарная на скважину	
		для раствора на бурение в интервале, м				
		0 200	200 1500	1500 2760	на буре- ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6	7
Вода		107,25	151,4	36,65	295,2	295,2
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,087	0,0	0,0	0,087	0,087
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,087	0,844	0,173	1,105	1,105
Bentonite	СТ РК1261-04	2,500	0,0	0,0	2,500	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,374	0,0	0,0	0,374	0,374
PHPA	Ст.АНИ	0,262	0,0	0,0	0,262	0,262
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,150	0,0	0,0	0,150	0,150
PETRO DD	Ст.АНИ	0,499	0,0	0,0	0,499	0,499
KCl	ГОСТ 4234-77	7,486	15,24	4,000	26,73	26,73
KOH	ГОСТ 9285-78	0,0	0,381	0,100	0,481	0,481
NewPac PLV	Ст.АНИ	0,0	1,524	0,400	1,924	1,924
NewZan D	Ст.АНИ	0,0	0,191	0,050	0,241	0,241
Avacid 50	Ст.АНИ	0,0	0,191	0,050	0,241	0,241
Victosal HT	Ст.АНИ	0,0	2,287	0,600	2,887	2,887
Polivis PWD	Ст.АНИ	0,0	0,133	0,035	0,168	0,168
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	3,239	0,850	4,089	4,089
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	60,88	53,48	114,4	114,4
Барит	СТ РК1261-04	24,80	0,0	0,0	24,80	24,80
Примечание - Допускается применение хим.реактивов, производимых по другим стандартам, отечественных и зарубежных производителей.						



Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов
Буровые установки RIG-249, RIG-258, RIG-216, ZJ-40

Название	типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	интервал, м	
1	2	3	4	5	от (верх)	до (низ)
Вибросита	сдвоенное, Brandt	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	200
Пескоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	200	1500
Илоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	1500	2760
Дегазатор	Swaco	1	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель		
Блок приготовления раствора, включающий:				3 - 2+илоотделитель		
Центробежные насосы	Mission Magum 6x8x14	2	Ст. АНИ			
Хоперы для раствора	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНИ			
Гидроперемешиватели	Standart	7	Ст. АНИ			
Электроперемешиватели	Brandt MA-10	10	Ст. АНИ			
Центрифуга		1	Ст. АНИ	использовать при необходимости		
Хоперы на запасной емкости	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНИ			
Примечание - Возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления бурового раствора и очистки его 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	200	Бурение под кондуктор	Роторный	1	4-7*	60-100	60	15
180	1500	Бурение под техническую колонну	Роторная управляемая система (РУС (AutoTrak G3 / eXact))	2	3-9**	160/50	64,2	19
1500	2760	Бурение под эксплуатационную колонну	Роторная управляемая система (РУС (AutoTrak G3 / eXact))	3	5-13**	300/80	35	7
1500	2735	Шаблонирование и зачистка в экс колонне	Роторный	5	2-3	60-80	16	10
* осевая нагрузка для шарошечных долот ** осевая нагрузка для долот PDC и TSP								

Таблица 8.2 - Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Приме- чание
			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 PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	0	406,4	0,45	180				
	РУС (AutoTrak G3 / eXact)	0,5	279,4	4,24	1886				
	Переводник с обратным клапаном	4,7	209,6	0,92	216				
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	5,6	403,2	1,81	1000				
	Переводник MWD	7,4	209,6	0,33	78				
	Электромагнитная система MWD	7,8	209,6	7,63	1794				
	Переводник MWD	15,4	209,6	0,46	108				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	15,8	241,3	0,76	245				
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	16,6	241,3	2,43	785				
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	19,0	403,2	2,46	1000				
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	21,5	406,4x444,5	5,08	1451				
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	26,6	241,3	3,89	1256				
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	30,5	403,2	2,20	1000				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	32,7	241,3	0,56	181				
	209,6 мм ШМУ	33,2	209,6	2,24	527				
	Циркуляционный переводник	35,5	209,6	2,26	531				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	37,7	209,6	54,8	12893				
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	92,6	203,2	9,45	1950				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	102,0	209,6	54,8	12893				
Переходной переводник	156,8	203,2	1,23	269		158,1	40,2		
2	Долото PDC 12 1/4" (IADC M223)*	0,0	311,1	0,38	85				
	РУС (AutoTrak G3 / eXact)	0,4	228,6	4,17	1191				
	Переводник с обратным клапаном	4,6	209,6	0,92	216				
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	5,5	308	1,87	750				
	Переводник MWD	7,3	209,6	0,32	75				
	Электромагнитная система MWD	7,7	209,6	7,63	1794				





продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	Переводник MWD	15,3	209,6	0,46	108				
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	15,8	209,6	0,78	183				
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	16,5	234,95	2,25	686				
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	18,8	209,6	0,76	179				
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	19,5	308,0	1,83	750				
	Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат. клапаном	21,4	311,1x342,9	5,05	947				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	26,4	209,6	9,13	2146				
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	35,6	308	2,18	750				
	209,6 мм ШМУ	37,7	209,6	2,24	527				
	Циркуляционный переводник	40,0	209,6	2,26	531				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	42,2	209,6	54,84	12893				
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	97,1	203,2	9,45	1950				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	106,5	209,6	27,4	6512				
	Переходной переводник	133,9	203,2	1,23	269		135,2	32,6	
3	Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322*)	0	215,9	0,23	35				
	РУС (РУС (AutoTrak G3 / eXact)	0,2	171,5	5,04	751				
	171,5 мм гладкий приёмник	5,3	171,5	1,75	261				
	Переводник MWD	7,0	171,5	0,37	55				
	Электромагнитная система MWD	7,4	171,5	7,67	1143				
	Переводник MWD	15,1	171,5	0,47	70				
	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	15,5	209,6	1,70	340				
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	17,2	171,5	2,21	329				
	171,5 мм переводник ШМУ	19,4	171,5	1,87	279				
	Циркуляционный переводник	21,3	171,5	2,09	311				
	165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	23,4	165,1	82,26	11171				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	105,7	127	54,0	4018				
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	159,7	165,1	9,45	1250				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	169,1	127	54,0	4018				
	Переходной переводник	223,1	165,1	0,69	94		223,80	24,12	



продолжении таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Конусный фрез	0	155.6	0,4	20				
	Наддолотный переводник	0,4	120.7	0,40	28				
	120.65 мм УБТ (4.75" DC)	0,8	120.7	9,14	636				
	Переводник	9,94	120.7	0,4	28				
	Скрепер "BOWEN"	10,34	155.6	1,30	105				
	Переводник	11,64	120.7	0,4	28				
	Обратный клапан	12,04	120.7	0,8	56				
	Два колонных магнита	12,84	127	1,6	126				
	88.9 мм ТБТ (3,5" HWDP)	14,44	88.9	9,1	323				
	120.65 мм Ясс (4.75" JAR)	23,58	120.65	9,45	650				
	88.9 мм ТБТ (3,5" HWDP)	33,0288	88.9	27,4	968		60,45	3,8	
Примечания									
1 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважины, данным инклинометрии и рекомендациям бурового подрядчика, по согласованию с представителями Заказчика.									
* Допускается использование долот других типов.									



Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт, (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	Бурение, проработка	15	200	2200	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка	15	200			1
Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка	15	200	2300		1
Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка	15	200	2300		2
Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	Бурение, проработка	15	200	2300		1
Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка	15	200			1
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка	15	200			1
Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка	15	200			2
241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка	15	200			1 комплект
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка	15	200			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	15	200			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка	15	200			1
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка	15	200			1
Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)*	Бурение, проработка	200	1500	3000	Местные нормы	1
Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка	200	1500	3000		1
Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	Бурение, проработка	200	1500	3000		1
Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка	200	1500	3000		2
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка	200	1500			1
Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Бурение, проработка	200	1500			2
Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Бурение, проработка	200	1500			1
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка	200	1500			1
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка	200	1500			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	200	1500			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка	200	1500			1
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка	200	1500			1



продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322*)	Бурение, проработка	1500	2760	750	Местные нормы	1
Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Бурение, проработка	1500	2760	1200		1
Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Бурение, проработка	1500	2760			1
171,5 мм переводник ШМУ	Бурение, проработка	1500	2760			1
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка	1500	2760			1
165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	Бурение, проработка	1500	2760			1 комплект
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	1500	2760			1 комплект
165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка	1500	2760			1
165,1 мм переводник	Бурение, проработка	1500	2760			1
Конусный фрез	Шаблонирование и зачистка в 177.8мм (7") экс. колонне	1500	2760			1
Наддолотный переводник		1500	2760			1
120.65 мм УБТ (4.75" DC)		1500	2760			1 комплект
Переводник		1500	2760			2
Скрепер "BOWEN"		1500	2760			1
Обратный клапан		1500	2760			2
Колонный магнит		1500	2760			2
120.65 мм Ясс (4.75" JAR)		1500	2760			1
88.9 мм ТБТ (3,5" HWDP)		1500	2760			1 комплект
* Возможно использование долот других типов.						



Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название эле- мента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по ти- поразмеру или шифру, кг
			для прора- ботки ство- ла	для бурения расширки и отбора керна	по типо- размеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор	Долото 406,4 мм PDC 16"	IADC M223*, ст. АНИ	0,02	0,08	1	180
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,02	0,08	1	1000
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,03	0,16	2	2000
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ			1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ			1	531
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ			1	785
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ			1	527
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с клапаном	Ст. АНИ	0,02	0,08	1	1451
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ			3,89	1256
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ			1	245
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ			1	269
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Ст. АНИ			109,68	25786
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ			1	1950
Промежуточная	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4"	IADC M223*, ст.АНИ	0,04	0,43	1	85
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,09	0,87	2	1500
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,04	0,43	1	750
	Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	Ст. АНИ	0,04	0,43	1	947
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ			1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ			1	531
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Ст. АНИ			1	183
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Ст. АНИ			1	686
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ			1	527
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ			1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ			1	1950
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Ст. АНИ			91,39	21552



продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	Долото 215,9 PDC 8 1/2"	IADC M 322* ст. АНИ	0,17	1,68	1	35
	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Ст. АНИ	0,11	1,05	1	340
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Ст. АНИ			1	329
	171,5 мм переводник ШМУ	Ст. АНИ			1	279
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ			1	311
	165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	Ст. АНИ			82	11171
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ			1	1250
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	Ст. АНИ			108,00	8035
	165,1 мм переводник	Ст. АНИ			1	94
Шаблонирование и зачистка в 177.8 мм (7") экс. колонне	Конусный фрез	Ст. АНИ	1		1	20
	Наддолотный переводник	Ст. АНИ	1		1	28
	Переводник	Ст. АНИ	1		1	28
	Скрепер "BOWEN"	Ст. АНИ	1		1	105
	Обратный клапан	Ст. АНИ	2		2	56
	120.65 мм Ясс (4.75" JAR)	Ст. АНИ	1		1	650
* Возможно использование долот других типов.						
** Альтернативный вариант использования шарошечного долота.						



Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) ма- териала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 139.7 (5.5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ	139.7	10.54	TSS - 105	XT54	2760	есть
СБТ 88.9 (3.5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ	88.9	9.35	G - 105	NC 38	2760	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 клинях, м	Номер секции буровой колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика буровой 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	0	1500	1500	1	СБТ (DP)	139.7	TSS - 105	10.54	ХТ54	1406	55,9	88,5	3,01	>3
Разбуривание цемента, башмака, бурение	0	2760	2760	1	СБТ (DP)	139.7	TSS - 105	10.54	ХТ54	2568	102,1	126,3	2,24	>3
Шаблонирование и зачистка в экс колонне	0	2760	2760	1	СБТ (DP)	88.9	G - 105	9.35	NC 38	2700	59,5	63,3	2,54	>5



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

Название обсад- ной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефи- цит длины труб на ин- терва- ле, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наруж- ный ди- аметр, мм	марка (груп- па про- чности) мате- риала	толщи- на стен- ки, мм	тип замкового соединения (присоедини- тельной резь- бы)		теоре- тичес- кая	с плю- совым допус- ком	с нор- матив- ным запа- сом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	200	УБТ 209.6 (8 1/4" DC)	209.55	AISI 4145 H	69.055	NC-61	54,8	12,5	13,0	-
			СБТ 139.7 (5.5" DP)	139.7	TSS - 105	10.54	XT54	140	5,57	5,8	-
Промежуточная	0	1500	СБТ 139.7 (5.5" DP)	139.7	TSS - 105	10.54	XT54	1365	54,3	56,5	-
Эксплуатационная	0	2760	165,1 УБТ (6 1/4" DC)	165,1	AISI 4145 H	46,85	NC-50	82	11,2	11,6	-
			ТБТ 127 (5" HWDP)	127	AISI 4145 H	25.4	NC - 50	108	8,0	8,4	-
			СБТ 139.7 (5.5" DP)	139.7	TSS - 105	10.54	XT54	2536	100,89	104,9	-
Шаблонирование и зачистка в экс колонне	0	2760	ТБТ 88.9 (3,5"HWDP)	88.9	AISI 4145 H	15.9	NC - 38	36,6	1,3	1,3	-
			СБТ 88.9 (3.5" DP)	88.9	G-105	9.35	NC - 38	2700	59,5	61,9	-



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	2760	Бурение, спуск 177.8 мм (7") эксплуатационной колонны	5	6



Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (бурение, прора- ботка, промывка и т.д.)	Тип буро- вых на- сосов	Коли- чество насо- сов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производи- тельность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффици- ент исполь- зования гидравли- ческой мощности	диаметр цилин- дровых штулок, мм	допус- тимое давле- ние, МПа	коэффи- циент напол- нения	число ходов в мин	произво- дитель- ность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
БУ-249/258 или ZJ-40											
0	200	Бурение роторным способом под кондуктор	F - 1600	2	0.9	152.4 (6")	33,45	1	108	30	60
200	1500	Бурение забойным двигателем под техническую колонну	F - 1600	2	0.9	152.4 (6")	33,45	1	115	32,1	64,2
1500	2760	Бурение забойным двигателем под 177,8 мм эксплуатационную колонну	F - 1600	2	0.9	127 (5")	35,89	1	91	17,5	35,0
1500	2735	Шаблонирование и зачистка в экс колонне	F - 1600	1	0.9	127 (5")	35,89	1	83	16	16



Таблица 8.10 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
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	200	Бурение роторным способом под кондуктор	4,17	1,33	-	0,16	0,00	0,84
						1,49	0,01	
						0,32	0,01	
						1,97	0,03	
180	1500	Бурение забойным двигателем под техническую колонну	20,59	4,99	6,12	0,21	0,01	1,03
						3,13	0,03	
						4,79	0,29	
						8,13	0,32	
1500	2760	Бурение забойным двигателем под 177.8мм эксплуатационную колонну	15,55	2,33	6,12	0,3	0,09	0,34
						1,4	0,10	
						2,8	1,97	
						4,6	2,16	
1500	2735	Шаблонирование и зачистка в экс колонне	11,87	1,49		0,20	0,07	0,08
						8,46	1,57	
						8,66	1,64	



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	200	Бурение роторным способом под кондуктор	0,61	0,046	Комбинированная	41,3	3	15,9	31	141
200	1500	Бурение забойным двигателем под техническую колонну	1,22	0,085	Периферийная		7	14,3	57	582
1500	2760	Бурение забойным двигателем под 177,8 мм экс колонну	1,90	0,096	Периферийная		7	12,7	39	146
1500	2735	Шаблонирование и зачистка в экс колонне	1,44	0,084	Периферийная		4	12,7	32	43,5

НОРМЫ
на механическое бурение скважин на месторождении 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. + мел + юра N+Q+K+J	Мягкие, средние, твёрдые	0	200	406.4	1200	15
Юра + триас (экран А, коллектор I, экран В) J+T	Мягкие, средние, твёрдые	200	1 500	311.1 PDC	2200	19
Триас (экран В, коллектор II, экран С, коллектор III, водо-упор I) + верхняя пермь (татарский ярус) T+P ₂ t	Средние, твёрдые	1500	2760	215.9 PDC 215.9/101.6 PDC	1200 55	7 1



9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважин обсадными колоннами следует производить в соответствии с требованиями Единых технических правил [5], «Методикой по креплению нефтяных и газовых скважин» [48], «Инструкцией по испытанию скважин на герметичность» [26] 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.

Исходные данные для расчетов колонн приняты согласно геологической части проекта, а также разделов 7 и подраздела цементирования.

9.2 Выбор обсадных труб

Проектная скважина контрольно-наблюдательная с возможным переводом в нагнетательную.

Конструкция скважины и обсадные трубы приняты с учётом опыта пробуренных скважин группы РП. Для предупреждения коррозии эксплуатационной колонны и НКТ предусмотрены специальные жидкости (Подраздел 7.1.2.2.)

В соответствии с вышеприведенным приняты следующие обсадные трубы:

- для кондуктора К-55 с толщиной стенки 12,19 мм, соединениями АНИ;
- для промежуточной колонны L-80 с толщиной стенки 11,05 мм, соединением Premium;
- для эксплуатационной колонны - Т-95, Тип 1 с толщиной стенки 11,51 мм, соединением Premium.

Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обозначение	Колонна
			Промежуточная
1	Диаметр колонны, мм	Dk	244,5
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	311,1x342,9
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0
		L	1500
4	Удельный вес, гс/см ³ :		
	- цементного раствора;	Уц	1,68 *
	- бурового раствора;	Убр	1,29
	- опрессовочной жидкости;	Уж	1,21
	- жидкости в колонне при НГВП;	Ув	
	- внутреннее избыточное давление;		
	- наружное избыточное давление;		
	- пластовой воды (п.2.8 [19]).	Угс	1,10
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)	280	29
		750	77
		1500	167

* - средняя плотность цементного раствора.



Промежуточная колонна
Наружное давление, кгс/см²

При бурении интервала 1500-2760 м НГВП не ожидаются. У прогнозируемых поглощений статический уровень ниже устья не снижается, поэтому наружные избыточные давления незначительны и рассчитаны только для процесса цементирования.

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0.1(Y_{ц} - Y_p) * Z$	0
180		7
520		20
1125		44
1315		51
1500		58,5

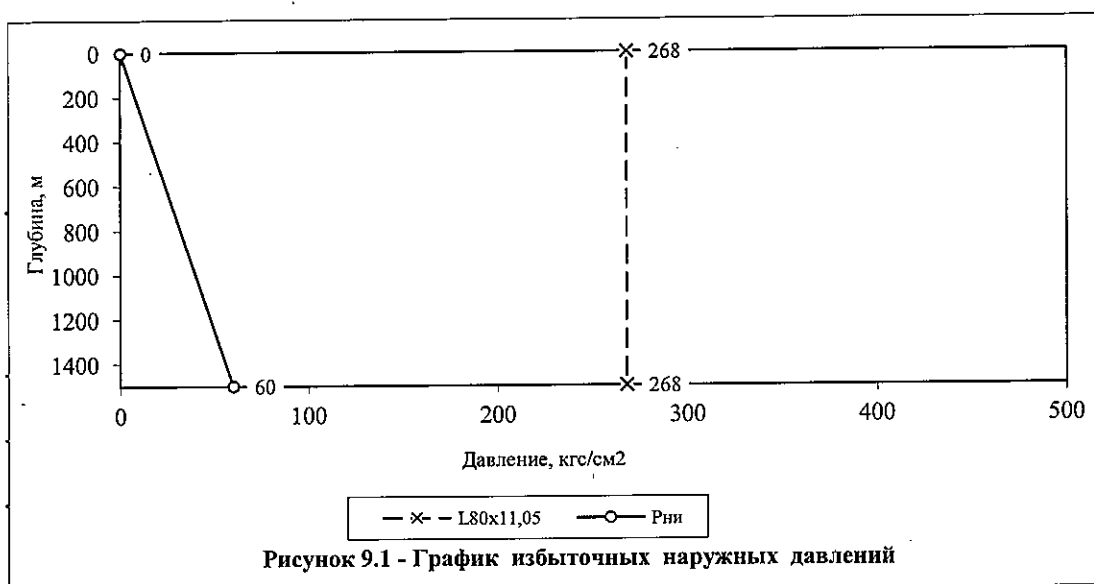


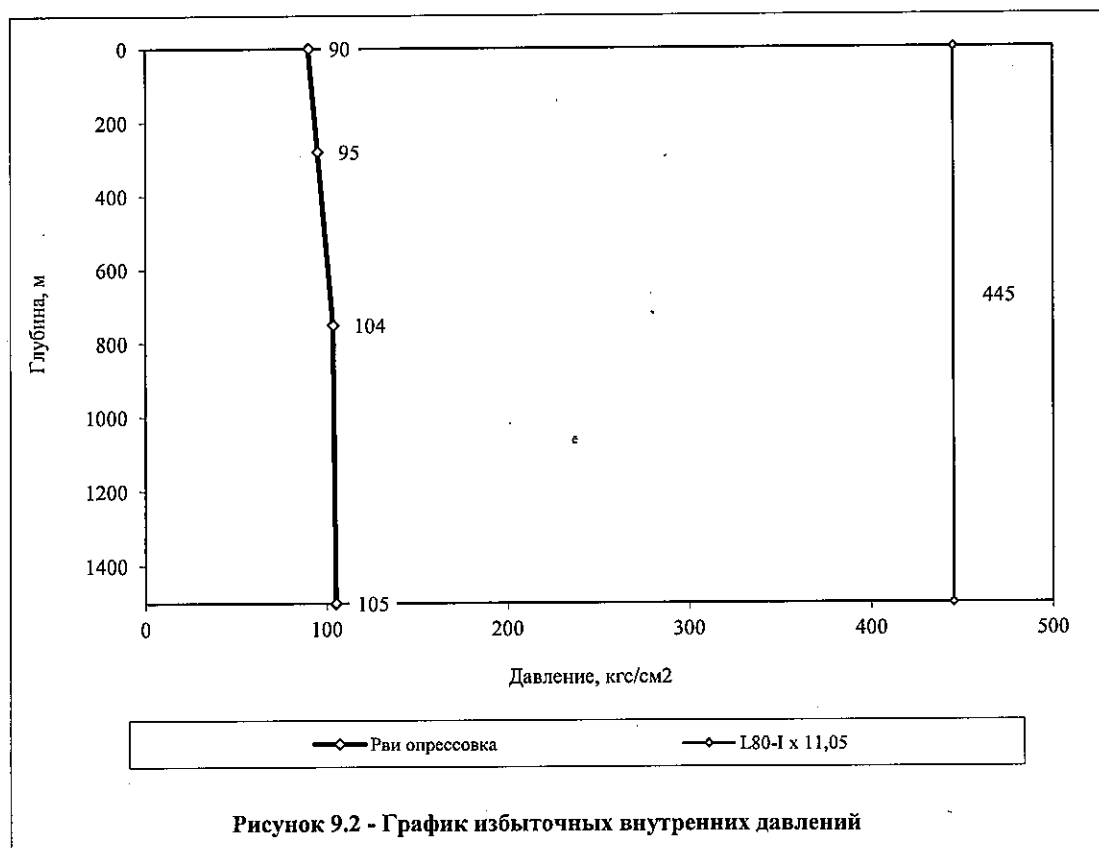
Рисунок 9.1 - График избыточных наружных давлений

Внутренние давления**Максимальные внутренние давления.**

При бурении интервала 1500-2760 м НГВП не ожидаются. Для повышения надежности предусмотрена опрессовка 244,5 (250,8 мм) промежуточной колонны (Техническое задание на проектирование). Давление опрессовки принято согласно таблицы 2.1 равным 90 кгс/см²

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
устье		90	
		Опрессовка	
0		90	
280	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 Y_{жZ} - P_{пл}$	95	
750		104	
1500		105	



Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обозначение	Колонна
			Эксплуатационная
1	Диаметр колонны, мм	Dk	177,8
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	215,9
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0
	-низ	L	2760
4	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Уц	1,74
	-бурового раствора,	Убр	1,25
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,01
	-жидкости в колонне	Ув	1,18
	- пластовой воды (п.2.8 [19])	Угс	1,10
		Уосв	1,18
5	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	0
		H	700
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²
6	Пластовые давления (за колонной)	700	72
		1500	180
		2760	331



Эксплуатационная колонна

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатич.	Горное	Расчетное
0		0		0
700	72	77		77
1500	180	176		180
2760	331	323		331

Внутренние давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0		0
700		0
1500	$P_{вз}=0,1 \cdot Y_b \cdot (z-H)$	0
2760		0

Наружные избыточные давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	0
700		77
1500		180
2760		331

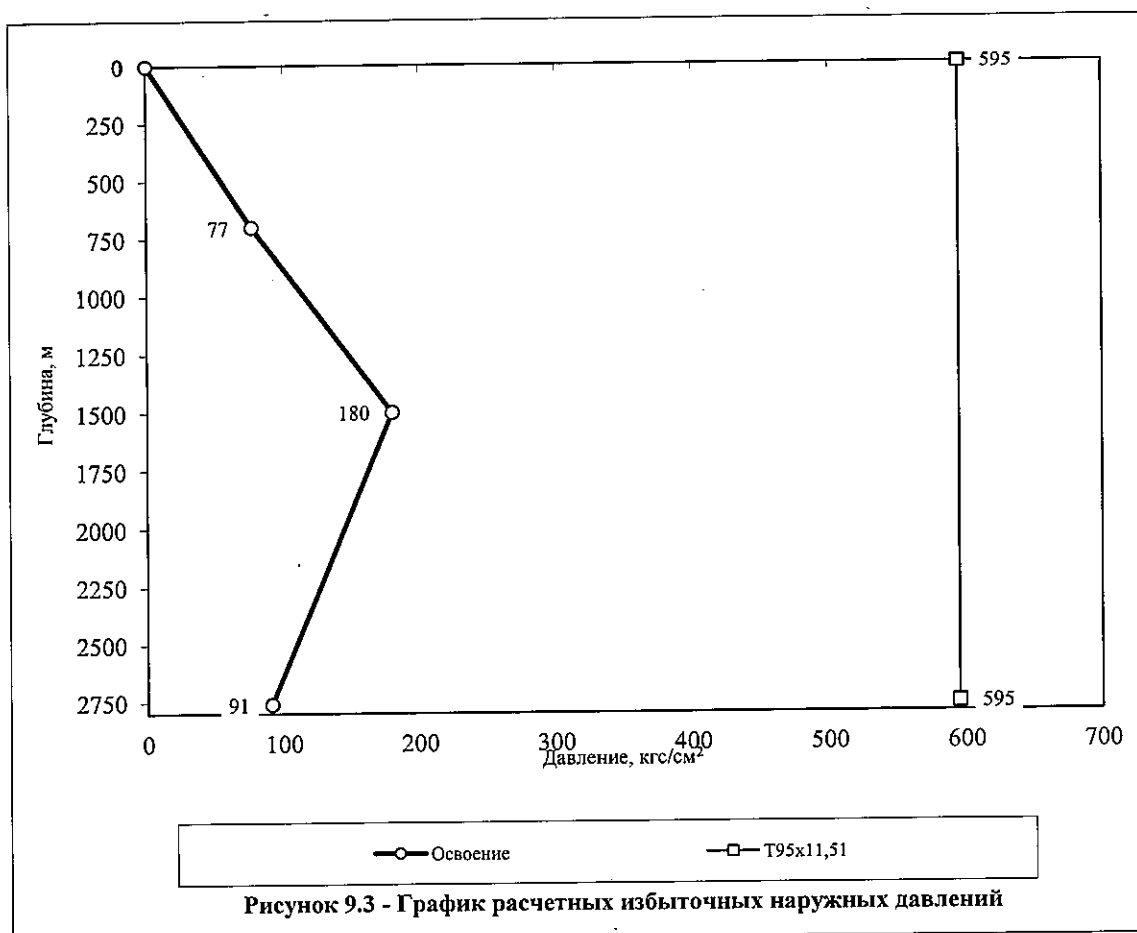
Наружные избыточные давления (цементирование)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \cdot (Y_{ц} - Y_p) \cdot Z$	0
700		34
1500		74
2760		135

Расчетные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \cdot (Y_{ц} - Y_p) \cdot Z$	0
700		79
1500		81
2760		91





Внутренние давления

Максимальные внутренние давления.

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
		Эксплуатация (нагнетание)
устье	$P_y = 124 \text{ кгс/см}^2$	124
	Таблица 4.25 настоящего	
	Проекта	
		Опрессовка
0	$P_{y.op} = 1.1 \cdot P_z$	136
700	$P_{ви} = P_{y.op} + 0.1 \cdot \gamma_{ж} Z - 0.1 \cdot \gamma_{гс} Z$	130
1500		123
2760		112

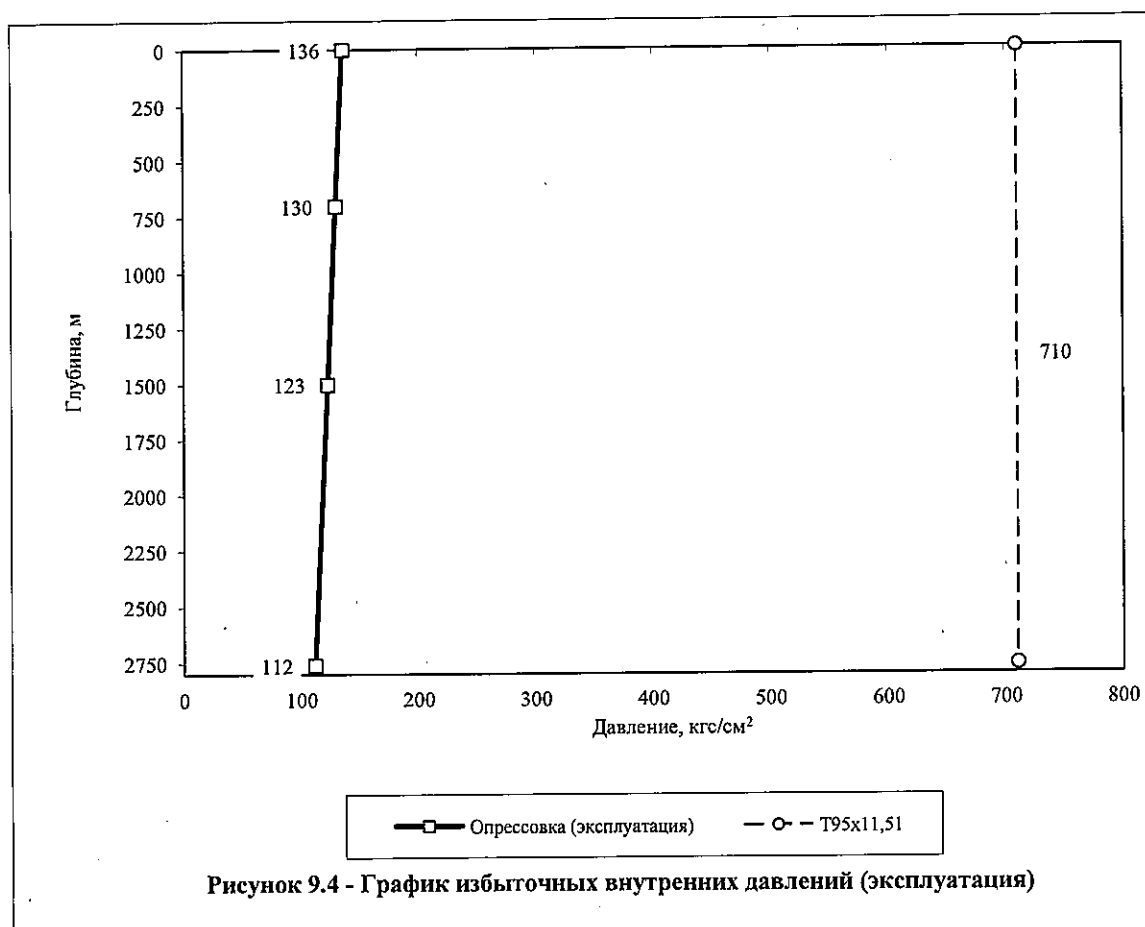




Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

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	1,18	
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,21	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,01	

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, кг/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Промежуточная	1	0	1500	0	60	90	116
3	Эксплуатационная	1	0	700	0	77	136	130
			700	1500	77	180	130	123
			1500	2760	180	91	123	112



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
339,7	5 СТ API	Резьба АНИ	К-55	12,19	да
244,5	5 СТ API	Premium	L80	11,05	да
177,8	5 СТ API	Premium	T95	11,51	да
Примечание - Допускается применение соединений других фирм с аналогичной характеристикой. Типоразмеры обсадных труб приняты по опыту бурения скважин серии РП.					

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	200	200	20,24	20,24	339,7	Резьба АНИ	К-55	12,19	>1.00	>1.15	>1.75
2	1	1	0	1500	1500	97,09	97,09	244,5	Premium	L80	11,05	4,47	3,84	4,6
3	1	1	0	2760	2760	131,42	131,42	177,8	Premium	T95	11,51	3,31	5,22	3,0

Примечания

1

Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии, что их прочность не ниже проектной;

2

В случае несоответствия фактических исходных геологических данных проектным необходима корректировка компоновок обсадных колонн.



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
Резьба АНИ	К-55	20,24	21,25	22,31
Premium	L80	97,09	101,95	107,04
Premium	T95	131,42	137,99	144,89



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	Кондуктор	1	339.7 мм ($13\frac{3}{8}$ ") колонный башмак с обратным клапаном и гнездом для стыковки с цементирующей колонной бурильных труб, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10	280		200	1	1	280
			339.7 мм ($13\frac{3}{8}$ ") центраторы**, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10D	24	188 0	200 188	2 16	18	432
2	Промежуточная колонна	1	244.5 мм ($9\frac{5}{8}$ ") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API	120		1500	1	1	120
			244.5 мм ($9\frac{5}{8}$ ") муфта для посадки цементирующей пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10F	57		1476	1	1	57
			244.5 мм ($9\frac{5}{8}$ ") центраторы** модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10D	12	1476 0	1500 1476	3 41	44	528
			Пробки продавочные: верхняя пробка, нижняя пробка модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10	20 15			1 1	1 1	20 15



продолжение таблицы 9.6

продолжение таблицы 9.0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Эксплуатационная колонна	1	177.8 мм (7") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10	60		2760	1	1	60
			177.8 мм (7") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10F	30		2724	1	1	30
			177.8 мм (7") центраторы**, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10D	10	2724 1500 0	2760 2724 1500	4 34 27	65	650
			Пробки продавочные: верхняя пробка, нижняя пробка, модель фирмы Halliburton*	Стандарт API 10	8 6			1 1	1 1	8 6
* - допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям стандартов API; ** - количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований для обеспечения степени центрирования не менее 80%.										



Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, 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	Кондуктор	1	Элеватор, спайдер элеватор	P-2 МВП	ТУ 38-101-332-76	0	200	0.25-0.2	180				
2	Промежуточная	1	Элеватор, спайдер элеватор	P-2 МВП	ТУ 38-101-332-76	0	150	0.7-0.5	1500	*	100	1 цикл	35
						150	1300	0.4-0.3			500	1 цикл	35
						1300	1500	0.25-0.2			800	1 цикл	35
											Далее через 250 м		
3	Эксплуатационная	1	Элеватор, спайдер элеватор	P-402	ТУ 38-101-708-78	0	1400	0.6-0.5	2760	*	750	1 цикл	25
						1400	2000	0.5-0.3			1100	1 цикл	25
						2000	2300	0.4 - 0.3			1450	1 цикл	25
						2300	2760	0,25-0,20			1700	1 цикл	25
Примечания *- При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: -промежуточная колонна - 300 м; - эксплуатационная - 550 м. 1 Частоту промежуточных промывок следует утонять в соответствии с фактическим состоянием ствола скважины; 2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008 [17].													



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 установившейся пакеры, 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	Кондуктор	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	79
1	Промежуточная	1	*	1,21	**	90	***	-	****	****	1	122
2	Эксплуатационная	1	*	1,01	**	136	**	-	****	****	1	143

Примечания:

- * - Все обсадные колонны цементируются до устья, поэтому их натяжение не предусмотрено;
 - ** - Испытание на герметичность цементного камня и горных пород под башмаком эксплуатационной колонны инструкцией [26] не предусмотрено.
 - *** - При бурении интервала 1500-2760 м НГВП не ожидаются, однако в любом случае давление у башмака промежуточной колонны не должно превышать давления гидроразрыва с коэффициентом безопасности 0.95, т.е. $P_{вЛ} = 0.95 \cdot 0.185 \cdot 1500 = 263 \text{ кгс/см}^2$. Величину $K_{гр}$ следует уточнить по результатам замеров и исследований.
 - **** - опрессовка колонн частями с применением пакера не предусмотрена.
- 1 Если эксплуатационная колонна выдержит испытание опрессовкой провести проверку её герметичности снижением уровня на 1000м в соответствии с таблицей 2 [26].
 - 2 В соответствии с рекомендациями Инструкции [26, пункт 1.15] при устьевых давлениях свыше 100 кгс/см² следует производить опрессовку устьевой части эксплуатационной колонн и устьевого оборудования газом. Опрессовка может производиться:
 1. Компрессором соответствующего давления;
 2. С использованием системы газонагнетательных трубопроводов;
 3. В соответствии с п. 2.5.5 "Инструкции по испытанию скважин на герметичность" [26]:
 - закачать компрессором азот с понижением уровня воды в затрубном пространстве до 100 м, создать давление на устье в затрубном пространстве 132 кгс/см²;
 - закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном необходимом давлении на устье при этом глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.



9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер 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	Кондуктор	прямой	1	0	200	-	-	12	Тампонаж-1 Тампонаж-2	0 150	150 200
2	Промежуточная колонна	прямой	1	0	1500	-	-	24	Тампонаж-1 Тампонаж-2	0 1100	1100 1500
3	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	2760	-	-	36	Тампонаж-1 Тампонаж-2	1400 2200	2200 2760



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, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт ²	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор	1	1	Буферная	6,4	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1**	17,4	1,50	<1	н/р	18-20	20-25	210	24
				Тампонажный-2**	6,1	1,90	0	<500	30-32	23-25	180	24
				Продавочная	1,8	1,00	-	-	-	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	12,7	1,55	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1**	68,3	1,60	<1	н/р	20	20-22	270	24
				Тампонажный-2**	26,1	1,90	0	<250	60-80	23-25	270	24
				Продавочная***	59,1	1,21	-	0	20-25	25-30	-	-
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	12,7	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1**	37,0	1,60	0	<250	20	20-22	300	24
				Тампонажный-2**	23,7	1,90	0	<50	60-80	23-25	300	24
				Продавочная***	54,3	1,29	-	0	20-25	25-30	-	-
* - Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ);												
** - объемы тампонажных растворов взяты с учетом коэффициента кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;												
*** - буровой раствор.												

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	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	976,6
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	24,3
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	732,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	14,7
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	29,3
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	767,4
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	13,2
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная	Вода техническая	1,00	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	786,1
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	2,3
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4,20	-	-	785,0
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	24,3
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	879,1
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	3,5
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	13,2
					Понизитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	9,7
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	4,4
					Понизитель вязкости (CD-33)	1,25	-	-	1,8
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	720,9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,8
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	2,6
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	1,3
					Понизитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	2,6
					Понизитель вязкости (CD-33)	1,25	-	-	5,3
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная	Буровой раствор	1,21	-	-	-





продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	976,6
					Полимер/ПАВ (Ultra Flush II)	1,60	-	-	1,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	1,4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	36,4
					Цемент G (HSR)	3,18	-	-	879,1
				Тампонажный-1	Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	9,7
					Хлористый кальций CaCl_2 (A-7)	2,15	-	-	3,5
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	13,2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	4,4
					Понижитель вязкости (CD-33)	1,25	-	-	1,8
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	720,9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,8
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	1,3
					Хлористый калий KCl (A-9)	2,71	-	-	26,4
					Понижитель водоотдачи (FL-25)	1,28	-	-	13,2
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	4,0
					Понижитель вязкости (CD-33)	1,25	-	-	5,3
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	2,7
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная	Буровой раствор	1,29	-	-	-



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 цементировочной 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 кондуктора	Буферная	ВJ	закачка	1	114,3		10,6			6,4	10	10
				Тампонаж-1	Расemaker Model 35-8-5	затворен.	1	114,3		10,6			17,4	27	27
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		8,0			17,4	37	64
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		8,0			6,1	13	77
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		5,3			6,1	19	96
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		11,0	1,8	6	101
2	1	1	Цементирование промежуточной колонны	Буферная	ВJ	закачка	1	114,3		21,2			12,7	10	10
				Тампонаж-1	Расemaker Model 35-8-5	затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	20
				Сброс пробки										5	25
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		13,3			68,3	86	111
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	131
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		13,3			26,1	33	164
				Сброс пробки										5	169
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		26,5			57,1	36	205
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		72,3	2,0	6	211
3	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Буферная	ВJ	закачка	1	114,3		21,2			12,7	10	10
				Тампонаж-1	Расemaker Model 35-8-5	затворен.	1	114,3		13,3			37,0	47	47
				Сброс пробки										5	52
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		13,3			37,0	47	99
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	119
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		13,3			23,7	30	149
				Сброс пробки										5	154
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			52,3	41	196
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		62,9	2,0	6	202

Примечание - В процессе цементирования осуществляется контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции. Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Halliburton, Schlumberger и др.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.



Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	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	200	4,5	BJ Pacemaker Model 35-8-5	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	
2	1	1	0	1500	4,5	BJ Pacemaker Model 35-8-5	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	
3	1	1	0	2760	4,5	BJ Pacemaker Model 35-8-5	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	



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-тирова-ния	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			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6				7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	200	отсутствуют				BJ 600ST	1	-	1	АЦН-20	2	1	1	-
2	1	1	0	1500	отсутствуют				BJ 600ST	4	1	3	АЦН-20	5	2	3	-
3	1	1	0	2760	отсутствуют				BJ 600ST	3	1	2	АЦН-20	3	1	2	-



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	3	
1	2	3	4	5	6
1	Цементировочный агрегат BJ Pacemaker Модель 35-8-5*	1	1	1	3
2	Цементовоз BJ 600 ST*	1	4	3	8
3	Осреднительная ёмкость BJ Services Bath Tank*	1	1	1	3
4	Автоцистерна*	2	5	3	10
* - допускается использование цементировочной техники других фирм-производителей: Halliburton, Schlumberger и др.					



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	3	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Цемент класса G(HSR)*	API 10A	т	21,8	99,2	66,9	187,9
2	Хлористый кальций (А-7)**	фирма-изготовитель ВJ**	кг	345,1	318,4	134,0	797,5
3	Облегчающая добавка (А-2)**	- " -	кг	525,8	928,1	502,4	1956,4
4	Понизитель водотдачи (FL-25)**	- " -	кг	-	-	321,3	321,3
5	Понизитель водоотдачи (FL-52)**	- " -	кг	-	822,4	368,4	1190,8
6	Понизитель вязкости (CD-33)**	- " -	кг	-	265,5	195,5	461,0
7	Замедлитель схватывания (R-3)**	- " -	кг	-	344,8	199,6	544,4
8	Хлористый калий KCl (А-9)**	- " -	кг	-	-	642,5	642,5
9	Пеногаситель (FP-21L)	- " -	кг	43,4	259,3	166,5	469,1
10	Расширяющаяся добавка (EC-1)	- " -	кг	-	70,9	96,4	167,3
12	Поверхн.активное в-во (MCS-A)	- " -	кг	159,1	318,3	477,2	954,6
13	Полимер (GW-22)	- " -	кг	-	29,9	-	29,9
14	Дисперсант (US-40)	- " -	кг	-	-	18,7	18,7
15	Полимер/ПАВ (Ultra Flush II)	- " -	кг	-	-	15,0	15,0
16	Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	- " -	т	-	10,3	-	10,3
17	Вода техническая для затворения	-	м ³	18,6	70,9	44,5	133,9
18	Вода техническая для буфера	-	м ³	6,8	11,0	13,7	31,5
19	Всего воды	-	м ³	25,4	81,9	58,1	165,4

* - допускается использование цемента марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки "С" других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;

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

*** - для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента К=1.05, для хим. реагентов - К=1.03, для воды затворения К=1.1 [17].



9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и пртивовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обязки 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, т	
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	Кондуктор		-	-	Дивертерная установка Hydril MSP 2 М - 21 1/4" (540 мм x 140 кгс/см ²) * в т.ч. : дивертер Hydril MSP 2М - 21 1/4" дивертерная катушка 10" отвод с шаровым краном	API 16A	1 1 1 2	140	9,98	
2	Промежуточная колонна 244.5 мм	67	90	-	Кольцевой превентор Hydril 13 ⁵ / ₈ " сдвоенный плащечный превентор Cameron "U" 13 ⁵ / ₈ " одинарный плащечный превентор Cameron "U" 13 ⁵ / ₈ " (Аналог ОП67-350/80 x 70K2 ГОСТ 13862-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных линия дросселирования 100 мм блок дросселирования линия глушения 50 мм	API 16A	1 1 1 1 1 1 1 1 1	350 700 700 700 700 700 700 700	6,36 4,41 3,13	13,9
3	Экс. Колонна		136	-	Фонтанная арматура Cameron/Breda	API 6A	1	700	3,31	
			136	-	Колонная головка Cameron/Breda 13 ³ / ₈ " x 9 ⁵ / ₈ " x 7"	API 6A	1	700	2,85	
* Согласно инструкции завода-изготовителя он не предназначается для герметизации устья и создания противодавления, потому опрессовка не требуется Примечания: 1. Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки. 2. Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения.										



10. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

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

Номер объекта испытания (см.табл. 10.1)	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зумпфа, м	Диаметр долота для бурения под зумпф, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пласт-тов	количество, шт. испытателей пласт-тов	пакет-ров	Шифр пакет-ра	Тип проб-отбор-ника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, кгс/см ²	депрессия, передаваемая на пласт, кгс/см ²	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч			диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	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 отбираемых проб, шт.	продолжительность работы, сут	количество выездов 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 прочности		
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м, кг		теорети- ческая	с учётом				
		от (верх)	до (низ)								плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода	на растя- жение	на избыточное давление	наруж- ное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1780	1800	114,3 (4 1/2")	TSH- Blue DPLS	T95.1	7,37	20,09	20	0,4	0,4		390,37	>1.15	>1.32
		0	1780	114,3 (4 1/2")			7,37	20,09	1780	35,8	37,0		3,21	>1.15	>1.32

Примечания

- 1 Пакер на глубине 1780 м. Возможна корректировка глубины по результатам ГИС и программе заказчика.
- 2 Коэффициент запаса прочности рассчитан с учетом усилия натяжения, равного 12,7 тонн, для освобождения пакера.
- 3 Допускается применение аналогичных НКТ в соответствии с программой заканчивания скважины, составленной заказчиком.





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

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости									
			название или тип	объем порции, м ³	плотность, г/см ³	пластическая вязкость, сП	Динамическое напряжение сдвига, мгс/см ²	Составляющие компоненты				
	от (верх)	до (низ)						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	Подготовительные работы перед испытанием объекта	местные нормы		
	Перфорация обсадной колонны	-"-		
	Вызов притока	-"-		
	Освоение, очистка и гидродинамические исследования	-"-		5,0
2	Перфорация обсадной колонны	местные нормы		
	Вызов притока	-"-		
	Освоение, очистка и гидродинамические исследования	-"-		
	Определение приемистости	-"-		5,0



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	Смена бурового раствора на перфорационную жидкость	3 ЦА-400 Coil tubing	1	ЕНВ §§ 29, 30	2,69
	Опрессовка ФА и нагнетательной линии	АН -700	1	ЕНВИ § 17	1,74
	Проверка герметичности пакера опрессовкой	3 ЦА-400	1	ЕНВИ § 86	2,30
Примечание - Допускается продолжительность работы агрегатов, их количества и типов (моделей) 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	Перфорационная жидкость, объем		м ³	13,0
	состав:			
	Вода - основа перфорационной жидкости	Местный	т	11,4
	CaCl ₂ - для обеспечения необходимой плотности	Ст. АНИ	т	4,2
	NewZan-D - структурообразователь	Ст. АНИ	кг	64,8
	Petro DD - поверхностно-активное вещество	Ст. АНИ	кг	6,5
	NaOH - для поддержания pH	Ст. АНИ	кг	13,0
	Надпакерная жидкость плотностью 1,00 г/см ³ , объем:		м ³	17,3
	состав:			
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	т	17,2
	Incopr - ингибитор коррозии	Ст. АНИ	кг	86,3
	Avacid 50 - бактерицид	Ст. АНИ	кг	17,3
	Вода для смены перфорационной жидкости и бурового раствора	Местный	м ³	60,0
Примечания 1 Перфорационную жидкость закачать в интервал перфорации плюс 200 м, продавить ее буровым раствором, которым вскрывали пласт коллектор, разбавленным до плотности 1.24 г/см³. 2 При необходимости увеличения плотности надпакерной жидкости производить ввод солей NaCl или CaCl₂. 3 В качестве запасного варианта надпакерной жидкости допускается использовать буровой раствор на основе «Saraline» после дополнительной очистки его от твердой фазы и обработки согласно разделу 7.2 Проекта.				



Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность отработки, час	Диаметр штуцера, мм	Расход газа, тыс. м3	Расход нефти и конденсата, м3
1	2	3	4	5
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, м	Время механического бурения между очередными проверками, сут.	Тип контролируемых буровых труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная колонна 244.5 мм	1500	30	СБТ 127	989	Трубные резьбы СБТ, УБТ и переводники	2,4	44,7
		30	УБТ 209.6	18		2,4	0,8
Эксплуатационная колонна 177.8 мм	2760	30	СБТ 127	1059	Трубные резьбы СБТ, УБТ и переводники	2,4	47,9
		30	н/м БТ 158.8	3		2,4	0,1
		30	ТБТ 127	45		2,4	2,0



Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обса- дной колонны	Название контролиру- емого объекта	Глубина сква- жины при про- ведении опера- ции, м	Используемая для вы- полнения операции техника		Максимальное давление, созда- ваемое агрега- тами при опрессов- ке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжитель- ность проведе- ния операции, ч
			тип (шифр)	количе- ство, шт			
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная колонна 244.5 мм	Промежуточная колонна совместно с ПВО	1500	35-8-5/PSM	1	90	ЕНВБ §109	1,35
Эксплуатационная колонна 177.8 мм	Эксплуатационная колонна	2760	35-8-5/PSM	1	136	ЕНВБ §112	1,53
	Фонтанная арматура Breda с колонной головкой Cameron	2760		1	136	ЕНВИ §17	1,74
Примечания 1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями; 2 До установки оборудования на устье скважины производится опрессовка на давление, предусмотренное паспортом, а после окончания монтажных работ на устьевой площадке производится испытание и опрессовка устьевого оборудования скважины на давление опрессовки эксплуатационной колонны, с участием АСС, с составлением акта приемки. Время опрессовки не менее 10 минут.							

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

- грузоподъемность,
- монтажеспособность,
- экономичность эксплуатации,
- уровень механизации рабочих процессов,
- экологичность,
- мобильность

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 2760 м, при максимальном весе бурильной колонны - 126,3 т и обсадной колонны - 131,4 т, а так же исходя из наличия буровых установок у бурового Подрядчика, выбраны буровые установки RIG-249, RIG-258 грузоподъемностью 650 т., буровая установка RIG-216 грузоподъемностью 521 т и буровая установка ZJ-40 грузоподъемностью 225 т грузоподъемностью 225 т

При испытании скважины, где не требуется большая грузоподъемность и задействовать тяжелые БУ нерационально, планируется использовать установку коилтьюбинга, обеспечивающую нормальное проведение работ по испытанию.

Буровое оборудование скомпоновано, 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 шламоборники с последующим вывозом к месту захоронения.

Возможно использование других буровых установок с характеристиками не ниже проектных.

Таблица 12.1 - Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ с указанием шифра или характеристики)	Единицы измере- ния	Номер варианта подгото- витель- ных работ	Номера скважин по варианту подготови- тельных работ	Коли- чество
1	2	3	4	5	6
1	Водопровод из труб d - 100-127 мм	100 м	-"	РП-9	0,5
2	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	-"	-"	-"	2
3	Топливопровод, из труб d-25-50 мм (подача к агрегатам)	-"	-"	-"	0,2
4	Задвижки (вентили) d-25-50 мм на топливopровод в ящиках (колодцах)	шт.	-"		2
5	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар, горячий воздух)	100 м	-"	-"	1,6
6	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	-"	-"	-"	1,6
7	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	-"	-"	2
8	Ящики деревянные (колодцы) для задвижек и гидрантов	-"	-"	-"	4
9*	Низковольтная осветительная линия: - кабель на металлических стойках	100 м	-"	-"	0,5
Примечание - Строительство площадки под буровой станок и оборудование, подъездная и аварийная дороги, земляные гидроизолированные ёмкости на концах отводов для сбора и сжигания выходящего из скважины флюида при управляемом аварийном выбросе во время бурения, очистке и освоении скважины, осуществляются по отдельному проекту. * Допускается установка опор из другого материала.					



Таблица 12.2 - Варианты строительных и монтажных работ

№ варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
2	РП-9	Rig 249, Rig 258, Rig 216, ZJ-40*	Дизель-электрический	Вариант 2 - повторное
Примечание - Любая из указанных буровых установок может работать на скважине по усмотрению Заказчика. * - допускается использование буровых установок с аналогичными характеристиками				





Таблица 12.1 - Спецификация бурового и силового оборудования станков RIG 249, RIG 258

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Коли- чество	Примечание
1	2	4	5	6	7
	Буровая установка максимальная грузоподъемность 650 т	комплект	2	1	
	1 Вышечный блок:				
1.1	Вышка PARCO Cantilever высотой 47.5 м, г/п 680 т	комплект	2	1	
1.2	Балкон с площадкой для верхового рабочего	комплект	2	1	
1.3	Люлька-поемник для персонала	комплект	2	1	
1.4	Подвышечное основание типа Parco грузоподъемностью 975 т	комплект	2	1	
1.5	Верхний привод Canrig 1165E, г/п 650 т с электроприводом GE 752 Vercicle	комплект	2	1	
1.6	Кронблок Derrick Services, г/п 680 т	комплект	2	1	
1.7	Талевый блок Idesco 750, г/п 750 т	комплект	2	1	
1.8	Крюкоблок 5750 BJ Dynaplex г/п 750 т	комплект	2	1	
1.9	Вертулюг LC-650 Continental-Emsco г/п 650 т	комплект	2	1	
2.0	Подъемный лебедка на площадке верхового Ingersol Rand	комплект	2	1	
	2 Лебедочный блок:				
2.1	Буровая лебедка Garner Denver 3000 л.с.	комплект	2	1	
2.2	Привод лебедки - тяговые электродвигатели EMD-79 DC, 1000 л.с. каждый	комплект	2	3	
2.3	Главный тормоз ленточного типа.	комплект	2	1	
2.4	Вспомогательный тормоз модель: 7838 Baylor	комплект	2	1	
2.5	Ротор Emsco B-37 ¹ / ₂ ", г/п 700 т. Привод от независимого тягового двигателя EMD-79 (1000 л.с.).	комплект	2	1	
2.6	Вспомогательная лебедка Ingersol Rand K5UL грузоподъемностью 2,7 т	комплект	2	2	
2.7	Вращатель для навинчивания квадрата International Kelly Spinner	комплект	2	1	
2.8	Шпилевая катушка для свинчивания труб типа 24-АН	комплект	2	1	
2.9	Шпилевая катушка для развинчивания труб типа 37-АН	комплект	2	1	
2.10	Противозатаскиватель DUO-Matic Crown	комплект	2	1	
2.11	Направляющее устройство ходового конца Otco с противовесом	комплект	2	1	
2.12	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната типа Hercules 150	комплект	2	1	
2.13	Буровой ключ Hawkjaw Spimaster модель #950HJ	комплект	2	1	
2.14	Лебедка канатной техники Mathey Surveyor 3-х скоростная, электропривод 15 л.с.	комплект	2	1	
2.15	Шурф для двухтрубки	комплект	2	1	
2.16	Шурф под квадрат	комплект	2	1	
2.17	Стойка для направления обсадных труб Partech регулируемая	комплект	2	1	
2.18	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 Continental Emsco FC-1600/FC-2200 трехцилиндровый	комплект	2	1/2	
3.2	Привод насоса электродвигатель EMD-79 мощностью 800 л.с.	комплект	2	6	
3.3	Гаситель пульсации Continental Emsco PD-55	комплект	2	3	
3.4	10 ³ / ₄ " всасывающая линия с гасителями колебаний National и фильтрами Partech	комплект	2	3	
3.5	Выкидная линия насоса с вибраторным шлангом и фильтром	комплект	2	3	
3.6	Подпорный насос Mission Magnum с электроприводом 100 л.с.	комплект	2	3	
3.7	Манифольд 6" 5М, предохранительный клапан Cameron, датчик давления и манометр	комплект	2	1	
3.8	Цементировочная линия, стояк 3" с рабочим шлангом, быстроразъемные соединения	комплект	2	1	
3.9	Стояк манифольда 6" 5М	комплект	2	1	
3.10	Буровой шланг 3 ¹ / ₂ " 5М	комплект	2	2	
3.11	Линия долива 2" Cameron 2 ¹ / ₂ "	комплект	2	1	
4	Система емкостей для раствора 20 шт. V=295 м ³ :				
4.1	Емкость V=6,68 м ³ с песколовушкой и дегазатором:	комплект	2	1	
4.1.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.1.2	- пескоотделительная установка Derrick с центробежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.1.3	- дегазатор Swaco Vacuum с центробежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.2	Емкость с илоотделителем V=6,68 м ³ :	комплект	2	1	
4.2.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.2.2	- илоотделительная установка Derrick с центробежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.3	Емкость для раствора V=16,53 м ³ :	комплект	2	16	
4.3.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	16	
4.4	Емкость с центрифугой V=16,53 м ³ :	комплект	2	1	
4.4.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.5	Емкость для приготовления раствора V=7,3 м ³ :	комплект	2	2	
4.5.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	2	
4.5.2	- насос Mission Magnum для приготовления раствора с электродвигателем 100 л.с.	комплект	2	2	
4.5.3	- механический перемешиватель Brandt	комплект	2	4	
4.5.4	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.5.5	- смесительная воронка Pioneer Sidewinder	комплект	2	2	
4.5.6	- смесительная воронка Demco	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
4.7	Доливочная емкость $V=7,3 \text{ м}^3$:	комплект	2	3	
4.8	Емкость для сбора шлама (выбуренной породы)	комплект	2	2	
5	Силовая установка:				
5.1	Электроснабжение дизельгенераторы Caterpillar 3512-DITA "Серия Б", генератор Kato SR4B	комплект	2	5	
5.2	Система преобразования напряжения Ross Hill 1400	комплект	2	1	
5.3	Аварийное энергоснабжение Caterpillar SR-4B с генератором 300 кВт	комплект	2	1	
6	Компрессорный блок:				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver model EBE 99 K	комплект	2	3	
6.2	Устройство охлаждения MCC	комплект	2	2	
6.3	Воздухосборник $V=1,89 \text{ м}^3$	комплект	2	2	
7	Система освещения (все светильники во взрывозащищенном исполнении):				
7.1	Все рабочие площадки снабжены паронепроницаемыми люминесцентными лампами 400 Вт				
7.2	На емкостях и мачте флуоресцентные лампы S48TR				
7.3	3 переносных прожектора мощностью 400 Вт				
8	Средства управления и контроля процессов бурения:				
8.1	Пульт управления бурильщика	комплект	2	1	
8.2	Гидравлический индикатор веса Totco тип 100	комплект	2	1	
8.3	Датчик давления на стояке MD-Totco / Cameron	комплект	2	2	
8.4	Указатель крутящего момента MD/Totco, гиromеханический	комплект	2	1	
8.5	Указатель оборотов ротора MD/Totco (роторный тахометр)	комплект	2	1	
8.6	Индикатор тягового усилия трубного ключа MD/Totco (гидравлический тензодатчик)	комплект	2	1	
8.7	Индикатор счетчика ходов поршня бурового насоса MD/Totco (бесконтактный датчик)	комплект	2	2	
8.8	Сумматор ходов поршня бурового насоса MD/Totco (бесконтактный датчик)	комплект	2	2	
8.9	Уровнемер в емкостях с буровым раствором	комплект	2	1	
8.10	Сумматор объема раствора в емкостях	комплект	2	1	
8.11	Расходомер бурового раствора	комплект	2	1	
8.12	Уровнемер доливочного резервуара	комплект	2	1	
8.13	Индикатор давления в БТ Swaco Superchoke	комплект	2	2	
8.14	Индикатор давления в затрубном пространстве Swaco Superchoke	комплект	2	2	
8.15	Прибор замера кривизны ствола при бурении Totco Dual Recorder	комплект	2	1	
9	Защитные устройства:				
9.1	Кнопка аварийной остановки дизелей типа Barber	комплект	2	1	
9.2	Кнопка аварийного отключения энергоснабжения для блока SCR	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
10	Оборудование блока ПВО, диверторная система 21 1/4" :				
10.1	- универсальный превентор Hydril MSP - 2М с верхним фланцем	к-т	2	1	
10.2	- диверторная катушка с 2 отверстиями 7 1/16" и 2 отверстиями 10"	к-т	2	1	
10.3	- фланцевая распорная катушка 21 1/4" длиной 48"	к-т	2	1	
10.3	- пневмозадвижка 10"	к-т	2	2	
11	Оборудование блока ПВО (все ПВО исполнено для работы в среде H₂S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" - 5М с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плащечный превентор Cameron U - 13 5/8" - 10М	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плащечный превентор Cameron U-13 5/8" 10М	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 11" 10М	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 9" 10М	комплект	2	1	
12	Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron Hydraulic 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron Hydraulic 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.4	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13	Линия глушения и дросселирования:				
13.1	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 1/16" 10М	комплект	2	2	
13.2	Линия глушения 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.3	Линия глушения 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
14	Блок дросселирования (имеет две отдельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления 4 1/16" 10М Cameron	комплект	2	1	
14.2	Линия обратной промывки с буровой на блок дросселирования 2" 10М	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 1/16" 10М Cameron	комплект	2	1	
14.4	Панель управления штуцерами Swaco	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 1/16" 10М	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 1/16" 10М	комплект	2	8	





продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
14.8	Манометр давления на блоке дросселирования (замер давления в БТ и колонне)	комплект	2	2	
14.9	Линия выхода от блока дросселирования к сепаратору	комплект	2	2	
14.10	Линия выхода от блока дросселирования к виброситам	комплект	2	1	
14.11	Линия выхода от блока дросселирования на факел длиной не менее 100 м	комплект	2	1	
14.13	Регулируемое по высоте основание блока задвижек	комплект	2	1	
14.14	Сепаратор OIME вертикального типа	комплект	2	1	
14.15	Линия отводящая газ от сепаратора на факел 6"	комплект	2	1	
15	Система управления ПВО:				
15.1	Блок аккумуляторов Коомеу модель TA22415SB включая:	комплект	2	1	
15.1.1	- баллон 40 литров	комплект	2	24	
15.1.2	- панель управления расположена на буровой	комплект	2	1	
15.1.3	- пневмонасос Коомеу типа FA-42 на 210 атм	комплект	2	3	
15.1.4	- трехцилиндровый насос Коомеу на 210 атм с электродвигателем 20 л.с.	комплект	2	1	
15.2	Панель управления АВВ позиционная на аккумуляторе и в буровой	комплект	2	2	
15.3	Шланги от блока аккумуляторов до блока ПВО, огнеупорные из нержавеющей стали	комплект	2	16	
15.4	Верхний и нижний шаровые краны верхнего привода Hydril на 700 атм	комплект	2	2	
15.5	Опрессовочный насос для ПВО Totco или аналог на 700 атм, установлен на раме с манометром давления и 12 часовой записью карты опрессовки ПВО	комплект	2	1	
16	Инструменты:				
16.1	Квадрат 5 ¹ / ₄ " шестигранный	комплект	2	1	
16.1	Элеватор штропный 2 ³ / ₄ ", Varco BJ 350 т	комплект	2	1	
16.2	Элеватор штропный 3 ¹ / ₂ ", Varco BJ 350 т	комплект	2	1	
16.3	Элеватор штропный 3 ⁵ / ₈ ", Varco BJ 500 т	комплект	2	1	
16.4	Элеваторы для подъема буртруб Wooley 5" и 3 ¹ / ₂ " на 350 тс	комплект	2	1	
16.5	Ручные клинья Wooley А для каждого размера БТ	комплект	2	1	
16.6	Зажимы для УБТ Wooley тип А или аналог для каждого размера УБТ	комплект	2	1	
16.7	Ручные ключи Woolley для бурильных труб и УБТ:				
16.7.1	- комплект SDD или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.2	- комплект Super-B или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.8	Устройство для отворота долота, под каждый размер долота	комплект	2	1	
17	Система обнаружения газа:				
17.1	Монитор Detcon 812 AFB с 8 датчиками, 3 лампами и 3 сиренами (места установки датчиков: пол буровой, разъемный желоб, вибросита, буровые насосы, шахта, укрытия, блока дросселирования	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
17.2	Переносные детекторы H2S Drager или аналог	комплект	2	3	
17.3	Взрывометр класса Industrial Scientific модель LTX-412	комплект	2	3	
18	Система подачи воздуха и автономные аппараты:				
18.1	Каскадная система по спецификации GGA класса D (все приспособления типа GGA 346)	комплект	2	1	
18.2	Дыхательные аппараты Magnum Plus ISI на 30 минут использования	комплект	2	15	
18.3	Десятиминутные спасательные аппараты	комплект	2	20	
19	Противопожарное оборудование:				
19.1	Водяной насос производительностью 950 л/мин	комплект	2	1	
19.2	Противопожарные пункты, включая пожарные гидранты и переносные огнетушители:				
19.2.1	- на площадке ГСМ порошковые огнетушители	комплект	2	1	
19.2.2	- на площадке дизельного генератора порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.3	- на площадке главного блока S.C.R. углекислотные огнетушители	комплект	2	2	
19.2.4	- на емкостях хранения бурового раствора порошковые огнетушители	комплект	2	4	
19.2.5	- около буровых насосов порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.6	- на площадке аккумулятора ПВО	комплект	2	1	
19.2.7	- на буровой	комплект	2	3	
19.2.8	- в каждом офисном и жилом модуле	комплект	2	2	
20	Система внутренней связи:				
20.1	Система внутренней связи: офис мастера, представитель компании бытовка, буровая, балкон верхового, помещение отбора проб, насосный блок, блок дросселирования	комплект	2	1	
20.2	Связь между рабочей площадкой и площадкой верхового	комплект	2	1	
20.3	Переносная рация модель HX-220AS VHF-FM	комплект	2	6	
20.4	Двусторонняя связь с бургородком и базой SEA модель 322, 2-23 MHz 150 Вт SSB.C	комплект	2	1	
21	Разное:				
21.1	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXF с втулками 4"	комплект	2	1	
21.2	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXG с втулками 5"	комплект	2	1	
21.3	Насос Marlow для откачки жидких отходов из устьевой шахты	комплект	2	1	
21.4	Сварочный агрегат Lincon	комплект	2	1	
21.5	Кислородный-ацетиленовый резак Victor со шлангами, манометрами и гасителем пламени	комплект	2	1	
21.4	Агрегат для очистки напорной струей воздуха	комплект	2	1	
21.5	Агрегат для очистки горячей водой Partech стационарный	комплект	2	1	
21.6	Система розжига факела на пропане	комплект	2	1	
21.8	Емкости для дизельного топлива 4 цистерны V=313 м ³ :				
21.8.1	- емкость V=79,5 м ³ на трейлерах с откидной крышкой и ограждениями	комплект	2	3	

продолжение таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
21.8.2	- емкость $V=74,7 \text{ м}^3$ на трейлерах с откидной крышкой и ограждениями	комплект	2	1	
21.8.3	- передвижной центробежный насос Halco 2x3 с системой фильтрования	комплект	2	2	
21.9	Емкости для технической воды 3 цистерны $V=237 \text{ м}^3$:	комплект	2	2	
21.9.1	- емкость $V=83,4 \text{ м}^3$ укомплектованная центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	2	
21.9.2	- емкость $V=70 \text{ м}^3$ укомплектованная центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	1	
21.11	Стелаж для труб PARCO со стойками на обоих концах	комплект	2	4	
21.12	Склад химреагентов (контейнер с укрытием и ограждением)	комплект	2	2	
21.13	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	2	6	
21.14	Вентиляторный воздухонагреватель Tioga с двумя топочными камерами	комплект	2	2	
21.15	Паронагреватель Holman на 175 л.с. работает от основной силовой установки	комплект	2	2	
21.16	Электронагреватель радиаторный Q-Mark 5 и 10 кВт	комплект	2	22	
21.17	Приемный мост металлический горизонтальный	комплект	2	1	
21.18	Приемный мост металлический наклонный	комплект	2	1	
21.19	Инструментальная площадка	комплект	2	1	
21.20	Обвязка оборудования коммуникациями:				
21.20.1	- водопроводы	комплект	2	1	
21.20.2	- топливопроводы	комплект	2	1	
21.21.3	- воздухопроводы	комплект	2	1	
21.20.3	- паропроводы	комплект	2	1	
21.21	Металлические ограждения бурового оборудования	комплект	2	1	
21.22	Электромонтаж оборудования	операц.	2	1	
21.23	Электроосвещение буровой установки	комплект	2	1	
21.24	Контур заземления	комплект	2	3	
21.25	Молниезащита*	комплект	2	1	
21.26	Опрессовка обвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном варианте и соответствовать зонам размещения

указанным в таблице 15.1 пункт 4 Проекта и разделу 5 ПУЭ-2015.

* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".



Таблица 12.2 Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования RIG 216

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта	Коли- чество	Примечание
1	2	4	5	6	7
	Буровая установка Rig-216, максимальная грузоподъемность 521 т	комплект	2	1	
	Привод буровой установки - дизельэлектрический, четыре дизельных двигателя				
	"Caterpillar D-399 JWAC" по 1195 л.с. + четыре электрогенератора Kato				
1	Вышечный блок:				
1.1	Вышка Varco P-142 высотой 43.3 м, г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.2	Балкон с площадкой для верхового рабочего	комплект	2	1	
1.3	Подъемный механизм, линия эвакуации верхового Geronimo с противовесом	комплект	2	1	
1.4	Подвышечное основание типа Varco разборное	комплект	2	1	
1.5	Подсвечники на 368 тс	комплект	2	1	
1.6	Ротор В-37 ¹ / ₂ ", г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.7	Верхний привод Varco TDS-3, г/п 648 тс с электроприводом 1135 л.с.	комплект	2	1	
1.8	Пневматический трубный ключ Weatherford O-29	комплект	2	1	
1.9	Вспомогательная лебедка Ingersol Rand K5UL грузоподъемностью 4 тс	комплект	2	2	
1.10	Кронблок, г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.11	Талевый блок Idesco 525, г/п 521 тс	комплект	2	1	
2	Лебедочный блок:				
2.1	Буровая лебедка OIME SL-2000 - 2000 л.с.	комплект	2	1	
2.2	Привод лебедки - электродвигатель 1000 л.с.	комплект	2	2	
2.3	Главный тормозная ленточного типа Baylor, вспомогательный - электоротормоз	комплект	2	1	
2.4	Гидравлическая шпилевая катушка Varco, модель HC-26	комплект	2	2	
2.5	Противозатаскиватель DUO-Matic	комплект	2	1	
2.6	Направляющее устройство ходового конца - механизм с 6 роликами Oteco	комплект	2	1	
2.7	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната National E-B	комплект	2	1	
3	Система циркуляции:				
3.1	Буровые насос Continental Emsco -1600 трехцилиндровый	комплект	2	3	
3.2	Компесатор давления Continental Emsco 3B-55	комплект	2	3	
3.3	Привод насоса электродвигатель 1000 л.с.	комплект	2	6	
3.4	10 ³ / ₄ " всасывающая линия с гасителями колебаний и фильтром	комплект	2	3	
3.5	Выкидная линия насоса с вибраторным шлангом, фильтром и предохранительным клапаном Demco	комплект	2	3	





продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
3.6	Подпорный насос Mission Magnum с электроприводом 100 л.с.	комплект	2	3	
3.7	Манифольд 4" 5М, спусковой кран Demco, датчик давления и манометр	комплект	2	1	
3.8	Цементировочная линия, стояк 3" с рабочим шлангом, быстроразъемные соединения	комплект	2	1	
3.9	Стояк манифольда 4 1/16" 5М	комплект	2	2	
3.10	Буровой шланг 3 1/2" 5М	комплект	2	2	
4	Система емкостей для раствора:				
4.1	Емкость под виброситами V=50 м ³ с песколоушкой V=18 м ³ :	комплект	2	1	
4.1.1	- сдвоенное вибросито Brandt	комплект	2	1	
4.1.2	- три очистителя Derrick	комплект	2	1	
4.2	Емкость приемная V=70 м ³ :	комплект	2	1	
4.2.1	- пескоотделитель	комплект	2	1	
4.2.2	- илоотделитель	комплект	2	1	
4.2.3	- дегазатор Swaco горизонтальный, вакуумный 900 гал/мин	комплект	2	1	
4.2.4	- механический перемешиватель MA-10 Brandt	комплект	2	2	
4.2.5	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	2	
4.3	Емкость для раствора V=70 м ³ с отделением под тампон V=23 м ³ :	комплект	2	1	
4.3.1	- механический перемешиватель MA-10 Brandt	комплект	2	3	
4.3.2	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	3	
4.4	Емкость для запасного раствора V=70 м ³ :	комплект	2	2	
4.4.1	- механический перемешиватель MA-10 Brandt	комплект	2	4	
4.4.2	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.5	Емкость для приготовления раствора V=70 м ³ :	комплект	2	1	
4.5.1	- загрузочный бункер Pioneer Sidewinder до 20 фунт/галон	комплект	2	2	
4.5.2	- насос Mission Magnum для приготовления раствора с электродвигателем 100 л.с.	комплект	2	2	
4.5.3	- механический перемешиватель MA-10 Brandt	комплект	2	4	
4.5.4	- гидравлический перемешиватель	комплект	2	4	
4.6	Емкость для технической воды V=70 м ³ :	комплект	2	2	
4.6.1	- насос Mission Magnum с электродвигателем 25 л.с.	комплект	2	2	
4.7	Доливная емкость V=15 м ³ :	комплект	2	1	
4.7.1	- нагнетательный насос с электродвигателем 50 л.с.	комплект	2	1	
4.7.8	- индикатор изменения уровня раствора Totco	комплект	2	1	
4.8	Емкость для сбора шлама (выбуренной породы)	комплект	2	2	



продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
5	Силовая установка:				
5.1	Система преобразования напряжения Ross Hill типа SCR-1202 из 4 ячеек	комплект	2	1	
5.2	Основное электроснабжение Caterpillar D-399 JWAC 1195 л.с., генератор Kato	комплект	2	4	
5.3	Вспомогательное энергоснабжение Caterpillar D-3412 с генератором 300 кВт	комплект	2	1	
6	Компрессорный блок:				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver винтового типа EBE 99 К с эл/дв. 30 л.с.	комплект	2	2	
6.2	Устройство охлаждения MCC	комплект	2	2	
6.3	Вспомогательный компрессор Quency 5120 с приводом от двигателя Winconsin	комплект	2	1	
6.4	Воздухосборник $V=1.5 \text{ м}^3$	комплект	2	2	
7	Система освещения (все светильники во взрывозащищенном исполнении):				
7.1	Все рабочие площадки снабжены ртутными лампами 400 Вт				
7.2	На емкостях и мачте флуоресцентные лампы S48TR				
7.3	3 переносных прожектора мощностью 400 Вт				
8	Средства управления и контроля процессов бурения:				
8.1	Пульт управления бурильщика	комплект	2	1	
8.2	Гидравлический индикатор веса	комплект	2	1	
8.3	Индикаторы процессов бурения Totco (нагрузка на долото, крутящий момент, скорость вращения долота, число ходов поршня насоса, расход бурового раствора)	комплект	2	1	
8.4	Цифровая система слежения за циркуляцией раствора PTV (счетчик числа ходов поршня, суммарный расход, слежение за уровнем раствора в мерниках, регистратор объема доливаемого раствора, внутрискважинный датчик нефтепроявления)	комплект	2	1	
8.5	Устройство записи параметров бурения 7 перьевое (механическая скорость, число оборотов долота, число ходов поршня, индикатор веса, крутящий момент, давление)	комплект	2	1	
9	Защитные устройства:				
9.1	Кнопка аварийной остановки дизелей типа Barber	комплект	2	1	
9.2	Кнопка аварийного отключения энергоснабжения для блока SCR	комплект	2	1	
10	Оборудование блока ПВО, диверторная система 21 1/4" :				
10.1	- универсальный превентор Hydril MSP - 2M с верхним фланцем	к-т	2	1	
10.2	- диверторная катушка с 2 отверстиями 7 1/16" и 2 отверстиями 10"	к-т	2	1	
10.3	- фланцевая распорная катушка 21 1/4" длиной 48"	к-т	2	2	
10.3	- пневмозадвижка 10"	к-т	2	2	



продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
11	Оборудование блока ПВО (все ПВО исполнено для работы в среде H₂S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" - 5М с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плащечный превентор Cameron U - 13 5/8" - 10М с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 1/16" выходными отверстиями	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плащечный превентор Cameron U-13 5/8" 10М с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 1/16" выходными отверстиями	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 11" 10М	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 9" 10М	комплект	2	1	
12	Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron 2 1/16" 10М	комплект	2	2	
12.4	Ручная задвижка Cameron 2 1/16" 10М	комплект	2	2	
13	Линия глушения и дросселирования:				
13.1	Линия глушения от блока ПВО к линии подачи раствора 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.2	Линия глушения от блока ПВО на цементирувочный агрегат 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.3	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 1/16" 10М	комплект	2	2	
14	Блок дросселирования (имеет две отдельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления 4 1/16" 10М и 3 1/16" 10М	комплект	2	1	
14.2	Штуцерный манифольд низкого давления: 2 задвижки 4" Demco 5М, 2 задвижки Demco 3" 5М и 1 задвижка Demco 2" 5М	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 1/16" 10М	комплект	2	2	
14.4	Суперштуцер Swaco 2 9/16" 10М	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 1/16" 10М	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 1/16" 10М	комплект	2	8	
14.8	Манометр давления на блоке дросселирования (замер давления в БТ и колонне)	комплект	2	2	
14.9	Линия выхода от блока дросселирования к сепаратору	комплект	2	2	
14.10	Линия выхода от блока дросселирования к виброситам	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
14.11	Линия выхода от блока дросселирования на факел длиной не менее 100 м	комплект	2	1	
14.12	Линия обратной промывки с буровой на блок дросселирования 2 ¹ / ₁₆ " 10М	комплект	2	1	
14.13	Регулируемое по высоте основание блока задвижек	комплект	2	1	
14.15	Сепаратор OIME вертикального типа	комплект	2	1	
14.16	Линия отводящая газ от сепаратора на факел 6"	комплект	2	1	
15	Система управления ПВО:				
15.1	Блок аккумуляторов NL-Shaffer T20240-35 включая:	комплект	2	1	
15.1.1	- баллон 40 литров	комплект	2	24	
15.1.2	- панель управления расположена на буровой	комплект	2	1	
15.1.3	- пневмонасос на 210 атм Serie A01117 HIC	комплект	2	2	
15.1.4	- трехцилиндровый насос на 210 атм с электродвигателем 30 л.с.	комплект	2	1	
15.2	Панель управления Garg 8 позиционная на аккумуляторе и в буровой	комплект	2	2	
15.3	Шланги от блока аккумуляторов до блока ПВО, огнеупорные из нержавеющей стали	комплект	2	16	
15.4	Верхний и нижний шаровые краны верхнего привода Hydril на 700 атм	комплект	2	2	
15.5	Опрессовочный насос для ПВО Totco или аналог на 700 атм, установлен на раме с манометром давления и 12 часовой записью карты опрессовки ПВО	комплект	2	1	
16	Инструменты:				
16.1	Элеватор штропный 2 ³ / ₄ ", бесшовные штропы 250 тс	комплект	2	1	
16.2	Элеватор штропный 3 ¹ / ₂ ", бесшовные штропы 350 тс	комплект	2	1	
16.3	Элеватор штропный 3 ⁵ / ₈ ", бесшовные штропы 500 тс	комплект	2	1	
16.4	Элеватор WTM 5"DP на 350 тс	комплект	2	2	
16.5	Ручные клинья Wooley A для каждого размера УБТ	комплект	2	2	
16.6	Зажимы для УБТ Bash Ross или аналог для каждого размера УБТ	комплект	2	2	
16.7	Ручные ключи для бурильных труб и УБТ:				
16.7.1	- комплект BJS или аналог (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.2	- комплект Varco HT-65 (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.7.3	- комплект Varco HT-135 (комплект включает 2 ключа)	комплект	2	1	
16.8	Устройство для отворота долота типа Tricone, под каждый размер долота	комплект	2	1	
17	Система обнаружения газа:				
17.1	Монитор Detcon 812 AFB с 8 датчиками, 3 лампами и 3 сиренами (места установки датчиков: пол буровой, разъемный желоб, вибросита, буровые насосы, шахта, укрытия блока дросселирования, место испытания скважины)	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
17.2	Переносные детекторы H ₂ S, CO ₂ , горючих газов класса Industrial Scientific LTX-412	комплект	2	3	
17.3	Взрывометр класса Industrial Scientific модель LTX-412	комплект	2	3	
18	Система подачи воздуха и автономные аппараты:				
18.1	Каскадная система по спецификации GGA класса D (все приспособления типа GGA 346)	комплект	2	1	
18.2	Дыхательные аппараты Magnum Plus ISI на 30 минут использования	комплект	2	15	
18.3	Десятиминутные спасательные аппараты	комплект	2	20	
19	Противопожарное оборудование:				
19.1	Водяной насос производительностью 950 л/мин	комплект	2	1	
19.2	Противопожарные пункты, включая пожарные гидранты и переносные огнетушители:				
19.2.1	- на площадке ГСМ порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.2	- на площадке дизельного генератора порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.3	- на площадке главного блока S.C.R. углекислотные огнетушители	комплект	2	2	
19.2.4	- на емкостях порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.5	- около буровых насосов порошковые огнетушители	комплект	2	2	
19.2.6	- на площадке аккумулятора ПВО	комплект	2	2	
19.2.7	- на буровой	комплект	2	2	
19.2.8	- в каждом офисном и жилом модуле	комплект	2	2	
20	Система внутренней связи:				
20.1	Система связи: офис мастера, бытовка, буровая, площадка верхового, помещение отбора проб, насосы, блок дросселирования, столовая	комплект	2	1	
20.2	Связь между рабочей площадкой и площадкой верхового	комплект	2	1	
20.3	Переносная рация модель HX-220AS VHF-FM	комплект	2	6	
20.4	Двусторонняя связь с бургородком и базой SEA модель 322, 2-23 MHz 150 Вт SSB.C	комплект	2	1	
21	Разное:				
21.1	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXX с втулками 4"	комплект	2	1	
21.2	Водяной насос Gardner Denver двухпоршневой FXG с втулками 5"	комплект	2	1	
21.3	Насос Marlow для откачки жидких отходов из устьевой шахты	комплект	2	1	
21.4	Сварочный агрегат Lincon	комплект	2	1	
21.5	Кислородный-ацетиленовый резак Victor со шлангами, манометрами и гасителем пламени	комплект	2	1	
21.4	Агрегат для очистки напорной струей воздуха	комплект	2	2	
21.5	Агрегат для очистки горячей водой Partech стационарный	комплект	2	2	
21.6	Агрегат переносной для очистки паром Giant, A-42 или аналог	комплект	2	2	
21.7	Система розжига факела на пропане	комплект	2	1	

продолжение таблицы 12.2

1	2	4	5	6	7
21.8	Склад топлива:				
21.8.1	- цилиндрическая емкость $V=80 \text{ м}^3$ на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.8.2	- цилиндрическая емкость $V=38 \text{ м}^3$ на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.9	Цилиндрическая емкость для питьевой воды $V=20 \text{ м}^3$	комплект	2	2	
21.10	Стеллажи для труб со стойками на обоих концах	комплект	2	4	
21.11	Склад химреагентов (контейнер с укрытием и ограждением)	комплект	2	2	
21.12	Шурф под двухтрубку диаметром 12 "	комплект	2	1	
21.13	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	2	6	
21.14	Установка Tioga 4MM BTU двойной дизель или нагреватели газовые Natural	комплект	2	2	
21.15	Бойлер Holman на 150 л.с. работает от основной силовой установки	комплект	2	2	
21.16	Нагревательная установка Q-Mark 5 и 10 кВт (применяется только снаружи)	комплект	2	12	
21.17	Приемный мост металлический горизонтальный	комплект	2	1	
21.18	Приемный мост металлический наклонный	комплект	2	1	
21.19	Инструментальная площадка	комплект	2	1	
21.20	Обвязка оборудования коммуникациями:				
21.20.1	- водопроводы	комплект	2	1	
21.20.2	- топливopроводы	комплект	2	1	
21.21.3	- воздухоpроводы	комплект	2	1	
21.20.3	- паропроводы	комплект	2	1	
21.21	Металлические ограждения бурового оборудования	комплект	2	1	
21.22	Электромонтаж оборудования	операц.	2	1	
21.23	Электроосвещение буровой установки	комплект	2	1	
21.24	Контур заземления	комплект	2	3	
21.25	Молниезащита*	комплект	2	1	
21.26	Опрессовка обвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполнено во взрывозащищенном варианте и соответствовать зонам размещения,

указанным в таблице 15.1 пункт 4 Проекта и разделу 5 ПУЭ-2015.

* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".





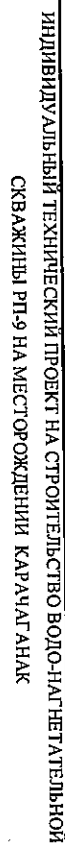
Таблица 12.3 - Спецификация бурового и силового оборудования станков "ZJ-40"

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. изме- рения	Номер вари- анта	Коли- чество	Примеча- ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка " ZJ-40 "			к-т		1	
	Грузоподъемность: 225 т						
	Дизельный двигатель CAT C18 2 к-та N=470 кВт						
1	Вышечно-лебедочный блок в том числе:						
1.1	Вышка буровая высотой JJ225/38 - 38 м		кр. бл.	к-т	2	1	
1.2	Двухбарабанная лебедка JC28/11B		кр. бл.	-"	-"	1	
1.3	Гидравлическая лебедка IYJ3-30-80-14-ZP, г/п - 3 т		агр.	-"	-"	1	
1.4	Гидравлическая лебедка IYJ4-50-100-16-ZP, г/п - 5 т		агр.	-"	-"	1	
1.5	Талевый блок YG225 г/п - 225 т		кр. бл.	-"	-"	1	
1.6	Кронблок TC225 г/п - 225 т		-"	-"	-"	1	
1.7	Вертлюг XSL225-II г/п -225 т		-"	-"	-"	1	
1.8	Подвышечное основание DZ225		-"	-"	-"	1	
1.9	Ротор ZP275 г/п - 450 т		-"	-"	-"	1	
1.10	Гидравлический индикатор веса JZ250			-"	-"	1	
1.10.1	Гидравлическая система YK40			-"	-"	1	
1.10.2	Механизм крепления неподвижного конца талевого каната JZG24			-"	-"	1	
2	Силовой блок в том числе:						
2.1	Дизельный двигатель CAT-18 N=470 кВт		м.бл.	-"	-"	2	
2.2	Электростанция Volvo-Penta N=400 кВт		-"	-"	-"	1	
2.3	генератор CAT3512B тип 1GZ04547, N-1310 кВт	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
3	Циркуляционная система, в том числе:						
3.1	Насосный блок: Буровой насос 3NB1600 с двигателем V12 N=1000 кВт		м.бл.	-"	-"	2/2	
3.2	Емкость для бурового раствора "D 50", V = 50 м ³	м.бл.	м.бл.	шт.	-"	4	
3.3	Емкость для запаса бурового раствора: V=50 м ³ и сбора отходов V=25 м ³	-"	-"	-"	-"	2/2	
3.4	Емкость доливная V= 8 м ³ с ц/насосом с электроприводом N=15 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
3.5	Мешалка "ZYMQ-1" электромеханическая N = 7,5 кВт	агр.		к-т	1	8	
3.6	Емкость для химреагентов, V = 1,5 м ³ с обвязкой и мех. Перемешивателем N = 7,5 кВт и для приготовления бурового раствора V=20 м ³	м. бл.	м. бл.	к-т	1; 2	1/1	
3.7	Перемешиватель JB/W15, JB/W7,5, JB/W5,5 с электроприводом N=15 кВт		агр.	-"	-"	2	



Продолжение таблицы (объединенной) 12.2

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Система очистки бурового раствора						
4.1	Вибросито ZS/Z-1		м.бл.	-"	-"	2	
4.2	Пескоотделитель ZQJ-300x2-C					1	
4.3	Илоотделитель ZQJ-100x12-C					1	
4.4	Центрифуга LW450x1000-N3					1	
4.5	Дегазатор ZSCQ/240					1	
5	Противовыбросовое оборудование в том числе:		агр.	к-т	-"	1	
5.1	Превентор универсальный FH35-35		-"	-"	-"	1	
5.2	Превентор плащечный двойной 2FZ35-35		-"	-"	-"	1	
6	Крестовина FS35-35		-"	-"	-"	1	
7	Блок дросселирования YJG35		-"	-"	-"	1	
8	Блок глушения YG35		-"	-"	-"	1	
9	Манифольд высокого давления		-"	-"	-"	1	
10	Контрольное устройство наземного превентора FKQ640-6		-"	-"	-"	1	
11	Роликовый вкладыш HDS		-"	-"	-"	1	
12	Шламовый насос SB5x6J-12, SB3x4J-9 1/2, LSB2x3J, SB6x8J-12		-"	-"	-"	1	
13	Срезной насос WJQ5x6J-10		-"	-"	-"	1	
14	Компрессор E-37A		-"	-"	-"	1	
15	Осушитель воздуха HZL-50		узел	-"	-"	1	
16	Смесительная воронка ZHP150		-"	-"	-"	1	
17	Гидравлический ключ для бурильных труб ZQ203-100		агр.	-"	-"	1	
18	Гидравлический ключ для обсадных труб TQ340-35		-"	-"	-"	1	
19	Гидравлическая станция YZB-120 II		-"	-"	-"	1	
20	Газосепаратор		-"	-"	-"	1	
21	УМК Q13,3/8-20-35KN.M		-"	к-т	-"	1	
22	Элеватор колонны CD6,5/8"/200		-"	-"	-"	1	
23	Элеватор бурильных труб CD2,7/8"/200,CD3,1/2"/200,CD4,1/2"/200,CD5"/200		-"	-"	-"	1	
24	Клинья бурильных труб SDXL4,1/2x4,1/2", SDXL5x5"		м.бл.	-"	-"	1	
25	Емкость для диз. топлива V=20 и 30 м ³ с 3,5м ³ расходной емкостью и ц/насосами и эл. приводом к ним 2	-"	-"	-"	-"	2/1	
26	Емкость для масла секционная, V = 1,5 м ³	-"	-"	-"	-"	1	
27	Емкость для воды V=12 и 60 м ³ и с 2 ц/насосами и эл. приводами к ним	-"	-"	-"	-"	2	



1	2	3	4	5	6	7	8
28	Емкость для сбора пластикового флюида V=50 м ³ на концах линий ПВО	м. бл.	м. бл.	-"-	-"-	2	
29	Паровой котел	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
30	Емкость V = 20 м ³ для воды с центробежным насом N = 7,5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
31	Топливная емкость V = 4 м ³ для питания котельной с ц/бежным насосом и эл/приводом к нему N = 7,5 кВт с обвязкой	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
32	Тельфер	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
33	Датчик стационарного газосигнализатора					5	
34	Флюгер, освещаемый в ночное время					4	
35	Указатель сторон света, освещаемый в ночное время					4	
36	Молниезащита*	м. бл.	м. бл.	комплект	1,2	1	

Сокращенные термины:
г/п - грузоподъемность
к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции, к-ур - контур
кр.бл.- крупно-блочный монтаж
агр. - агрегатный монтаж
м.бл.- мелкоблочный монтаж
№№ вариантов - 1: 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж,
* Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".



Таблица (объединенная) 12.5, 8, 11 - Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	комплект	комплект	1
2	Обшивка граней вышки металлическими гофрированными щитами	"-	"-	1
3	Обшивка подвышечного основания прорезиненной тканью	"-	"-	1
4	Оттяжки к вышке с якорями	шт.	"-	4
5*	Склад (или металлический контейнер) для хранения химреагентов	100 м ²	"-	0,4
6	Вагончик - мастерская	комплект	"-	1
7	Вагончик - аккумуляторная	"-	"-	1
	Контейнер - кассета	"-	"-	2
9**	Модуль офис буровой	"-	"-	1
10**	Модуль (блок)	"-	"-	5
11	Обвязка модулей водопроводом,теплопроводом , канализационной системой	"-	"-	5
12	Электромонтаж модулей	"-	"-	5
* Сооружается при отсутствии контейнеров для хранения сыпучих материалов; ** Строится за пределами буровой площадки.				



Таблица 12.6 - Объемы работ по фундаментам под буровое оборудование

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерен.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент из железобетонных плит типа "ПАГ-14" (размер плиты - 2х6х0,14 м):			
1.1	выщечно-лебедочный блок в четырех рядах	плита	2	90
1.2	силовая установка 10х14, приемные емкости 10х24м, в один ряд	-"	-"	32
1.3	буровые насосы 10х14 м в один ряд	-"	-"	12
1.4	Склад ГСМ 10х17м в один ряд	-"	-"	14
2	Итого	-"		148
3	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10 м (300м /10)	шт.	-"	30
4	Разбивка бетона с вывозом при демонтаже	м ³	-"	3,75
* Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности, равным 1,3 для данного грунта. Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.				



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
-	79,0	12,0	2,0	55,0	10,0	-	10,0

1505 - проектная скорость бурения, м/ст.мес;
 $T_{\text{бур}} = (2760 \times 30) / 1505 = 55$ сут
 $T_{\text{бур}}$ - продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор (13 ³ / ₈ ")	2	0	200		2	
2	Промежуточная (9 ⁵ / ₈ ")	3	200	1500		28	
3	Эксплуатационная (7")	3	1500	2760		17	
	Итого: 55	8				47	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации

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

Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
21	Автоматический ключ буровой (АКБ) или пневматический буровой ключ (ЛБК) в комплекте с ПКР.	БУ	1 к-т
22	Приспособление для завинчивания и отвинчивания долот.	БУ	1 шт.
23	Блокирующие устройства, исключающие вращение ротора при поднятых клиньях ПКР, а также произвольное открывание дверей кожуха лебёдки с её приводом.	БУ	По одному комплекту
24	Сигнальное или переговорное устройство между постом бурильщика, люлькой верхового рабочего и насосным отделением.	БУ	1 шт.
25	Патрубки подъёмные по диаметрам УБТ.	БУ	2 к-та
26	Два обратных клапана и три шаровых крана для бурильных труб с ключом и комплектом переводников по размерам труб.	БУ	1 к-т (по 2 переводника на типоразмер труб).
27	3-х фазная розетка для подключения промыслово-геофизической аппаратуры.	БУ	1 шт. на всех типах буровых.
28	Вилка для захвата вкладышей ротора.	БУ	1 шт.
29	Устройство против разбрызгивания бурового раствора при СПО.	БУ	1 шт.
30	Устройство для долива скважины при подъёме бурильных свечей (доливочная ёмкость с уровнем и др.).	БУ	1 к-т
31	Струбцины ("стяжки") и зажимы ("невольки") для растяжек вышек и мачт.	БУ	По 1 стяжке и по 3 зажима на канатную растяжку.
32	Колпачок для безопасного перемещения долот.	БУ	1 к-т
33	Устройство для перемешивания бурового раствора в резервуарах.	БУ	1 к-т
34	Комплект механизмов для очистки бурового раствора от твёрдых частиц и газонасыщения (вибросита, пескоотделители, дегазаторы и др.).	БУ	1 к-т
35	Страховочный канат для подвески и защиты нагнетательного шланга.	БУ	1 шт.
36	Устьевое противовыбросовое оборудование.	БУ	1 шт.
37	Запас сжатого азота для заправки гидроаккумуляторов превенторных установок.	БУ	Не менее чем на 2 заправки
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений превенторной установки.	БУ	1 к-т
39	Указатель "Открыто" - "Закрыто" к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
40	Демпфер (предохранитель) к манометру бурового насоса.	БУ	По 1 шт. на манометр.
41	Пусковая задвижка с дистанционным управлением.	БУ	1 к-т
42	Приспособление для снятия поршней со штоков буровых насосов и выемки втулок.	БУ	1 к-т
43	Устройство для безопасной замены резинового разделителя для блока воздушных колпаков бурового насоса.	БУ	1 шт.



Продолжение таблицы 14.1

1	2	3	4
44	Гидравлический съёмник для выпрессовки сёдел клапанов буровых насосов.	БУ	1 шт.
45	Автоматический сигнализатор уровня промывочной жидкости в ёмкости.	Ёмкость	1 шт. на насос
46	Устройство по предупреждению перегрузки бурового насоса.	Насос	1 шт.
47	Ключ патронный для загибания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
48	Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей.	БУ	1 шт.
49	Отводные крючки.	БУ	4-5 шт.
50	Устройство, предупреждающее падение посторонних предметов в скважину.	Устье скважины	1 шт.
51	Комплект аварийного ловильного инструмента.	БУ	1 к-т
52	Спасательное устройство для верховых рабочих в аварийных ситуациях.	БУ	1 к-т (для буровых со спас. уст.)
53	Аварийная кнопка "стоп".	БУЭ	1 шт.
54	Влагоотделитель для пневмосистемы.	БУ	1 к-т
55	Автоматическое устройство по отключению компрессоров.	Компрессор	1 к-т
56	Стеллажи для хранения баллонов с газом высокого давления.	БУ	1 к-т
57	Пояс предохранительный для верхового рабочего.	БУ	2-3 шт.
58	Приспособление против скатывания труб со стеллажей (съёмные упоры и др.).	БУ	1 к-т
59	Верстак слесарный с тисками и набором слесарных инструментов.	БУ	1 к-т
60	Ограничитель напряжения холостого хода электросварочного трансформатора.	Эл.свар. трансф.	1 шт.
61	Аварийное освещение.	БУ	2 к-т
62	Светильник переносной во взрывозащищённом исполнении напряжением 12 В.	БУ	3 шт.
Примечание- Допускается работа буровой или отдельного оборудования при замене перечисленных средств защиты их зарубежными или отечественными аналогами, не снижающими уровня безопасности труда.			



Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на из- готовление	Количес- тво, шт.
1	2	3	4
1	Гидравлический индикатор веса		1
2	Индикатор силы на машинных ключах		1
3	Измеритель крутящего момента ротора		1
4	Пульт контроля за процессом бурения "Martin Decker"		1
5	Манометр		4
6	Комплект приборов для измерения параметров бурового раствора		1
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 100°С 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
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	п.п. 72 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
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отопров оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.7	Проверка герметичности оборудования	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.9	Требования к помещениям	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	§5 ППБ ОПО НГОП, ТР ПБ	Руководитель объекта
5.12	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	– О 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; – О отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 - 94; – Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении; – Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности; – 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 наличие сероводорода и углекислого газа в вскрываемых продуктивных 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 [14] 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", Санитарных правил [12].
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 [14], строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.



Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное 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 III-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 рубаха 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 нефтемаслозащитные 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	Вертложки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмосистемы
2	Виброизолирующая площадка	У пульта бурильщика

15.4.1 - Уровни шума и вибрация оборудования

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

При строительстве скважин производитель работ ориентируется на:

СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года [14], 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 [14]), 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 полостей буровой и иного верхнего 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, %	
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	Барабан	В	X	30	30		-
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIII а	30	75		-
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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.	X	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. разделителя	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	Цементирующая головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50	-	-
27	Мерный бак цементирующего агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	Г	V г	75	100	-	-
29	Каротажный подъёмник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок баланса; от подвешного ролика до устья скважины	Барaban, пульт кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещённость уста-на экспер-о	-



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	Блок-баланс	Кабель Блок-баланс	В	Х	30	30	-	-
31	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	В	Х	30	30	-	-
32	Каротажная лаборатория	0,8 м от пола	Г	-	75	75	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 выбросит, 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	Газоопредельитель 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 хозбытовых 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	Огнетушитель 25 кг ОПУ-10	СТ РК ГОСТ 51057-2005	4	
2	Огнетушитель 6 кг ОПУ-4	СТ РК ГОСТ 51057-2005	10	
3	Огнетушитель 5 кг ОВП-10	СТ РК ГОСТ 51057-2005	10	
4	Огнетушитель 5 кг ОУ-5	СТ РК ГОСТ 51057-2005	2	
5	Ящики с песком объемом 0,5 м ³	-	4	
6	Лопаты	ГОСТ 19596-87	4	
7	Лом пожарный	ГОСТ 12.4.009-83	2	
8	Топоры	ГОСТ 12.4.009-83	2	
9	Багор пожарный	ГОСТ 12.4.009-83	2	
10	Ведро пожарное	ГОСТ 12.4.009-83	6	
11	Плотное полотно (войлок) 2 х 2 м	ТУ 4854-002-21015744-2017	5	
12	Пожарные шланги с соплами	СТ РК 1718-2007	10	
13	Лестница пожарная ручная	ГОСТ 8556-72	6	
14	Пожарная сирена	ГОСТ 34698-2020	1	
15	Предупредительные указатели	-	50	
16	Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2	
17	Емкость пожарная с водяным насосом	стальная	1	V = 50 м ³
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 м ² . Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах;				





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: поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 15.2

№ 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 (утяжелённой) 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 10т. 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 директором по производству, под руководством бурового супервайзера.



продолжение таблицы 15.2

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 жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 2.8. В компоновку бурильной колонны включать яссы необходимого размера.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны. 2.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 2.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 2.4. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	2.1. Знать зоны осложнений. 2.2. Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора. 2.3. При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны. 2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
3	Заклинка 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. 3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.1. Определить место заклинка. 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. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).	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. 3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.



продолжение таблицы 15.2

1	2	3	4	5
3			3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
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 (нефть, СМАД, графит и др.)	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 колонны. 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 директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов. 5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений.	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.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы. 5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную.



продолжение таблицы 15.2

1	2	3	4	5
		5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.4. Поднять аварийные трубы. 5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера. 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, давление и др.) и изменение механической скорости бурения для определения момента подъема долота. 6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
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.7.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.



продолжение таблицы 15.2

1	2	3	4	5
8	Поглощения	8.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 8.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных ЕТП РК. 8.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давлению поглощения. 8.4. При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д. 8.5. 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. 8.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента. 8.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.	8.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 8.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.) 8.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	8.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 8.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 8.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.

15.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ КОРРОЗИИ КРЕПИ СКВАЖИН ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПРОМСТОКОВ

Анализ коррозионной активности промсточных вод.

Промстоки представляют водометанольную смесь (ВМС). Данные по составу стоков свидетельствуют, что они представляют собой смесь пластовой, техногенной и конденсированной вод состав которых представлен в таблице 1 по материалам Аксайского филиала ИЯФ НЯЦ РК. Пробы промстоков отобраны в технологических линиях 1 и 3. Как видно из таблицы промстоки характеризуются различной минерализацией и содержат: сероводорода - от 4,8 до 105 мг/дм³; метанола - от 26,99 до 245 мг/дм³; ингибитора – 1,12 до 40% масс; КВЧ – от 30 до 108 мг/дм³.

Анализ состава, представленных пластовых вод, показывает, что вода высокоминерализованная, содержит большое количество хлоридов, которые являются депассиваторами и в сочетании с ионами SO_4^{4-} и HCO_3^- и растворённым сероводородом могут вызвать местную коррозию углеродистой стали (УС) на уровне 3 мм/год. Пассивирующих компонентов пластовая вода не содержит, и при насыщении её кислыми газами может вызвать СКРН местную и общую коррозию. Содержание в воде растворённого сероводорода может образовывать на поверхности оборудования сульфидные плёнки, которые будут обладать определённым защитным действием против местной и общей коррозии при условии отсутствия в закачиваемой воде абразивных частиц и ламинарном режиме движения жидкости.

Оценка коррозионной активности промсточных вод является достаточно сложным вопросом в связи с трудностью количественной и качественной оценки перечисленных выше потоков сточных вод с технологических линий. Коррозионная активность промышленных стоков зависит от pH среды, температуры, давления, растворённых: кислорода, CO_2 и H_2S . Наиболее агрессивным агентом по отношению к сталям является сероводород, содержание которого может быть на уровне 1,0 г/л. Вопрос коррозии требует специальной проработки с целью уточнения параметров промышленных стоков, состав которых связан с работой вспомогательного оборудования системы регенерации и технологическими режимами эксплуатации (это и количество циклов в массообменных процессах, насыщенность растворов химическими реагентами и другое).

В процессе развития комплекса коррозионная активность сточных вод полученных после деэмульсации нефти не будет высокой в связи с присутствием в ней значительного количества ингибиторов коррозии, ввод которых предусмотрен в Технологической схеме в процессах деэмульсации нефти. Стоки с установок регенерации реагентов в основном обладают

ингибирующими коррозией сталей свойствами – отходы регенерации амина, гликоля. Промстоки демеркаптанализации будут иметь щелочную среду и также не коррозионноактивны к сталям. Кроме того, для повышения приемистости скважин предполагается подготовка промстоčných вод, деаэрация и нейтрализация сероводорода, что стабилизирует коррозионную активность закачиваемой вод по отношению к сталям. Предварительный анализ показывает, что агрессивность промстоčných вод по отношению к сталям в настоящее время и в будущем не будет высокой и применение рафинированных углеродистых сталей, которые также имеют повышенную стойкость к местной коррозии, вполне решает проблемы защиты оборудования от коррозии.

Выбор материала эксплуатационной колонны.

В связи с возможностью высокого содержания растворённого сероводорода в промстоках, для снижения риска коррозионного растрескивания сталей необходимо использовать трубы выполненные из материалов соответствующих требованиям международного стандарта NACE MRO175-97 и публикации EFC16 (металлургия в кислых условиях).

Для эксплуатационной колонны можно рекомендовать применение низколегированных труб из марки стали Т-95, выполненных по стандарту АНИ 5СТ и соответствующих требованиям стандарта NACE MRO 175-97. Следует отметить, что твёрдость стали не должна превышать 250HV30 (22HRC). Для труб АНИ 5СТ – С90 и Т-95 сорта (Q+T) закалённые и отпущенные, твердость может достигать 270 единиц по шкале HV30 (в соответствии с рекомендациями публикации EFC16).



15.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЗАЩИТЕ ЛЮДЕЙ И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ВСКРЫТИИ ПЛАСТОВ, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД

Таблица 15.11

№ пп	Наименование мероприятий	Действия персонала
1	2	3
1	Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учетом рельефа местности и направления господствующих ветров.	
2	Буровая вышка должна устанавливаться на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовибросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.	
3	При пуске буровой пусковая комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о ее готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновение открытого фонтанирования, дальнейшие работы должны быть прекращены.	Перед вскрытием пласта, содержащего сероводород (не менее 100м. до пласта), необходимо: • Вокруг территории буровой установить знаки безопасности. • Проверить исправность приборов контроля концентрации сероводорода, наличие и исправность средств индивидуальной защиты (СИЗ), систем отсоса и отвода газа. • Провести дополнительный инструктаж и тренировочное занятие по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение скважины. • Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации сероводорода из расчета ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости. • Обеспечить буровую запасом химреагентов, нейтрализующих сероводород.
4	Для принудительного удаления газа из промывочной жидкости должны быть использованы вакуумные дегазаторы и устройства для отвода и нейтрализации газа.	
5	Перед спуском в скважину обсадные и насосно-компрессорные трубы, которые будут работать в сероводородной среде, должны быть подвергнуты 100% контролю (опрессовка, калибровка, шаблонирование).	
6	Не допускать применения нейтрализаторов, присадок, ингибиторов и т.п., если не известны их свойства (токсичность, взрывоопасность).	
7	Химреагенты для нейтрализации сероводорода в составе промывочной жидкости должны отвечать следующим требованиям: • Полностью нейтрализовать сероводород, не ухудшая качества промывочной жидкости. • Не быть токсичными.	



продолжение таблицы 15.11

1	2	3
8	Параметры промывочной жидкости должны быть определены до, и после введения нейтрализатора. Не допускается отклонение параметров промывочной жидкости от указанных в ГТН.	
9	Если после обработки промывочной жидкости концентрация сероводорода продолжает повышаться, промывочную жидкость необходимо утяжелить. Изменение параметров промывочной жидкости в этих случаях должно проводиться по решению директора по производству КПО б.в.	
10	Перед проведением работ по установке цементных мостов, ванн, спуску колонн и т.п. при вскрытых пластах, содержащих сероводород, промывочная жидкость должна быть обработана нейтрализаторами.	
11	В процессе бурения необходимо систематически определять концентрацию водородных ионов в промывочной жидкости (рН), уменьшение которой может указывать на увеличение притока сероводорода из пласта.	
12	Вскрытие пласта и освоение скважины должны осуществляться под непосредственным руководством супервайзера или ответственного ИТР.	
13	Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн необходимо применять специальные резьбы с уплотнительными элементами типа «металл-металл» и уплотнительные смазки.	
14	Противовыбросовое оборудование, бурильные трубы, трубопроводы, находящиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.	
15	Отработанная промывочная жидкость, пластовые воды и шлам перед сбросом их в шламособорники должны быть нейтрализованы.	
16	Для своевременного определения появления сероводорода на буровой должна быть автоматическая система обнаружения.	При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должен подать сигнал тревоги. При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК для рабочих зон необходимо: • Надеть соответствующие противогазы. • Оповестить ответственного исполнителя, ответственного руководителя работ и находящихся в опасной зоне людей. • Принять меры по устранению (снижению) загазованности. • Организовать контроль воздушной среды до ликвидации опасной загазованности не реже, чем через каждый час.



продолжение таблицы 15.11

1	2	3
16		Обозначить загазованную зону знаками безопасности (с учетом направления ветра). Принять меры по предупреждению захода (заезда) в загазованную зону посторонних лиц, транспортных средств и животных. При необходимости организовать посты. При повышении на рабочих местах (или вблизи них) концентрации сероводорода в воздухе, близкой к 0,5% объемных (7594 мг/м³), допустимой для фильтрующих противогазов, необходимо: • Выйти из опасной зоны. • Сообщить о создавшейся аварийной обстановке непосредственному руководителю и исполнителю работ. • Дальнейшие работы проводятся по плану ликвидации аварий в присутствии ИТР. При выделении сероводорода в концентрациях, превышающих допустимую для фильтрующих противогазов, работы на объектах проводятся только силами специальных подразделений (военизированные части по предупреждению фонтанов и т.д.) под руководством созданного штаба. При отравлении сероводородом необходимо: • Немедленно вызвать скорую медицинскую помощь. • Быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение. • Удобно уложить, освободить от стесняющей одежды, согреть, очистить полость рта. • Если пострадавший в сознании, дать понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем, кофе и принять меры, чтобы больной не уснул. При остановке дыхания необходимо делать искусственное дыхание и непрямой массаж сердца
17	К работам на объектах, где возможно выделение сероводорода, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, знающие признаки появления сероводорода, его вредное воздействие и умеющие оказать первую помощь при отравлениях. Они должны подвергаться медицинскому осмотру при приеме на работу, а в дальнейшем периодическому осмотру.	
18	Для контроля за наличием сероводорода и углеводородов в воздушной среде должны быть смонтированы стационарные газоанализаторы с сигнализирующими устройствами.	

продолжение таблицы 15.11

1	2	3
18	Запрещается пуск в работу и эксплуатацию объектов при отсутствии или неисправности системы контроля воздушной среды на токсичные и взрывоопасные концентрации газов.	
19	Должен быть определен перечень мест установки пробозаборных устройств стационарных газоанализаторов и замера переносными приборами, утвержденный руководителем предприятия.	
20	Бригады должны быть обеспечены приборами для определения концентрации сероводорода.	
21	Члены бригады должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), знать их устройство и уметь пользоваться ими.	
22	Контроль воздушной среды должен проводиться по графику, утвержденному директором по производству. Результаты замеров (анализов) должны заноситься в «Журнал контроля воздушной среды».	
23	Отбор проб воздуха или замер концентрации сероводорода переносными приборами должен производиться специально обученным лицом в присутствии дублера. При этом они должны иметь при себе соответствующие СИЗ, в том числе противогазы.	
24	На газоопасных по сероводороду объектах должны быть установлены устройства для определения направления и скорости ветра (конус, флюгер и т.д.). В ночное время эти устройства необходимо освещать.	
25	Запрещается выпускать в атмосферу без сжигания газ, содержащий сероводород.	
26	Руководство КПО б.в. должно разработать план мероприятий по защите населения и окружающей среды на территории ведения работ.	
27	При вскрытии пластов, содержащих сероводород, наличие его в промывочной жидкости должно контролироваться.	
28	Перед промыслово-геофизическими работами скважину необходимо подготовить для обеспечения безаварийного их проведения в условиях возможного выделения сероводорода.	
29	Освоение скважины воздухом запрещается .	
30	Длина продувочного (факельного) отвода должна быть не менее 100 м. Отвод монтируется с применением герметизирующих смазок и испытывается на герметичность в установленном порядке.	



15.5 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

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

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

Техническим проектом намечается строительство горизонтальной добывающей скважины. Геологический разрез проектируемой скважины изучен при бурении скважин на месторождении Карачаганак.

Заложенные технические и технологические решения строительства 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 скважины

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

Основные причины риска при строительстве скважин следующие:

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

Выявление и анализ возможных недостатков при строительстве 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
Потеря контроля управления скважиной	Травмы Смерть Повреждение оборудования Ущерб окружающей среде	2	2	4	Обучение персонала действиям при НГВП Соблюдение Требований промышленной безопасности Проверка ПВО и плановое обслуживание Компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Ведение аварийных работ в скважине	Травмы Смерть Повреждение оборудования	2	2	4	Соблюдение Требований промышленной безопасности Осмотр талевого каната Наличие Сертификата на талевый канат и бурильные трубы Эскиз спущенного в скважину аварийного инструмента Компетентность персонала по ведению аварийных работ Собрание по ТБ перед началом работ Спецодежда и СИЗ Связь	2	2	4
Опасность механического повреждения Шкивы Ролики кронблока	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ 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
Химические реагенты	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	4	16	Применение реагентов, имеющих гигиеническое сертификаты Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Шум и вибрация	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Предупредительные знаки Собрание по ТБ перед началом работ	5	2	10



Скорость ветра	Травмы Повреждение оборудования	5	4	20	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Остановка работ при усилении ветра выше нормы Связь	3	2	6
Холодная погода	Травмы Повреждение оборудования	3	3	9	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Оценка рабочих условий Связь	2	2	4
Жаркая погода	Травмы Повреждение оборудования	2	3	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий	2	2	4
Осадки Дождь Снег	Травмы	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий Связь	4	2	8
Контакт с горячими / холодными поверхностями	Ожоги Обморожения	3	2	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Ограждения Связь	2	2	4
Работы на высоте	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Пояса безопасности при работе на высоте 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
Газ (H ₂ S, SO ₂ , CO ₂)	Травмы Потеря жизни Нанесение вреда окружающей среде	4	6	24	Процедура проведения работ Наряд-допуск для проведения работ Газовые детекторы на местоположении Дыхательные аппараты в наличии Наличие курсов токсичная атмосфера Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Обучение персонала спасению в загазованной местности	2	5	10
Утечка углеводорода	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования Нанесение вреда окружающей среде	6	6	36	Функциональный тест и проверка ПВО перед проведением работ Использование протестированного оборудования Техническое обслуживание Использование оборудования, соответствующего зонам безопасности Процедура проведения работ / программа работ Наряд-допуск для проведения работ Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ	2	5	10

В - Вероятность возникновения вреда

С - Серьезность нанесение вреда

Р - Риск

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

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

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

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

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

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

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

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

Этап проектирования.

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

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

С целью обеспечения соответствия строительства скважины утвержденному проекту, проводится авторский надзор за строительством. При проведении авторского надзора особое внимание уделяется соответствию проектной и фактической геологической информации, получаемой в процессе бурения, вскрытию и испытанию перспективных объектов на приток, а также контролю за сложными технологическими процессами, включая вскрытие продуктивных отложений и др. В это время происходит сбор и анализ информации для обеспечения принятия более оптимальных, технологически безопасных вариантов для составления следующих проектов на строительство скважин.

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

Для минимизации и исключения риска при бурении 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;
- обучение на курсах тренинга по противофонтанной безопасности и управлению скважиной;
- сдача экзаменов по профессиям и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации НГВП и противопожарной безопасности, умение пользоваться средствами индивидуальной защиты;
- ознакомление с передовым опытом и безопасным ведением работ на других предприятиях.

К техническим мероприятиям относятся:

- систематический осмотр и проведение дефектоскопии бурового оборудования и инструмента;
- осмотр, опрессовка и шаблонировка обсадных труб перед спуском в скважину;
- опрессовка буровых и обсадных колонн;
- испытание буровых вышек согласно требованиям нормативных документов РК;
- совместная опрессовка обсадных колонн с установленным на них противовыбросовым оборудованием на расчетное давление;
- применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
- применение высокотехнологичного и безопасного оборудования (верхнего привода, гидравлических ключей, спайдер-элеваторов, превентеров, гидравлических манометров, индикаторов веса, индикаторов момента и др.);
- автоматизация процессов бурения;
- механизация трудоемких работ.

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.

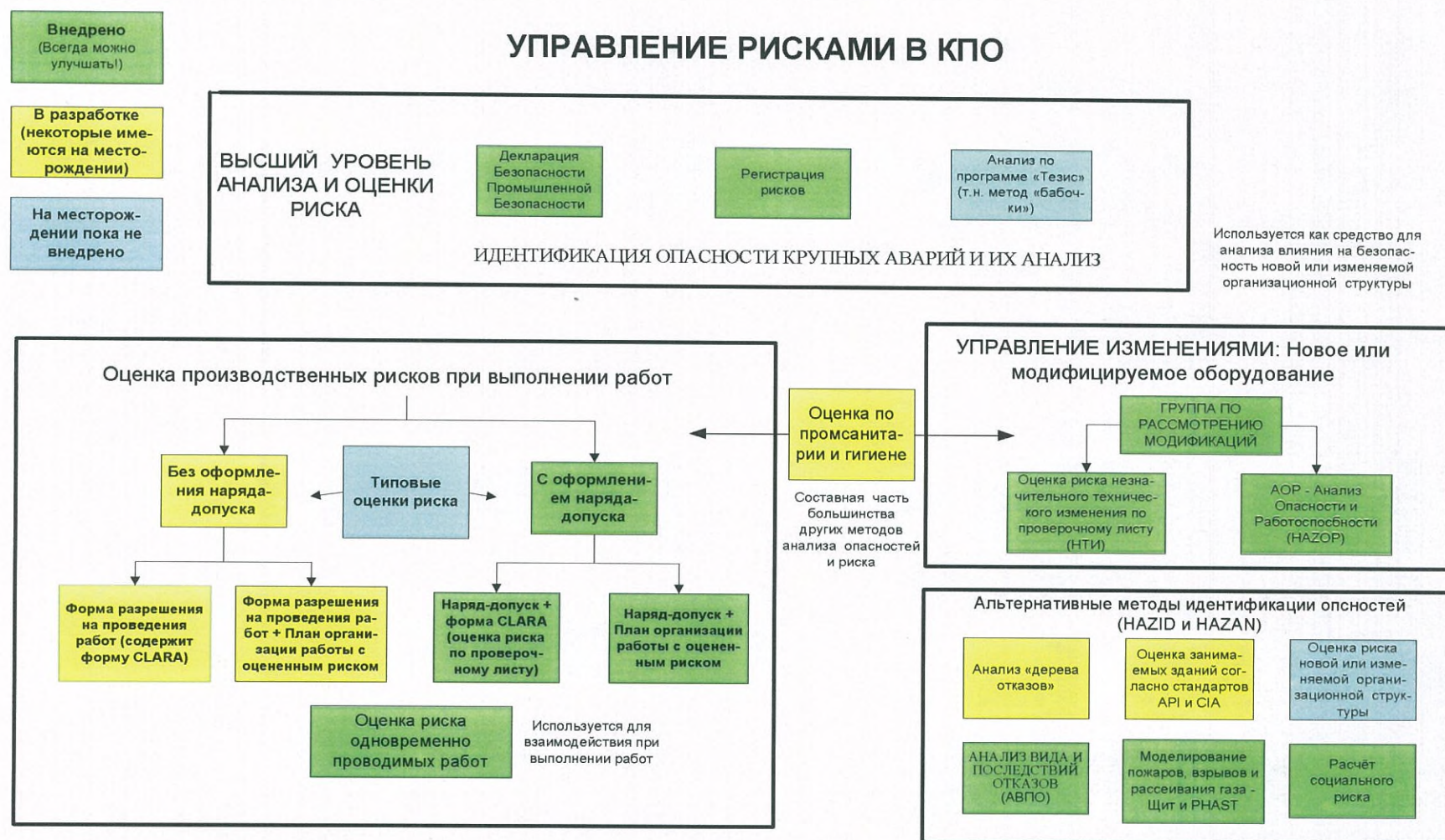


Рисунок 1 Схема управления рисками в КПО б.в.

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.

**15.6 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ
ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН****Таблица 15.6 - Список литературы**

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК от 10 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.04.2024 г.)	Раздел 3
2	Экологический Кодекс РК от 02 января 2021 г. №400-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.04.2024 г.)	Раздел 3
3	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 07.07.2020 г № 360-VI (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.05.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", №125-IV от 27.12.2017 г, Астана, с изменениями на 01.05.24.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите" от 11.04.2014, №188-V ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» утвержден приказом МЧС №405 от 17.08.2021 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.04.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, МЭ РК №239 от 15.06.18 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.02.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 5, Раздел 1, подраздел 15
8	Правила пожарной безопасности, от 21.02.2022 г. № 55 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 07.08.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
10	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления от 25.12.2020 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.05.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
11	Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека, от 16.02.2022 г. № КР ДСМ-15	Раздел 1, подраздел 15
12	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности от 15.12.2020 г № КР ДСМ-275.	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения от 03.08.2021 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.04.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», прМНЭ РК № 237 от 20.03.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
15	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к прМНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года.	Раздел 1, подраздел 15
16	«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



Продолжение таблицы 15.6

1	2	3
17	Рекомендованные правила технической эксплуатации в сероводородной среде для нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих предприятий, АНИ РП 55-1995 рег № 022/0318 от 16.10.2003.	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
18	Правила идентификации опасных производственных объектов, приказ МИР РК от 30.12.2014 г. № 353 (с изменениями 04.08.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
19	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», приказ МИР РК от 30.12.2014 г. №355 (с изменениями и дополнениями от 04.08.2023 г.)	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
20	Правила устройства электроустановок (ПУЭ РК), приказ МЭ РК №230 от 20.03.2015 г (с изменениями на 03.01.2023 г.).	Раздел 1, подраздел 15
21	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
22	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, приказ МИР РК от 30.12.2014 г. № 358 (с изменениями по состоянию на 09.03.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
23	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
24	"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,
25	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
26	РД0 Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
27	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
28	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД 39-1-306-79, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
29	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газодонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
30	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
31	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
32	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986.	Раздел 1, подраздел 8
33	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982.	Раздел 1, подраздел 8
34	РД 39-0147014-515-85. Особенности расчёта трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородсодержащих месторождений. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987.	Раздел 1, подраздел 9
35	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
36	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
37	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
38	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
39	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



Продолжение таблицы 15.6

1	2	3
40	СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования».	Раздел 1, подраздел 3
41	РД 39-3-819-91. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 3
42	Методика глушения при НГП. М, 1979.	Раздел 1, подраздел 5
43	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
44	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
45	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
46	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа, 1966.	Раздел 1, подраздел 15
47	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
48	ПСТ РК 27-2014 «Требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых газовых и нефтяных фонтанов»	Раздел 1,
49	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
50	СТ РК ИСО 15156-2-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 2. Трещиностойкие углеродистые и низколегированные стали и применение литейного чугуна.	Раздел 1, подраздел 9, 10
51	СТ РК ИСО 15156-3-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 3. Трещиностойкие коррозионностойкие и ругие сплавы.	Раздел 1, подраздел 9, 10
52	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
53	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
54	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Раздел 1, подраздел 9
55	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
56	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
57	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
58	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
59	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
60	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
61	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
62	СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».	Раздел 1, подраздел 15
63	СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 15
64	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4



Продолжение таблицы 15.6

1	2	3
65	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 10
66	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3,
67	Технические условия на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд" для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Республики Казахстан. Алматы, "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд", ГП ГНИ, ВНИИТнефть, 1995.	Раздел 1, подраздел 9

Таблица 15.6 - 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 июня 2000 г. №53-ІІ «Об обеспечении единства измерений».
Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 г. №603-ІІ «О техническом регулировании».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2004 г. №580-ІІ «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам».
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».
Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014г. №202-V «О разрешениях и уведомлениях».
"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).
Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений (ОСП 72/87). Москва, Атомиздат, 1987.
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 определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин, утв. Госгортехнадзором РФ 26.12.96г. (справочное)
Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. Москва, ВНИИБТ, 1973.
Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. Москва, ВНИИБТ, 1976.
Методические пособие по испытанию эксплуатационных и разведочных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. Москва, Недра, 1976.
РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. Москва, ВНИИБТ, 1986.
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».
ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
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.





Продолжение таблицы 15.6

1
РД-08-47-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов. Алматы, МНП РК, 1994.
РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.
РД 03-26-2007 Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ.
СН РК 1.02-17-2003 «Указания по проектированию предприятий (объектов), сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования и оборудования, изготовленного по лицензиям международных и национальных органов».
Инструкция по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.
Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва, Недра, 1980.
Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда "Недра" КД П-190/80 (КД ПМ-190/80). Москва, ВНИИБТ, 1975.
Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Санитарные правила и нормы СанПин 2.1.4.559-96. РК 3.01.067.97.
Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. Москва, Стройиздат, 1976.
Каталог "Промышленные противогазы и респираторы".
КПР-96. Критерии принятия решений по ограничению облучения. Алматы, 1996.
Справочник по испытанию скважин. М 1984.
Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промывочной жидкости при бурении скважин. Москва, ВНИИБТ, 1974.
Зорькин Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник. Москва, "Недра", 1989.
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 по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981.
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.
Шевцов В.Д. Предупреждение газопрооявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. Москва, Недра, 1988.
Баббаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.
Specification for Casing and Tubing. API specification 5CT, 7-th edition, Oct. 2001, ISO 11960:2001.
NACE international the corrosion society Standard Material Requirements. NACE Standard MR0175-2000 Item No. 21302 MR 0175-99 was an American National Standard. ANSI Approval of the 2000 edition of MR0175 is expected by April 2000.

Раздел 2

Организация строительства



1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м ³ /сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м ³	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, м ³ /ч	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG-249, RIG-258											
Для технических нужд 9,0	237	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	месторождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	34	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	месторождение	-	15,0	-	-
RIG-216											
Для технических нужд 9,0	140	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	месторождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	41,4	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	месторождение	-	15,0	-	-
RIG-17 (ZJ-40)											
Для технических нужд 9,0	160	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	месторождение	-	10,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	60	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	месторождение	-	10,0	-	-
Примечание 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.											



Продолжение таблицы 1.1

Для станков RIG-249, RIG-258:

- хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом $83,4 \text{ м}^3$ и одной ёмкости объёмом 70 м^3 ;
- хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом 17 м^3 каждая.

Для станка RIG-216:

- хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом 70 м^3 ;
- хранение воды для хоз. бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом $20,7 \text{ м}^3$ каждая.

Для станка RIG-17 (ZJ-40):

- хранение воды для технических нужд в 4-х ёмкостях объёмом 40 м^3 каждая;
- хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в 2-х ёмкостях с системой очистки объёмом 30 м^3 каждая.



1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

Вариант-1

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	141,7	90,0	498,7	730,3
4	Испытание на продуктивность	25,8	16,4	88,6	130,7
	Итого	211,2	109,6	587,3	908,1

Вариант-2

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5,2	3,3	-	8,4
2	Строительство и монтаж	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	141,7	90,0	629,1	860,7
4	Испытание на продуктивность	25,8	16,4	88,6	130,7
	Итого	211,2	109,6	717,7	1038,5

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" ПМЗ РК № КР ДСМ-13 от 11.02.2022 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:

$$T = (2 + 55 + 10) \times 199 / 365 = 37 \text{ сут};$$

где: 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
RIG-249, RIG-258							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1750 кВт.							
RIG-216							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами Kato.							
RIG-17 (ZJ-40)							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания Perkins, N-1500 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
RIG-249, RIG-258						
1. Дизельный двигатель Caterpillar 3512 DITA, N=1101 кВт - 5 к-тов с генераторами Kato SR4B, N-1750 кВт;						
2. Аварийный дизельный двигатель Caterpillar 3406, N=448 кВт;						
3. Аварийный дизель-генератор Caterpillar SR - 4B, N=300 кВт.						
4. Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп., N-73,5 кВт						
подготовительные работы						
28,0	28,0	0,01	-	8,4	г. Аксай	30
бурение и крепление						
770,3	769,9	0,34	-	232,4	г. Аксай	30
испытание						
139,8	139,7	0,06	-	42,2	г. Аксай	30
всего						
938,0	937,6	0,4	-	283,0	г. Аксай	30
RIG-216						
1. Дизельный двигатель Caterpillar D-399 JWAC, N=891 кВт - 4 к-та с генераторами Kato;						
2. Вспомогательный дизельный двигатель Caterpillar D-3412 с генератором N=300 кВт;						
подготовительные работы						
18,4	18,0	0,4	-	5,3	г. Аксай	30
бурение и крепление						
505,4	495,5	9,9	-	144,7	г. Аксай	30
испытание						
91,9	90,1	1,8	-	26,3	г. Аксай	30
всего						
615,7	603,6	12,1	-	176,3	г. Аксай	30



Продолжение таблицы 2.2

RIG-17 (ZJ-40)						
1. Дизельный двигатель CAT C-18, N=522 кВт - 2 к-та;						
2. Дизельная электростанция Perkins, N=1500 кВт - 3 к-та;						
3. Аварийная дизельная электростанция Perkins, N=500 кВт - 1 к-т;						
подготовительные работы						
25,9	25,4	0,5	-	5,3	г. Аксай	30
бурение и крепление						
713,5	699,5	14,0	-	144,7	г. Аксай	30
испытание						
129,8	127,2	2,6	-	26,3	г. Аксай	30
всего						
869,2	852,1	17,1	-	176,3	г. Аксай	30

RIG-249, RIG-258

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:

Расход топлива и масла для дизельного генератора Cat 3512B определен согласно справке бурового подрядчика.

Диз.топливо на подготовительные работы: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 27,95 \text{ т}$

Диз.топливо на бурение и крепление: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (55) = 768,57 \text{ т}$

Диз.топливо на испытание: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (10) = 139,74 \text{ т}$

Масло на подготовительные работы: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 0,01 \text{ т}$

Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (55) = 0,32 \text{ т}$

Масло на испытание: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (10) = 0,06 \text{ т}$

где: 137,00 - расход топлива, л/час;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часов в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

5 - количество дизелей;

0,0578 - расход масла, л/час.

10 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;

Оборудование для обогрева:

Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU. Расход топлива взят согласно паспортной характеристики.

Расход топлива на подготовительные работы: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (2) \times 199/365 = 4,4 \text{ т}$

Расход топлива на бурение и крепление: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (55) \times 199/365 = 122,3 \text{ т}$

Расход топлива на испытание: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (10) \times 199/365 = 22,2 \text{ т}$

где: 100 - расход топлива, л/час;

2 - количество комплектов.

Паровой котел Holman - 2 комплекта (один аварийный). Расход топлива взят согласно паспортной характеристики.

Расход топлива на подготовительные работы: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2) \times 199/365 = 4 \text{ т}$

Расход топлива на бурение и крепление: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (55) \times 199/365 = 110,1 \text{ т}$

Расход топлива на испытание: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (10) \times 199/365 = 20 \text{ т}$

Расход для обогрева на подготовительные работы: $4,4 + 4 = 8,4 \text{ т}$

Расход для обогрева на бурение и крепление: $122,3 + 110,1 = 232,4 \text{ т}$

Расход для обогрева на испытание: $22,2 + 20 = 42,2 \text{ т}$

где: 180 - расход топлива, л/час;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

55 - продолжительность бурения, сут;

10 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут



Продолжение таблицы 2.2

Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп. Расход топлива взят согласно спецификации.

Диз.топливо на бурение и крепление: $6 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (7,6) = 0,93 \text{ т}$

Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (7,6) = 0,01 \text{ т}$

где: 6,00 - расход топлива, л/час;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часов в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

0,0578 - расход масла, л/час.

7,6 - продолжительность работы сварочного агрегата, сут;

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 Квт при цементировании

Диз.топливо: $0,306 \times 0,476 \times 2 = 0,3 \text{ т}$

Масло: $0,006 \times 0,476 \times 2 = 0,006 \text{ т}$

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;

0,006 - расход масла за сутки, т/сут;

2 - количество комплектов;

0,476 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВт

Диз.топливо: $0,311 \times 0,476 = 0,148 \text{ т}$

Масло: $0,0062 \times 0,476 = 0,003 \text{ т}$

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;

0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0,476 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.

RIG-216

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:

Расход топлива и масла для дизельного двигателей Caterpillar D-399 и D-3412 предоставлены буровым Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 18,02 \text{ т}$

Диз.топлива на бурение и крепление: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (55) = 495,5 \text{ т}$

Диз.топлива на испытание: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) = 90,09 \text{ т}$

Расход масла на подготовительные работы: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 0,4 \text{ т}$

Расход масла на бурение и крепление: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (55) = 9,9 \text{ т}$

Расход масла на испытание: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) = 1,8 \text{ т}$

где: 10599 - общий расход топлива, л/сут;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

0,001 - перевод кг в тонну;

211,98 - общий расход масла, л/сут.

10 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;

Оборудование для обогрева:

Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Паровой котел Holman - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Расход для обогрева на подготовительные работы: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) \times 199/365 = 5,3 \text{ т}$

Расход для обогрева на бурение и крепление: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (55) \times 199/365 = 144,7 \text{ т}$

Расход для обогрева на испытание: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) \times 199/365 = 26,3 \text{ т}$

где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

0,001 - перевод кг в тонну;

55 - продолжительность бурения, сут;

10 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 кВт при цементировании

Диз.топливо: $0,306 \times 0,476 = 0,15 \text{ т}$

Масло: $0,006 \times 0,476 = 0,003 \text{ т}$



Продолжение таблицы 2.2

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;
 0,006 - расход масла за сутки, т/сут;
 0,476 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВт

Диз.топливо: $0,311 \times 0,476 = 0,148$ т

Масло: $0,0062 \times 0,476 = 0,003$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;
 0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;
 0,476 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.

ZJ-40**При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:**

Расход топлива и масла для дизельных двигателей CAT C-18 предоставлены буровым
 Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: $1129 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) \times 2 = 3,84$ т

Диз.топлива на бурение и крепление: $1129 \times 0,85 \times 0,001 \times (55) \times 2 = 105,56$ т

Диз.топлива на испытание: $1129 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) \times 2 = 19,19$ т

Расход масла на подготовительные работы: $22,58 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 0,1$ т

Расход масла на бурение и крепление: $22,58 \times 0,85 \times 0,001 \times 2 \times (55) = 2,1$ т

Расход масла на испытание: $22,58 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) = 0,4$ т

где: 1129 - общий расход топлива, л/сут;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 22,58 - общий расход масла, л/сут.
 10 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;
 2 - количество дизелей;

Расход топлива и масла для дизельной электростанции Perkins предоставлены буровым
 Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: $4235 \times 0,85 \times 0,001 \times 3 \times (2) = 21,6$ т

Диз.топлива на бурение и крепление: $4235 \times 0,85 \times 0,001 \times 3 \times (55) = 593,96$ т

Диз.топлива на испытание: $4235 \times 0,85 \times 0,001 \times 3 \times (10) = 107,99$ т

Расход масла на подготовительные работы: $0,85 \times 0,001 \times 84,7 \times 3 \times (2) = 0,4$ т

Расход масла на бурение и крепление: $0,85 \times 0,001 \times 84,7 \times 3 \times (55) = 11,9$ т

Расход масла на испытание: $0,85 \times 0,001 \times 84,7 \times 3 \times (10) = 2,2$ т

где: 4235 - общий расход топлива, л/сут;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 84,70 - общий расход масла, л/сут.
 10 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;
 3 - количество дизелей;

Оборудование для обогрева:

Воздухонагреватель Tioga 4MM BTU - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Паровой котел Holman - 2 комплекта. Расход топлива предоставлен Подрядчиком.

Расход для обогрева на подготовительные работы: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) \times 199/365 = 5,3$ т

Расход для обогрева на бурение и крепление: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (55) \times 199/365 = 144,7$ т

Расход для обогрева на испытание: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (10) \times 199/365 = 26,3$ т

где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 55 - продолжительность бурения, сут;
 10 - продолжительность при испытании, сут;
 2 - продолжительность подготовительных работ, сут;
 199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, 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		
							тип дороги (асфальтированная грунтовая, лежневая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, трактор и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт								
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 измерения	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 PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	шт.	1	-	-	кондуктор 339,7 мм	1	-	-
2	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
3	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
4	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
5	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапано	шт.	1	-	-		1	-	-
6	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	1	-	-		1	-	-
7	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
8	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	2	-	-		2	-	-
9	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
10	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
11	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
12	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
13	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
14	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)	шт.	1	-	-	промежуточная 244,5 мм	1	-	-
15	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
16	Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
17	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
18	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
19	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	шт.	2	-	-		2	-	-
20	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
21	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
22	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
23	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
24	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
25	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-





Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
26	Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322)	шт.	1	-	-	экс. колонна 177,8 мм	1	-	-
27	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
28	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
29	171,5 мм переводник ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
30	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
31	127 мм ТБТ (5" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
32	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
33	165,1 мм переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
34	Конусный фрез	шт.	1	-	-	шаблонирование и зачистка экс. колонна 177,8 мм	1	-	-
35	Наддолотный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
36	120.65 мм УБТ (4.75" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
37	Переводник	шт.	2	-	-		2	-	-
38	Скрепер "BOWEN"	шт.	1	-	-		1	-	-
39	Обратный клапан	шт.	2	-	-		2	-	-
40	Колонный магнит	шт.	2	-	-		2	-	-
41	120.65 мм Ясс (4.75" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
42	88.9 мм ТБТ (3,5" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
43	СБТ 139,7 (5,5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: S-135	м	2760	-	-	-	2760	-	-
44	СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: XD-105	м	2760	-	-	-	2760	-	-
45	Обсадные трубы 508 мм	м	15	-	-	направление 508,0 мм	15	-	-
46	Обсадные трубы 339,7 мм	м	200	-	-	кондуктор 339,7 мм	200	-	-
47	Обсадные трубы 244,5 мм	м	1500	-	-	промежуточная 244,5 мм	1500	-	-
48	Обсадные трубы 177,8 мм	м	2760	-	-	экс. колонна 177,8 мм	2760	-	-
49	НКТ 114,3 (4,5") мм	м	1800	-	-	-	-	-	1800
50	Цемент класса G (HSR)	т	187,9	-	-	-	187,9	-	-
51	Химреагенты вариант 1	т	427,5	-	-	-	427,3	-	0,19
	вариант 2	т	199,0	-	-	-	198,8	-	0,19
52	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	19	-	-	кондуктор 339,7 мм	19	-	-
		кг	712	-	-		712	-	-
	"	шт.	48	-	-	промежуточная 244,5 мм	48	-	-
		кг	740	-	-		740	-	-
	"	шт.	69	-	-	экс. колонна 177,8 мм	69	-	-
		кг	754	-	-		754	-	-

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
53	Горюче-смазочные материалы:								
	RIG-249, RIG-258	т	1221,0	36,36	-	-	1002,7	-	182
	RIG-216	т	792,0	23,72	-	-	650,1	-	118,19
	ZJ-40	т	1045,5	31,24	-	-	858,2	-	156,08
54	Пресная и техническая вода								
	вариант 1	м ³	908,1	8,4	38,64	-	730,3	-	130,7
	вариант 2	м ³	1038,5	8,4	38,6	-	860,7	-	130,7



Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

[illegible]

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

[illegible]

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 "- "-	2760 2760		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	Тенге/\$ США "- "- "- "-	договорная "- "- "- "-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	сут "- "- "- "-	79 12 2 55 10		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 508 мм Кондуктор 339,7 мм Промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 177,8 мм	м "- "- "- "-	15 200 1500 2760		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Кондуктор 339,7 мм Промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 177,8 мм	сут "- "- "-	2 28 17		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Кондуктор 339,7 мм Промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 177,8 мм	сут "- "- "-	2 3 3		
7	Расход долот по типоразмерам Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223) Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223) Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322) Конусный фрез	шт. "- "- "- "-	1 1 1 1		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	- -		



Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
9	Материал для бурового раствора: - утяжелители - глинопорошок (по типам) - химреагенты:				
	Вариант 1				
	NaOH	т	0,087		
	Na ₂ CO ₃	-"	0,087		
	Bentonite	-"	2,500		
	PETRO PAC R	-"	0,374		
	PHPA	-"	0,262		
	PETRO PAC LV	-"	0,150		
	PETRO DD	-"	0,499		
	KCl	-"	7,486		
	SARALINE	-"	134,2		
	Avabentoil ECT	-"	3,40		
	CaCl ₂	-"	3,45		
	Lime (известь)	-"	8,51		
	NDFT 411	-"	13,614		
	Avoil WA LT	-"	1,361		
	Avoil FC	-"	5,11		
	Soltex E	-"	5,79		
	Optivis CF	-"	1,02		
	CaCO ₃	-"	196,7		
	Барит	-"	24,8		
	Вариант 2				
	NaOH	т	0,087		
	Na ₂ CO ₃	-"	1,105		
	Bentonite	-"	2,500		
	PETRO PAC R	-"	0,374		
	PHPA	-"	0,262		
	PETRO PAC LV	-"	0,150		
	PETRO DD	-"	0,499		
	KCl	-"	26,730		
	KOH	-"	0,481		
	NewPac PLV	-"	1,924		
	NewZan D	-"	0,241		
	Avacid 50	-"	0,241		
	Victosal HT	-"	2,887		
	Polivis PWD	-"	0,168		
	Soltex E	-"	4,089		
	CaCO ₃	-"	114,358		
	Барит	-"	24,797		



4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, ПВО, планы и др.)



«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник отдела скважинных операций,
КПО б.в.



«APPROVED»

WEOP Manager, KPO b.v.

A. Bruzzzone/A. D'Amore
А. Бруццоне/А. Д'Аморе
« 12 » Марта / March 2026

1 Техническое задание на разработку индивидуального технического проекта на строительство водо-нагнетательной скважины РП-9 на месторождении Карачаганак

Technical assignment for drawing up the individual technical design for the construction of waste water injection well RP-9 in the Karachaganak field

Основание для выполнения проекта

Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Карачаганак по состоянию на 01.01.2018 г.

Протокол ЦКРР № 6/3 от 20.12.2018 г.

Контракт № AP\D\18\0952 от 01.10.2018 г., действующий до 31.12.2026 г.

Геотехнический документ для скважины РП-9 от 26 Января 2026 г.

Design basis

KOGCF development project as of 01.01.2018

CCED protocol No.6/3 dated 20.12.2018

Contract No. AP\D\18\0952 dated 01.10.2018, in force till 31.12.2026.

Geotechnical Document for RP-9 issued on 26 of January 2026.

2 Основные проектные данные

Main design data

2.1 Цель бурения: контроль промстоков и закачка промстоков в пласт

Purpose of drilling: Monitoring of wastewater and injection into the formation

2.2 Проектный горизонт: Объекты II и III Триасовых отложений

Target horizon: Object 2 and 3 Triassic reservoir

2.3 Месторасположение: Карачаганакское месторождение

Area: Karachaganak

2.4 Проектная глубина (вертикальная глубина от уровня моря): 2660 м.

Horizontal Well Section TVDSS: 2660.00 m.

Измеренная глубина: 2760 м.

Measured depth: 2760.00 m.

Профиль скважины согласно проекту КПО б.в./ Well Profile as per KPO b.v. Design:

РП-9 / RP-9						
Комментарии/ Comments	Изм. глубина /MD	Угол наклона/ Incl	Азимут/ Azim True	ВГ / TVD	ВГ от уровня моря / TVDSS	Интенсивность набора кривизны / DLS
	м	(°)	(°)	м	м	°/30м
Позиция на поверхности скважины/ Tie-In	0.00	0.00	0.00	0.00	-100.00	0.00
	15	0.00	0.00	15.00	-85.00	0.00
	200	0.00	0.00	200	100.00	0.00
	500.00	0.00	0.00	500.00	400.00	0.00
	700.00	0.00	0.00	700.00	600.00	0.00
	900.00	0.00	0.00	900.00	800.00	0.00
	1100.00	0.00	0.00	1100.00	1000.00	0.00

	1300.00	0.00	0.00	1300.00	1200.00	0.00
	1500.00	0.00	0.00	1500.00	1400.00	0.00
	1700.00	0.00	0.00	1700.00	1600.00	0.00
	1900.00	0.00	0.00	1900.00	1800.00	0.00
	2100.00	0.00	0.00	2100.00	2000.00	0.00
	2300.00	0.00	0.00	2300.00	2200.00	0.00
	2500.00	0.00	0.00	2500.00	2400.00	0.00
	2700.00	0.00	0.00	2700.00	2600.00	0.00
Проектная глубина/ Well TD	2760.00	0.00	0.00	2760.00	2660.00	0.00

- 2.5 Тип скважины: вертикальная
Профиль скважины согласно программе КПО
Well type: vertical well
Well profile according to KPO program
- 2.6 Категория скважины: первая (1)
Способ бурения: роторный, забойный двигатель, РУС
Well category: Category 1
Drilling technique: rotary, DHM, RSS
- 2.7 Тип привода: дизель-электрический
Drive type: diesel-electrical
- 2.8 Тип буровой установки: Буровая установка 3000 л.с (БУ-249/258 или с аналогичными характеристиками), Буровая установка 2000 л.с., Буровая установка 1000 л.с (БУ-17)
Type of drilling rig: 3000 HP Rig (Rig 249/258 or similar drilling rig), 2000 HP Rig, 1000 HP Rig (Rig 17)
- 2.9 Установка для достижения цели объектов: буровая установка, ГНКТ
Unit for targeting subsequent objects: drilling rig, coil-tubing
- 2.10 Пропускная способность трубной базы: 10000 м БТ
Pipe stock capacity: 10000 DP
- 2.11 Среднее число буровых станков: три
Average number of drilling rigs: three
- 2.12 Наличие цементировочного агрегата: да
Cementing department availability: yes
- 2.13 Продолжительность присутствия трактора на скважине, час/дней: по необходимости
Tractor shift duration, hr/days: as requested

3 Конструкция скважины

Well Design

Конструкция скважины / Well Design				
Тип колонны/ Casing type	Диаметр, мм/ Diameter, mm		Глубина установки колонны, м/ Setting depth, m	Кровля цемента, м/ Top of cement, m
	долото/ bit	обсадная труба/ casing		
Направление / Conductor	660,4 (26")	508 (20") 94 ppf Grade K55	15	До устья/ Up to surface
Кондуктор / Surface Casing	406,4 - 444,5 (16 - 17 1/2")	339,7 (13 3/8") 68 ppf Grade L80	200	До устья/ Up to surface
Промежуточная колонна / Intermediate casing	311,1 - 342,9 (12 1/4" - 13")	244,5 (9 5/8") 43.5 ppf Grade L80	0 - 1500	До устья/ Up to surface

Эксплуатационная колонна / Production casing	215,9 (8 1/2")	177,8 (7") 32 ppf Grade T95	0 - 2760	Не менее 100 м выше башмака предыдущей колонны/ At least 100 m overlap above the previous casing shoe
НКТ / Tubing	152,4 (6")	114,3 (4 1/2")	0 – ТВС 0 – Подлежит утв.	Не цементируется/ Uncemented

Примечание / Notes:

- Проектная конструкция скважины корректируется по уточненному проектному горно-геологическому разрезу, условиям бурения скважины и расчетам.
 - Глубина спуска обсадных колонн будет установлена исходя из фактических данных стратиграфии и данных, проведенных ГИС.
- Well design will be adjusted according to the revised geological profile, drilling conditions and calculations.
- Casing setting depths will be adjusted according to actual Stratigraphic tops and the logging results.

4 Цементирование обсадных колонн**Casing cementing**

Конструкция / Design				
Тип колонны/ Casing type	№ секции/ # of section	Интервал установки, м/ Setting depths, m		№ цементирования этапы (снизу вверх)/ # of cementing stages (upward)
		от (верх)/ from (top)	до (низ)/ to (bottom)	
Направление / Conductor	1	0	15	1
Кондуктор / Surface Casing	1	0	200	1
Промежуточная колонна / Intermediate casing	1	0	1500	1
Эксплуатационная колонна / Production casing	1	Не менее 100 м выше башмака предыдущей колонны/ At least 100 m overlap above the previous casing shoe	2760	1

Состав цементного раствора и буферной жидкости определяется программой цементирования / Cement slurry and spacer fluid composition is specified in the cementing program

- | | |
|--|--|
| <p>5 Продолжительность строительства
 Подготовительные работы: 2 дней
 Строительство и монтаж буровой установки и секций: 12 дней
 Время бурения и крепления скважины: 55 дней (Примечание: количество дней на бурение скважины является предварительным и может быть изменено по результатам детального анализа)
 Испытания объектов: 10 дней
 Примечание:
 Испытание объектов проводится отдельно и количество дней является приблизительным.</p> | <p>Well construction duration
 Preparatory work: 2 days
 Construction and installation of drilling rig and sections: 12 days
 Duration of drilling and casing well design: 55 days respectively (Note: this well duration is tentative and may vary dependent on detailed analysis)

 Testing of objects: 10 days.
 Note:
 Testing of objects is performed off-line and the durations are tentative.</p> |
| <p>6 Данные об участке проведения работ:
 Начало бурения - 1978
 Административное расположение:
 Казахстан, Западно-Казахстанская область, Бурлинский район
 Максимальная глубина промерзания грунта 1,65 м.
 Максимальная скорость ветра: до 25 м/сек</p> | <p>Description of drilling site area:
 Drilling commenced 1978
 Administrative location: Kazakhstan, Western-Kazakhstan oblast, Burlinsky area

 Maximum depth of frozen soil 1.65 m.
 Maximum wind speeding: up to 25 m/sec</p> |
| <p>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</p> | <p>Drilling site information:

 Topography: plain
 Condition of the area: arable lands, pastures
 Ground:
 Categorization II
 Fertile layer 34 cm
 Thickness of snow cover 24-27 cm</p> |
| <p>8 Размер земельного участка для буровой установки 3,5 га</p> | <p>Size of a land plot for drilling rig 3.5 hectares</p> |
| <p>9 Виды и объемы подготовительных работ
 Сооружение подъездных путей к БУ: по отдельному проекту
 Строительство буровой площадки: по отдельному проекту</p> | <p>Type and scope of preparatory jobs
 Access road construction: as per a separate project
 Construction of rig site: as per a separate project</p> |
| <p>10 Водо - и энергоснабжение, связь и использование местных стройматериалов</p> | <p>Water and power supply, communication and local building materials</p> |

Описание/Description	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов/ Type (description) of water sources, communications, building materials	Расстояние от источника до буровой (км)/ Distance from the sources to Rig, km	Характеристики/ Properties
Техническая вода/Process water	Магистральный водовод технической воды, пруды/ Water main of process water, lagoons	5	Автоцистерна/ Auto cistern
Питьевая вода для хозяйственных и технических нужд/ Drinking water for domestic needs	Магистральный водовод технической воды, пруды/ Water main of process water, lagoons	5	Автоцистерна/ Auto cistern
Питьевая вода/ Drinking water	Бутилированная вода г. Аксай/ Bottled Aksai	30	Автотранспорт/ Motor vehicle
Электроснабжение/ Power supply	Дизель-электростанция/ Diesel power station	В пределах буровой/ Within a Rig site area	Автономное/ Independent
Связь/ Communication	Радиостанция, телефон/ Radio, telephone	30	Связь с офисом/ Communication with office
Местные строительные материалы/ Local construction materials	Песок, гравий/ Sand, gravel	10	Самосвал/ Dump truck

Дополнительные сведения по энергоснабжению:

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

Power supply additional information:

- high voltage line no
- poles no
- cable line yes

Охрана окружающей среды

- 11** Безамбарная система сбора отходов при строительстве скважин: да
- 11.1** Дренажное оборудование под буровым оборудованием: да
- 11.2** Система лотков по периметру буровой площадки: в гидроизолированный отстойник
- 11.3** Вывоз и захоронение отходов бурения:
- использованный буровой раствор вывозится на завод буровых растворов для повторного использования;
 - твердые отходы вывозятся. Согласно процедуре управления отходами КПО б.в., в комплекс утилизации отходов или на «Площадку хранения твердых отходов и отработанных буровых жидкостей».

Environmental protection

Pit-free wastes gathering system in the course of well construction: yes

Drainage underneath drilling equipment: yes

Collection of storm and melt waters: by means of chutes system along the rig site towards waterproof sump

Drilling Waste Disposal:

- Used drilling mud is transported to the drilling fluids plant for reconditioning and reuse.
- Solid waste is transported, in accordance with the KPO b.v. Waste Management Procedure, either to the Waste Utilization Complex or to the Solid Waste and Spent Drilling Fluids Storage Site.

- 11.5 Рекультивация земельного участка: согласно проекту рекультивации почв Land reclamation: as per a reclamation project
- 12 Буровое оборудование**
- 12.1 Тип и количество дизелей: Caterpillar 3512 (5 шт.) Type and number of diesels: Caterpillar 3512 (5 pcs)
- 12.2 Тип и количество вагон-домиков: согласно тендеру Type and number of caravans: as per tender
- 12.3 Тип монтажа – повторный Type of installation – second
- 12.4 Конструкция фундамента (трубный, сборный, блочный, бутобетонный) Foundations design (pipe, prefabricated, modular, rubble concrete)
Тип фундаментных блоков: сборный Type of foundations blocks: prefabricated
- Тип фундаментных плит: дорожные плиты Type of foundations slabs: road slabs
- 12.5 Пожарная емкость 70 м³, количество: 2 шт. Fire tank 70 m³, quantity: 2 pcs.
- 12.6 Проведение проектно-изыскательских работ на буровой площадке: да Design and survey activities to be conducted at the rig site: yes
- 12.7 Противовыбросовое и устьевое оборудование: ПВО согласно техническим характеристикам БУ BOP and wellhead equipment: BOP as per Drilling Rig specification
- 12.8 Колонная головка: Cameron/FMC/Breda Casing head: Cameron/FMC/Breda
Фонтанная арматура: Cameron/FMC/Breda Christmas tree: Cameron/FMC/Breda
- 13 Материалы для обработки бурового раствора:**
- Материалы и химреагенты для приготовления бурового раствора: согласно программе буровых растворов КПО б.в. Materials and chemicals for mud mixing: as per KPO mud program.
- Объем бурового раствора для забуливания (м³): 50 Mud volume for spudding (m³): 50 m³
- Способ приготовления: индивидуальный или на заводе буровых растворов Method of mixing: individual and liquid mud plant
- Оборудование для очистки бурового раствора: минимум 3-ступенчатое Equipment for drilling mud cleaning: minimum 3-stage
- 14 Испытания объектов по окончании бурения**
- Диаметр НКТ: в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в. Testing objects after termination of drilling
- Испытания объекта: в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в. Tubing standard size: as per KPO completion program
Testing activities: as per KPO completion program
- 15 Транспортные средства для буровой бригады**
- Crew transportation**

Пункты / Stations		Расстояние, км/ Distance, km	Вид транспорта/ Type of vehicle	Периодичность смены вахт/ Frequency of crew change
Отправление/ Departure	Прибытие/ Destination			
Вахтовый городок/ Drilling Camp	Буровая/ Drilling Rig	30	автобус	12 часов

Подписи/Signatures:
От КПО б.в./
On behalf of Client:

Sadykov,
Yerzhan

Digitally signed
by Sadykov,
Yerzhan
Date: 2026.03.13
14:08:14 +05'00'

Е. Садыков
Ye. Sadykov
Ведущий инженер по планированию и
оптимизации производства / Lead Planning
& Performance Engineer



Д. Робертс / Яньян Юй
D. Roberts / Y. Yu
Начальник службы проектирования
скважин
WEOP Well Engineering Manager

Irgaliye
v, Serik

Digitally signed
by Irgaliyev, Serik
Date: 2026.03.12
13:34:05 +05'00'

К. Абышев/ К. Abryshev
Начальник службы обеспечения
соответствия нормативным требованиям
Assurance and Compliance Manager

От АО «НИПИнефтегаз»/
On behalf of NIPIneftegaz:

В. Усков/ V. Uskov
Главный специалист департамента
бурения
Chief Specialist, Drilling Department

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: **Карачаганак**
Скважина: **РП-9**
Вид скважины: **Вертикальная**

Цель бурения: **Контроль промстоков**
и **закачка промстоков в пласт**
Проектный горизонт: **Триас (резервуары II и III)**
Проектная глубина: **2760 м**

Продолжительность строительства - 79 сут.
Скорость бурения - 1505 м/ст.мес.

	RIG-249; RIG-258	RIG-216	ZJ-40
Вышка:	Parco 680 т	Parco 567 т	JJ225/38 - 225 т
Лебедка:	Garner Denver 3000 л.с.	OIME SL 2000 л.с.	JC28/11B - 450 кВт
Кронблок:	Derrck Services 680 т	Duo-Matic 567 т	TC225 - 225 т
Талевый блок:	Idec 750 750 т	Idec 525 521 т	YG225 - 225 т
Верхний привод:	Canrig 1165E 500 т	Varco TDS-3 648 т	Талевый блок YG225 - 225 т
Ротор:	Emsco B-37 ¹ / ₂ " 700 т	Oil Well-37 1/2 567 т	ZP275 - 450 т
Насосы:	Emsco FB-1600 3 шт	Emsco FB-1600 2 шт.	3NB1600 - 1000 кВт
Силовой привод:	RIG 258; Caterpillar 3512 DITA с генераторами Kato SR4B (5 ком); RIG 216 Caterpillar		
Двигатели лебедки и ротора:	RIG 258 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=1000 л.с.); RIG 216 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=800 л.с.);		
Привод насосов:	RIG 258 эл. моторы EMD-79 (3 шт. N=800 л.с.); RIG 216 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=800 л.с.);		

ΦΑ - **Cameron \ Breda** на P=700 кгс/см²

Противовыбросовое оборудование

1. Дивертер **Hydril MSP 2M - 21¹/₄"**
2. Кольцевой превентор: **Hydril GK - 13⁵/₈" 5M**
3. Плащечный двойной: **Cameron - 13⁵/₈" 10M**
4. Плащечный одинарный: **Cameron - 13⁵/₈" 10M**

[illegible]

Условные обозначения:

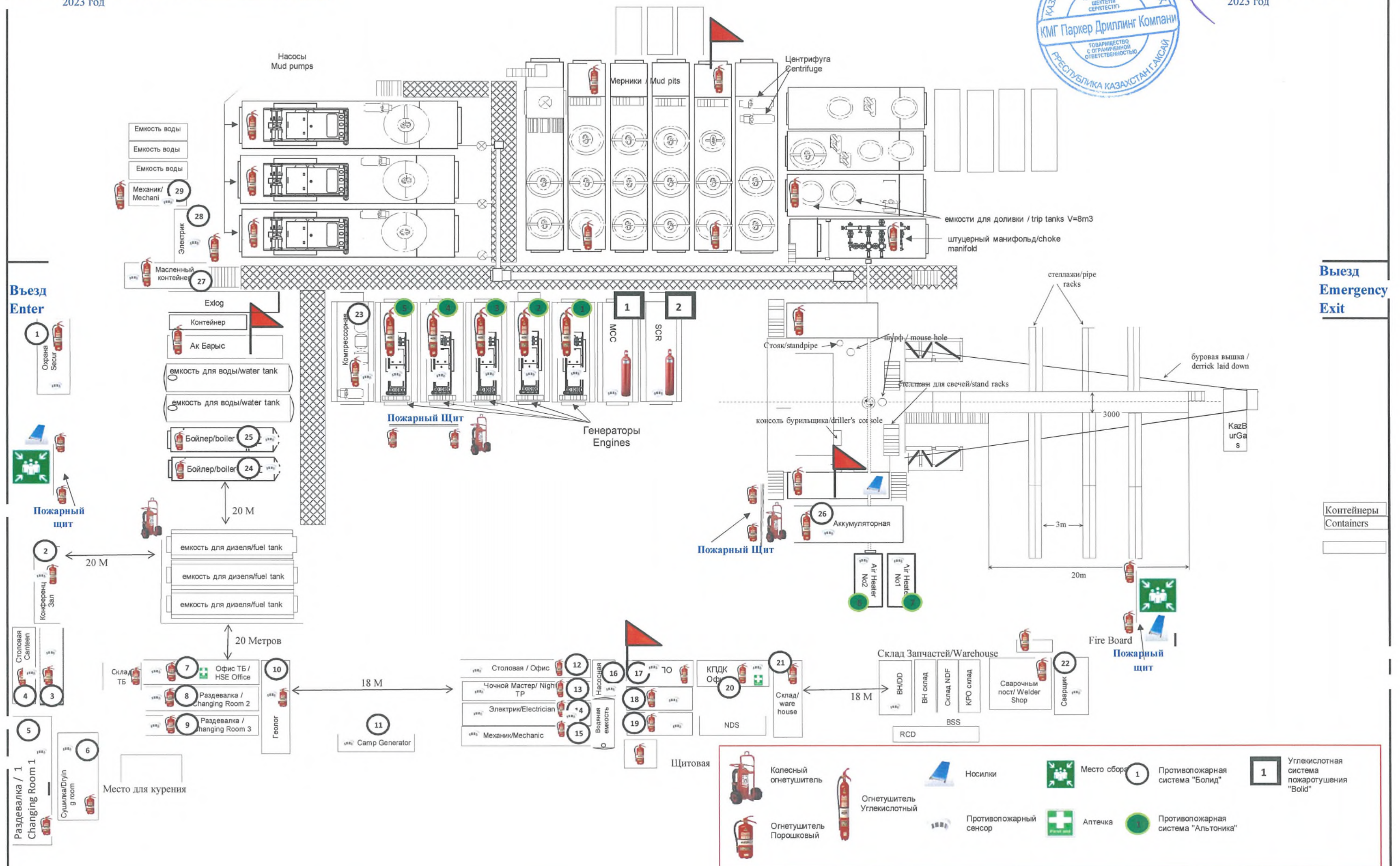

 пески, супеси
 
 алевролиты
 
 песчаники


 глины, аргиллиты
 
 мергели
 
 известняки

Выполнил:  В. Усков

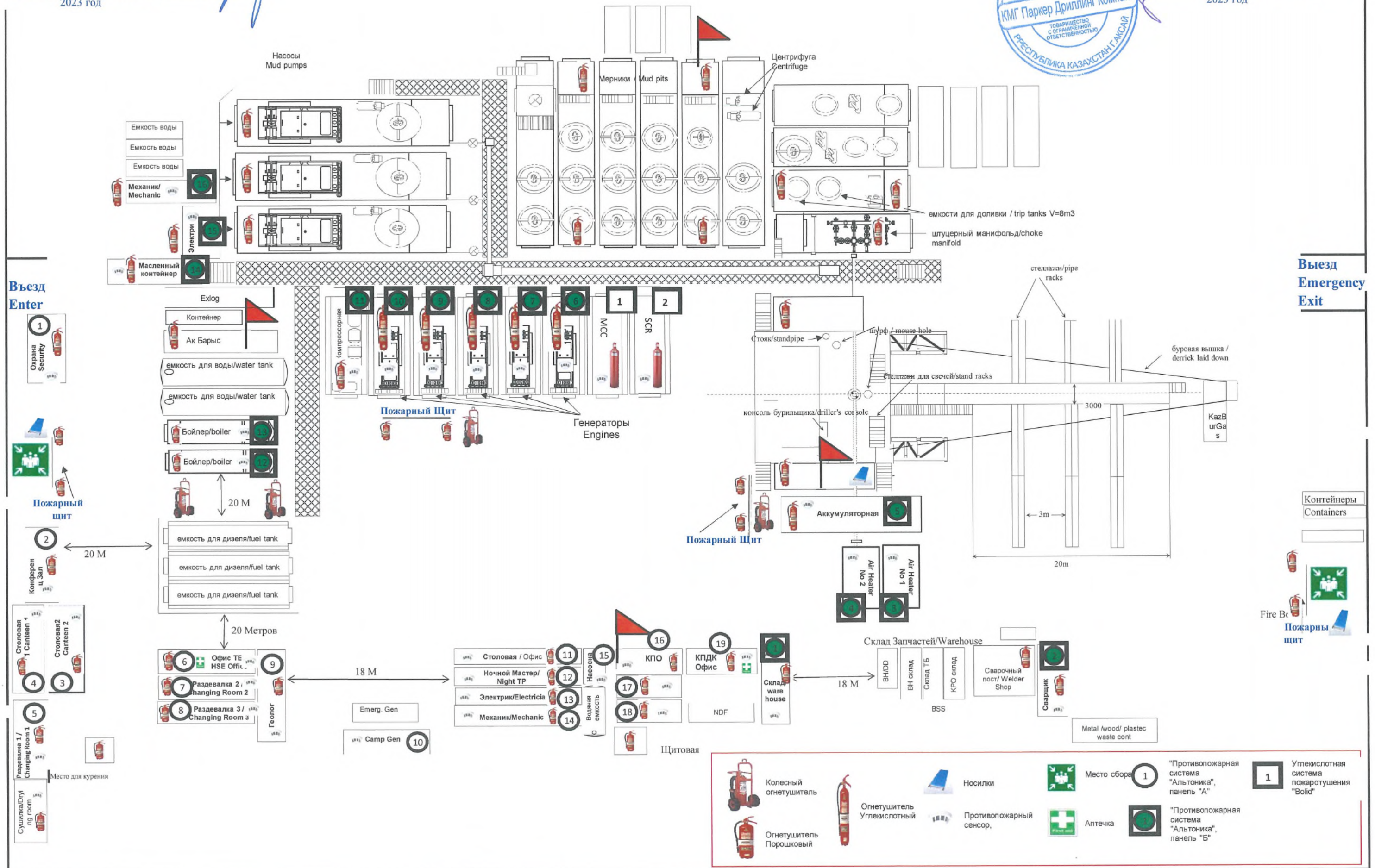
Проверил:  Г. Белоножкин

Операционный Менеджер / Operations Manager
TOO KMG Parker Дрилинг Компани / LLP KMG Parker Drilling
Клинтон Кей/ Clinton Kay
2023 год



ПОДГОТОВЛЕНО / PREPARED by:
Буровой Мастер / Toolpusher
Гусман Есенгазы / Gusman Yessengazy
Сарманкулов Г / Sarmankulov G _____
2023 год

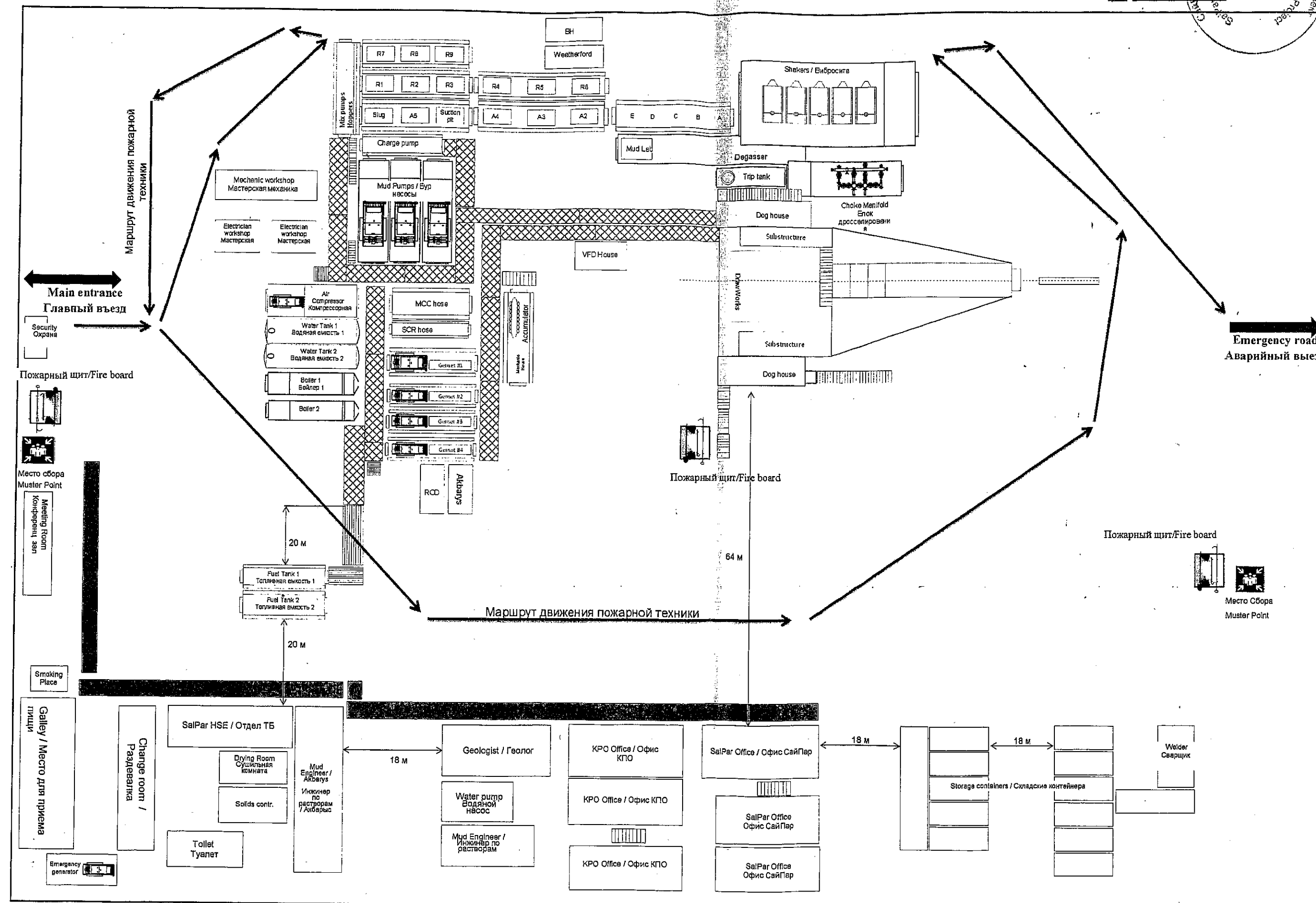
УТВЕРЖДЕНО / APPROVED by:
 Главный Менеджер / Operations Manager
 ООО «Клинтон Кей» / KMG Parker Drilling
 _____ Клинтон Кей/ Clinton Kay
 2023 год

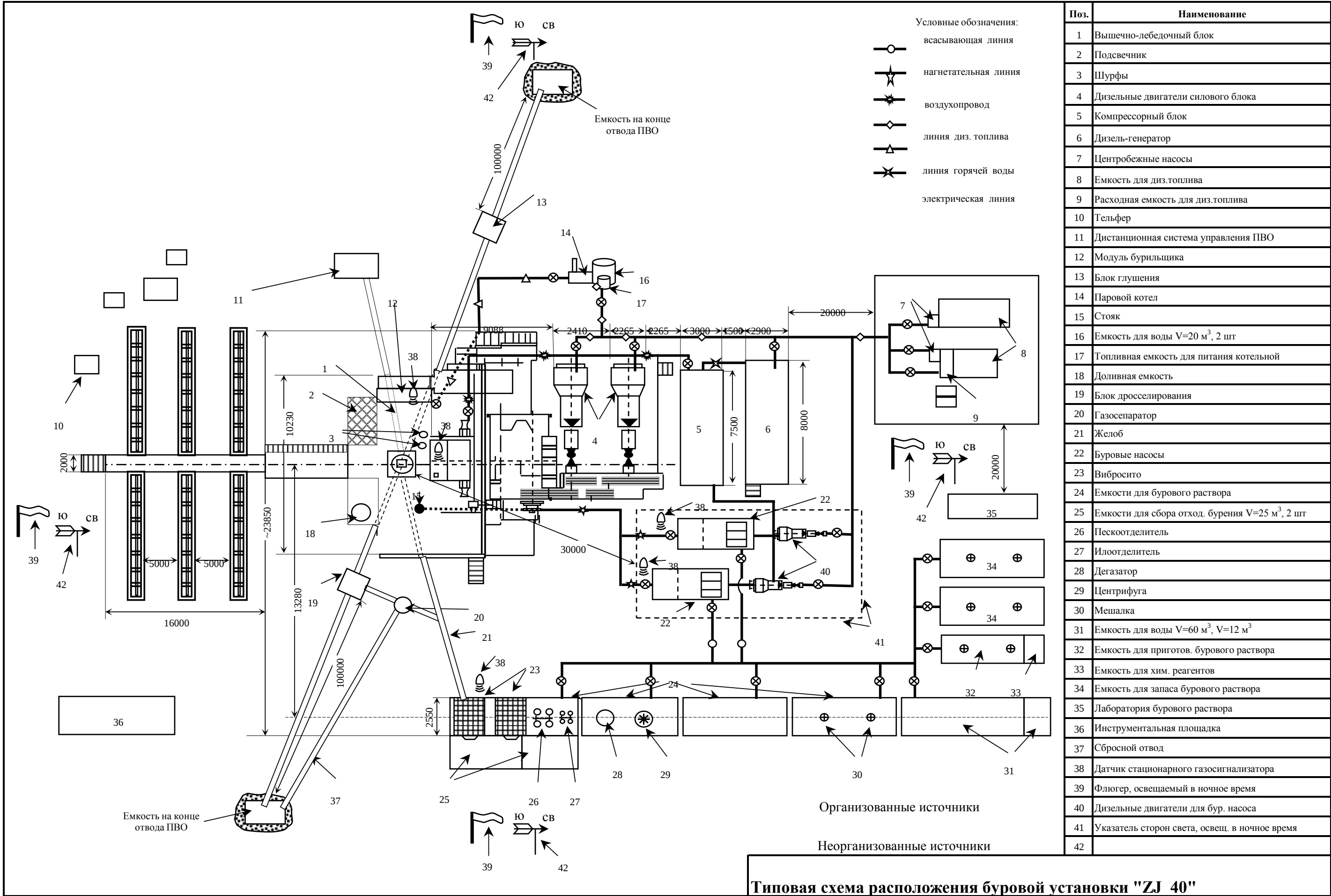


10.11.2016 / 10.11.2016

Схема расположения оборудования БУ 216 и Маршрут проезда пожарных автомашин
Rig 216 Equipment Layout and route of fire-fighting vehicles

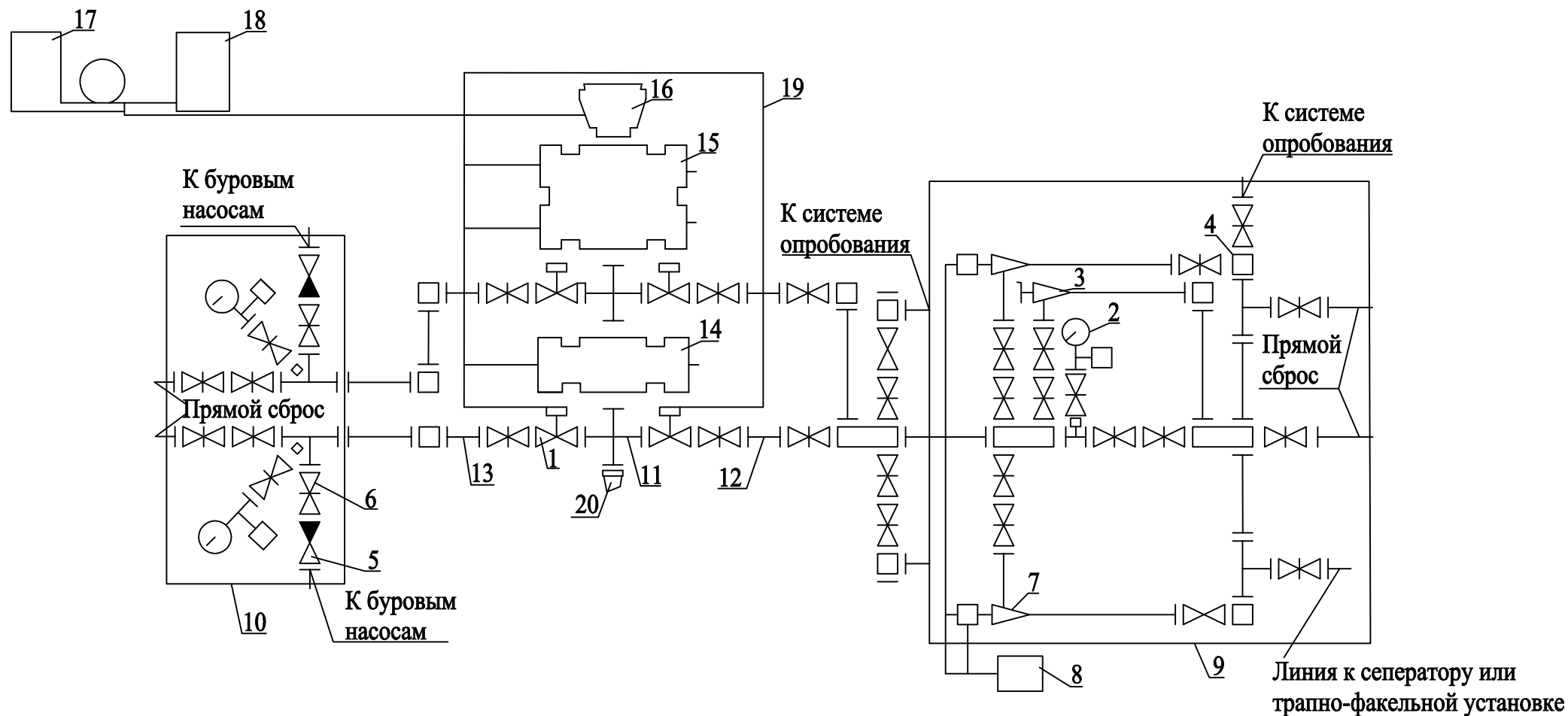
10.11.2016





Поз.	Наименование
1	Вышечно-лебедочный блок
2	Подсвечник
3	Шурфы
4	Дизельные двигатели силового блока
5	Компрессорный блок
6	Дизель-генератор
7	Центробежные насосы
8	Емкость для диз.топлива
9	Расходная емкость для диз.топлива
10	Тельфер
11	Дистанционная система управления ПВО
12	Модуль бурильщика
13	Блок глушения
14	Паровой котел
15	Стойка
16	Емкость для воды V=20 м ³ , 2 шт
17	Топливная емкость для питания котельной
18	Доливная емкость
19	Блок дросселирования
20	Газосепаратор
21	Желоб
22	Буровые насосы
23	Вибросито
24	Емкости для бурового раствора
25	Емкости для сбора отход. бурения V=25 м ³ , 2 шт
26	Пескоотделитель
27	Илоотделитель
28	Дегазатор
29	Центрифуга
30	Мешалка
31	Емкость для воды V=60 м ³ , V=12 м ³
32	Емкость для приготов. бурового раствора
33	Емкость для хим. реагентов
34	Емкость для запаса бурового раствора
35	Лаборатория бурового раствора
36	Инструментальная площадка
37	Сбросной отвод
38	Датчик стационарного газосигнализатора
39	Флюгер, освещаемый в ночное время
40	Дизельные двигатели для бур. насоса
41	Указатель сторон света, освещ. в ночное время
42	

**Типовая схема № 67 обвязки устья скважины противобросовым
оборудованием при бурении скважин**



- 1-здвижка с гидравлическим управлением; 2-манометр с запорным и разрядными устройствами и разделителем сред;
 3-регулируемый дроссель с ручным управлением; 4-гаситель потока; 5-обратный клапан; 6-здвижка с ручным управлением;
 7-регулируемый дроссель с гидравлическим управлением; 8-пульт управления гидроприводным дросселем;
 9-блок дросселирования; 10-блок глушения; 11- устьевая крестовина; 12-линия дросселирования; 13-линия глушения; 14-плащечный превентор;
 15-сдвоенный плщечный превентор; 16-кольцевой превентор; 17-станция гидравлического управления;
 18-вспомогательный пульт; 19-линия гидравлического управления; 20 - устье скважины



СОГЛАСОВАНО:
Зам. начальника ДЧС ЗКО
по промышленной безопасности

А.Г. Гусманов

"27" 02 2011 г.



СОГЛАСОВАНО:
Директор Филиала Западно-Казакстанского
ВПФ "Ак Берен"

А.Ж. Кубенов

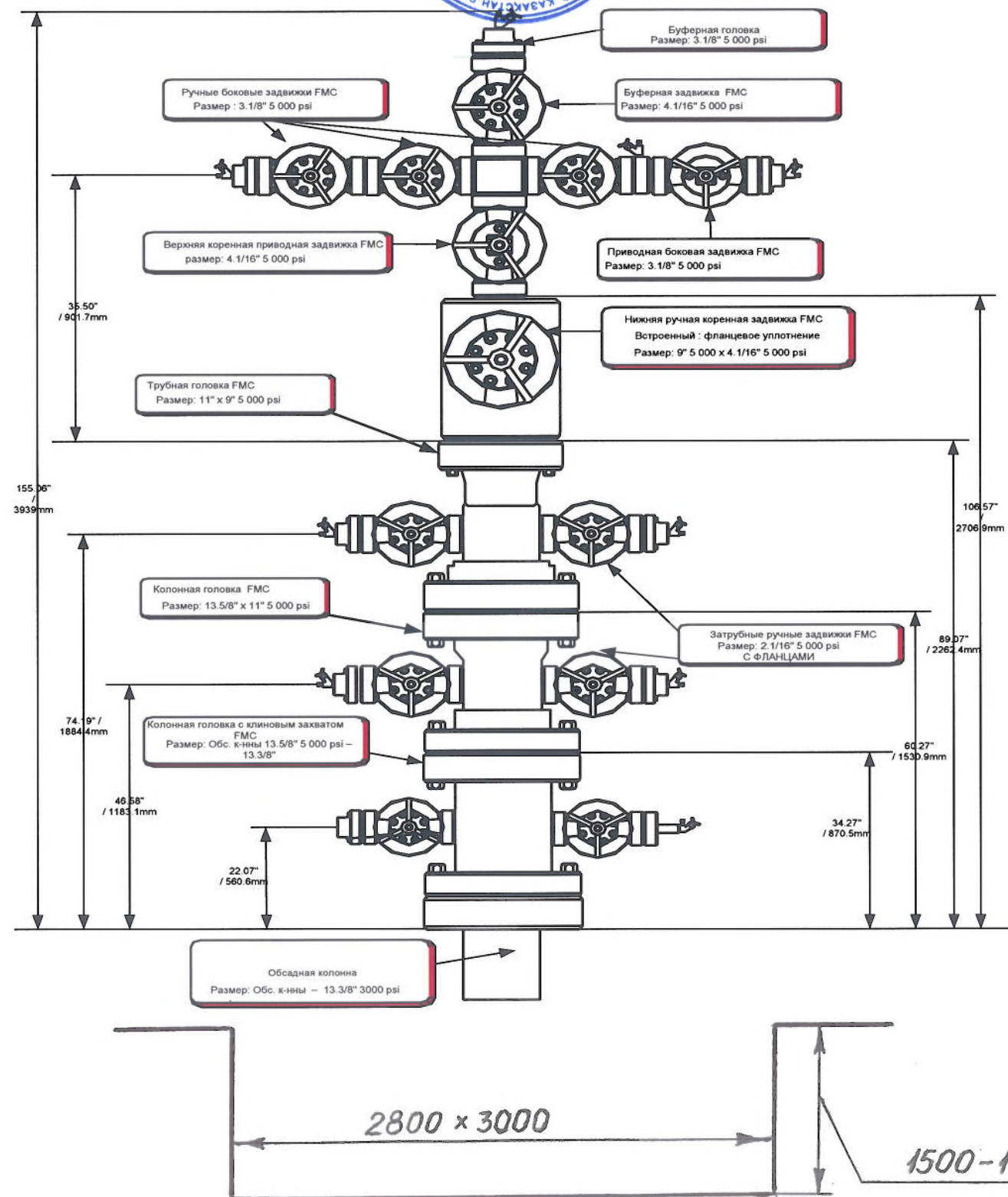
2011 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер ОСО КПО б.в.



С. Маццеи / Д. Тогноли

2011 г.



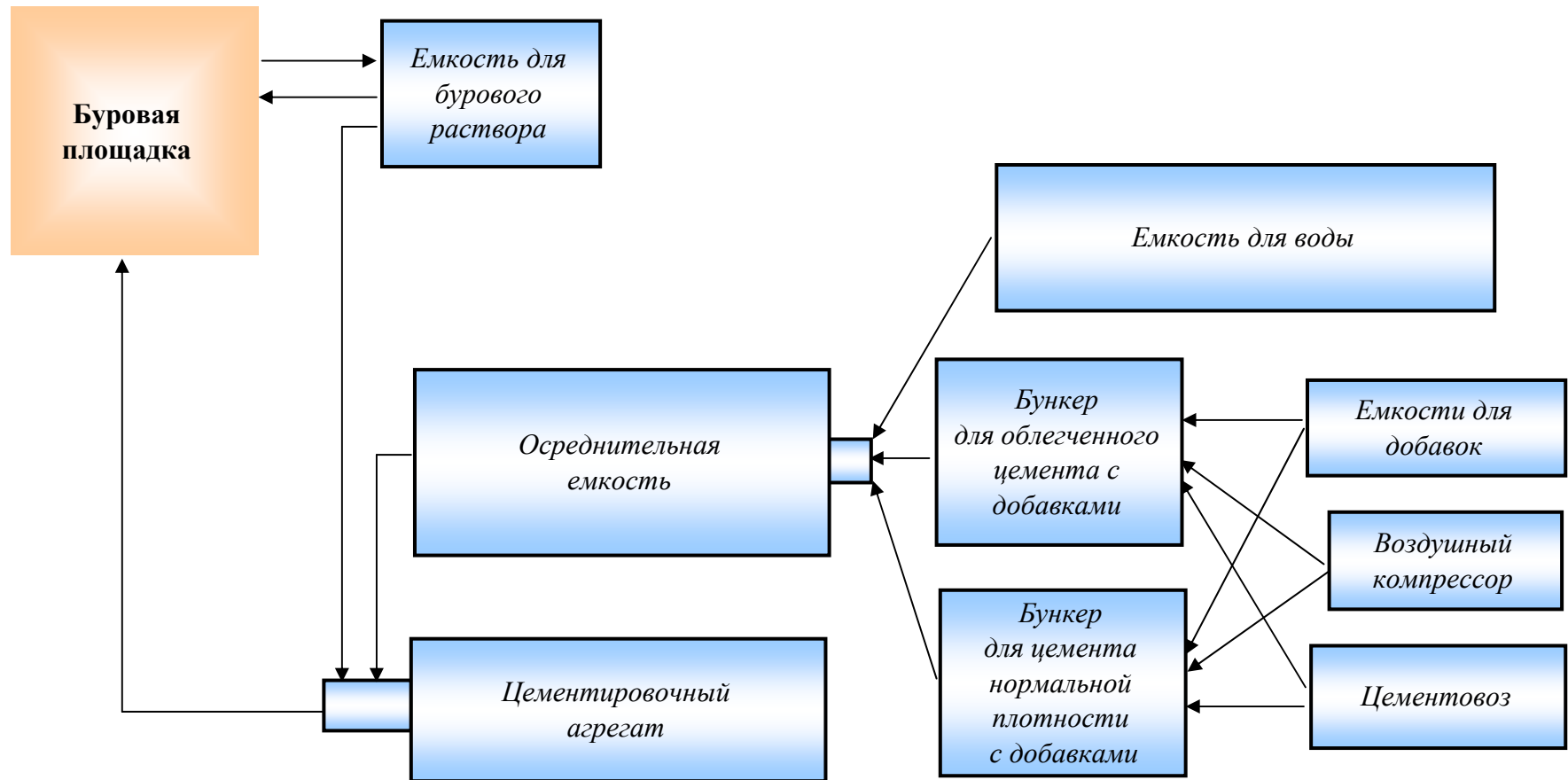
Примечание: Схема типовая для
наблюдательных и нагнетательных скважин,
с целью зонтичного промысла, с проектом
г. 20 2500 м.

14.02.11г

В. Макаренко

Схема обвязки устья контрольно-наблюдательных и нагнетательных скважин			
Месторождение Карачаганак			
Выполнил	А. Айду		14.01.2011 г.
Проверил	Абрышев К.		17.01.2011 г.

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.

Inquiry / Справка

Средний расход дизельного топлива и моторного масла в час для Двигателя Caterpillar 3512B составляет примерно?

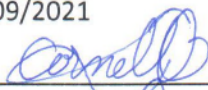
Дизельное топливо – 137 л/час

Моторное масло – 0,0578 л/час

Данная информация была взята с компьютеризированной системы управления тех. Обслуживанием Oracle.

Дата: 28/09/2021

Подпись: _____


Corneli Dancesa

Average diesel and engine oil consumption of Caterpillar 3512B for one hour is approximately compose the following:

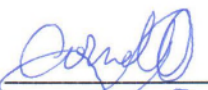
Diesel fuel – 137 liters per hour

Engine oil – 0.0578 per hour

This information was extracted from Oracle.

Date: 28-Sept-2021

Signature. _____


Corneli Dancesa

Технология установки аварийного цементного моста

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

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

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

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

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3} H - V_3 (C_1 + C_3) - V_{\text{б2}},$$

где: H – проектная высота цементного моста, м;

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

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

V_3 – объем заливочных труб, м³;

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

$V_{\text{б2}}$ – объем буферной жидкости (вторая порция).

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