



АО «НИПИнефтегаз»



УТВЕРЖДЕН:
Директор по производству КПО б.в.

Адам Чарльз Лоумасс

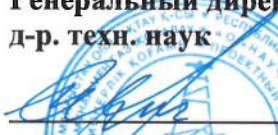
2022 г.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ № 9882 (РТ_5) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАРАЧАГАНАК**

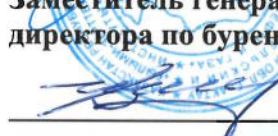
Договор AP/D/18/0952 от 01.10.2018 г.

От АО «НИПИнефтегаз»:

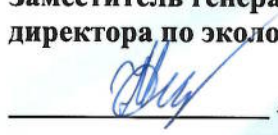
Генеральный директор,
д-р. техн. наук

 О.С. Герштанский

Заместитель генерального
директора по бурению

 Г.А. Белоножкин

Заместитель генерального
директора по экологии

 А.О. Дусенбаева

Заместитель генерального
директора по геологии

 Л.Р. Белько

От КПО б. в.:

Менеджер ОСО

 И. Велсенес / А. Бруццоне

Менеджер ОГ и Р

 Я. Волокитин / Ф. Далмассо

Актау, 2022



АО «НИПИнефтегаз»



КПО б.в.

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ № 9882 (РТ5) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАРАЧАГАНАК**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № krh-421

Ақтау 2022

ПРОТОКОЛ

совместного технического совещания ОСО КПО б.в. и АО «НИПИнефтегаз»

« 06 » 05 2022 г

г. Аксай

Присутствовали:

От КПО б.в.

Велсенес П. - менеджер отдела скважинных операций.

Далмассо Ф. - менеджер отдела геологии и разработки месторождения.

Мауджери Д. - руководитель службы строительства скважин.

Лундяк С. - инженер по планированию буровых операций.

Абрышев К. - начальник службы обеспечения соответствия нормативным требованиям ОСО.

От АО «НИПИнефтегаз»

Усков В.Ю. - главный специалист департамента бурения.

Рассматриваемый вопрос:

«Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5) на месторождении Карачаганак», разработанный АО «НИПИнефтегаз».

Выступал:

Усков В.Ю. – изложил содержание проектной документации.

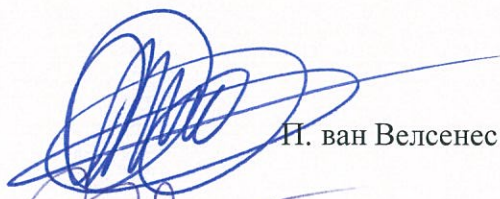
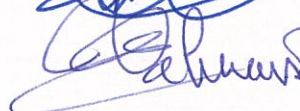
В процессе обсуждения были рассмотрены:

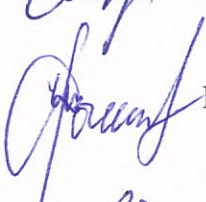
1. Соответствие содержания представленных проектных документов требованиям «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр» и «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности».
2. Обоснованность технических и технологических решений.
3. Проработанность вопросов надежности проведения работ и вопросов охраны окружающей среды.

Принятое решение:

1. Рекомендовать «Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5) на месторождении Карачаганак» для согласования с органами Государственного контроля и утверждения директором по производству КПО б.в.

Подписи:

 Н. ван Велсенес
 Ф. Далмассо

 Д. Мауджери
 С. Лундяк
 К. Абришев
 В. Усков

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

«13» 04 2022 года

г. Актау

Присутствовали:

Дусенбаева А.О. – зам. генерального директора по экологии
Белоножкин Г.А. – зам. генерального директора по бурению
Белько Л.Р. – зам. генерального директора по геологии
Усков В.Ю. – главный специалист департамента бурения, ГИП
Гудзловенко З.К. – главный специалист департамента бурения
Абдуллаев Н.Я. – главный специалист департамента бурения

Рассматриваемый вопрос:

«Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины № 9882 (РТ_5) 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 Белько Л.Р., Дусенбаева А.О.

Принятое решение:

Передать «Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины № 9882 (РТ_5) на месторождении Карачаганак» для рассмотрения и согласования КПО б.в.

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Гусейнзаде О.О.

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, 1.7-1, 1-8, 1-9, 11-16
Директор департамента геологоразведочных работ		А.А. Крупин 1-4
Директор департамента охраны недр и окружающей среды		Л.У. Ешбаева 3.1-10
Главный специалист департамента бурения / ГИП		В.Ю. Усков 1-12, 1-15.2, 1-15.4, 3, ГТН, приложения
Главный специалист департамента бурения		З.К. Гудзловенко 1-9.2, 1-15.3
Главный специалист департамента бурения		Н.Я. Абдуллаев 1-9.3, 1-10, 4
Главный специалист департамента охраны недр и окружающей среды		В.В. Целпанова 3.1 – 3.12
Старший специалист департамента бурения Нормоконтролер		О.О. Гусейнзаде 1-10, 1-11, 1-14, 1- 15.1, 1-13, 2

РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5) на месторождении Карачаганак», далее Проект.

Проект содержит 612 стр., 110 рис., 187 табл., 60 источников, 13 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 ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 9882 (РТ5) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.

СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

стр.

Список исполнителей

Реферат	
Содержание технического проекта	
Раздел 1. Общая пояснительная записка	13
Введение	14
1. Сводные технико-экономические данные	15
2. Основание для проектирования	19
3. Общие сведения	20
4. Геологическая характеристика	22
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	23
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	29
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	33
4.4 Исследовательские работы	39
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины	44
5. Конструкция скважины	58
6. Профиль ствола скважины	65
7. Выбор буровых растворов	70
- Параметры буровых растворов	88
8. Углубление скважины	111
9. Крепление скважины	129
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	129
9.2 Цементирование обсадных колонн	165
9.3 Оборудование устья скважины	177
10. Испытание скважины	179
11. Дефектоскопия и опрессовка	188
12. Строительные и монтажные работы, выбор буровой установки	190
Выбор буровой установки	190
Подготовительные работы	191
- Спецификация бурового и силового оборудования станков RIG- 258, RIG- 249	193
- Спецификация бурового и силового оборудования станков ZJ-20	200
13. Продолжительность строительства скважины	208

14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	209
15.1 Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно-гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважины	213
15.2. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	230
15.3. Требования к коррозионной защите оборудования и труб	240
15.4. Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов содержащих сероводород	244
15.5. Оценка степени риска при строительстве скважины	248
15.6. Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов	257
16. Список использованных нормативных и справочных материалов	260
Раздел 2. Организация строительства	265
1. Сведения о водоснабжении	266
2. Сведения об энергоснабжении	268
3. Схема транспортировки грузов и вахт	270
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	271
5. Паспорт проекта	276
Раздел 3 Охрана окружающей среды	279
Введение	280
3. Методика оценки воздействия на окружающую среду	282
3.1 Методика оценки воздействия на окружающую среду	282
3.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу	285
4. Общие сведения о предприятии	288
4.1 Общая информация о месторождении	288
4.2 Основные проектные решения	290
5. Оценка воздействия на атмосферный воздух	294
5.1 Климатическая характеристика	294
5.2 Характеристика современного состояния воздушной среды	297

5.3 Характеристика строительства скважины как источника загрязнения атмосферы	300
5.4 Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	304
5.5 Анализ результатов расчетов загрязнения атмосферы при строительстве скважины	314
5.6 Санитарно-защитная зона	316
5.7 Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу	316
5.8 Предложения по установлению предельно-допустимых выбросов (ПДВ)	320
5.9 Мероприятия по снижению вредных выбросов в атмосферу	335
5.10 Мероприятия по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ)	336
5.11 Оценка воздействия на атмосферный воздух	340
5.12 Предложения по организации мониторинга и контроля атмосферного воздуха	340
6. Оценка воздействия на водные ресурсы	343
6.1 Характеристика водопотребления и водоотведения	343
6.2 Гидрографическая характеристика	347
6.3 Современное состояние поверхностных вод	347
6.4 Оценка влияния проектируемых работ на состояние поверхностных вод	349
6.5 Гидрогеологическая характеристика региона	351
6.6 Современное состояние подземных вод	357
6.7 Оценка влияния проектируемых работ на состояние подземных вод	359
6.8 Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод	361
6.9 Предложения по организации мониторинга водных ресурсов	362
7. Оценка воздействия на недра	364
7.1 Краткая характеристика геологического строения	364
7.2 Оценка воздействия на недра	366
7.3 Природоохранные мероприятия по сохранению недр	368
8. Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	370
8.1 Управление отходами	370
8.2 Технология образования отходов	372
8.3 Расчеты образования отходов всех видов, включая коммунальные	376
8.4 Мероприятия по предотвращению и снижению воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду	383

	<u>стр.</u>
14.3 Мероприятия по снижению экологического риска	425
15. Оценка вероятности чрезвычайных ситуаций	428
15.1 Общие положения	428
15.2 Планы мероприятий	428
15.3 Оповещение населения	429
15.4 Вариант размещения извещателей загазованности на опасных объектах	430
15.5 Расчет аварийных валовых выбросов вредных веществ в атмосферу	430
16. Безопасность жизнедеятельности	436
16.1 Мониторинг состояния газовой опасности	437
16.2 Оборудование безопасности и пожаротушения	438
16.3 Мероприятия по обеспечению газовой безопасности	439
17. Комплексная оценка воздействия на окружающую природную среду при реализации проектных решений	440
17.1 Оценка воздействия объекта на окружающую природную среду	440
17.2 Оценка воздействия на социально-экономическую сферу	443
18. Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей природной среды	445
18.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух	445
18.2 Расчет платы за размещение жидких и твердых отходов в окружающей среде при наличии объекта размещения отходов (ОРО)	448
Приложения	449
Приложение А. Расчет выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в период подготовительных работ к бурению горизонтальной скважины 9882 (РТ5)	449
Приложение Б. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период подготовительных работ к бурению	456
Приложение В. Расчет выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, в период бурения горизонтальной скважины 9882 (РТ5)	466
Приложение Г. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух в период бурения горизонтальной скважины 9882 (РТ5)	484
Приложение Д. Расчет выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, в период испытания горизонтальной скважины 9882 (РТ5)	500
Приложение Е. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, в период испытания горизонтальной скважины 9882 (РТ5)	509

Приложение Ж. Расчет выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при отжиге ССПФ на ГФУ в период испытания горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5)	522
Приложение З. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при отжиге ССПФ на ГФУ в период испытания скважины 9882 (РТ5)	531
Приложение И. Расчет образования отходов производства и потребления в период бурения горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5)	539
Приложение К. Расчет выбросов загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в результате возможных аварийных ситуаций при вскрытии I, II, III объектов	551
Приложение Л. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в результате возможных аварийных ситуаций при вскрытии I объекта	572
Приложение Л2. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в результате возможных аварийных ситуаций при вскрытии II объекта	578
Приложение Л3. Расчет рассеивания загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в результате возможных аварийных ситуаций при вскрытии III объекта	588
Приложение. Копия заключения Комитета государственного санитарно-эпидемиологического надзора Министерства здравоохранения РК на проект «Расчетная санитарно-защитная зона КНГКМ», от 18.05.2015 г. №223	599
4. Рабочая документация	612
1. Задание на составление технического проекта	
2. Геолого-технический наряд	
3. Схема расположения бурового оборудования RIG-249	
4. Схема расположения бурового оборудования RIG-258	
5. Схема расположения бурового оборудования ZJ-20	
6. Схема обвязки устья дивертор	
7. Схема обвязки устья ПВО	
8. Схема обвязки устья ПВО RCD	
9. Схема обвязки устья скважины при испытании EXPRO-123	
10. Схема обвязки устья скважины при испытании EXPRO-160	
11. Схема обвязки устья скважины при испытании Weatherford	
12. Схема обвязки устья при цементировании	
13. Справка о расходе топлива дизель-генератором на буровых станках	

Раздел 1

Общая пояснительная записка

ВВЕДЕНИЕ

Индивидуальный технический проект для строительства горизонтальной добывающей скважины 9882 (РТ5) проектной глубиной 6715 м на месторождении Карачаганак расположенном в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области.

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), в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК.

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



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	9882 (РТ_5)
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	добыча нефти
7	Проектный горизонт	нижний карбон (I объект)
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	5087
	по стволу	6715
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	-
	в открытом стволе	1
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
11	Тип профиля	интервальный
12	Азимут бурения, град	215
13	Максимальный зенитный угол, град	89
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	4,5
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	4500
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	146.7
20	Способ бурения	ротаторный, забойный двигатель, РУС
21	Вид привода	дизель-электрический
22	Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
23	Тип буровой установки	RIG-258, RIG-249
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	452.5
	буровой	322.3
29	Тип установки для испытания	с бурового станка
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	147.0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	12.0
	подготовительные работы к бурению	2.0
	бурение и крепление	124.0
	испытание, всего	45.0
	в том числе:	
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	45.0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	1625





Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (всрх)	до (низ)	от (всрх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	762	0	30	0	30
Кондуктор*	508	0	200	0	200
Резервная	406,4	13,5	1000	13,5	1000
Промежуточная	339,7	0	1900	0	1900
Эксплуатационная	273,05	0	4180	0	4180
Промежуточная 2 (опциональный хвостовик)	219,08	4000	4500	4000	4500
Эксплуатационная (хвостовик)	177,8	3900	5065	3900	5451
Эксплуатационная (изоляционная надставка)	177,8	2600	3900	2600	3900
Эксплуатационная (нижняя часть ПО)**	114,3	4846	5087	4950	6715
Примечания					
1 Глубина спуска колонн уточняется по ГНС.					
2 В зависимости от характеристик коллектора и положения ГНК и ВНК длина горизонтального ствола может быть увеличена на 250 м.					
* Возможен спуск на 100 м.					
** Нецементируемая пакерная система. Устанавливается до 10 пакеров с уточнением по результатам ГИС.					

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

Мощность трубо-ремонтных баз или площадок, тыс.м буровых труб	Наличие тампонажной колонны или тампонажного цеха (да, нет)	Среднегодовое количество буровых стапков		Время пребывания турбобура на забое, %	Время механического бурения на водс, %	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, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³								
								количество		число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			Всего	в том числе подлежит							
														слесарей	электромонтёров	вывозу	захоронению	сбросу			
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)	чество	работы														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17					
I вариант																					
Бурение в интервале 0-200 м (буровой раствор на водной основе)																					
107,0																	Шлам	133,5	133,5	-	-
																	Жидкие отходы	52,0	52,0		
																	Потери раствора с шламом	182,6	182,6		
Бурение в интервале 200-6715 м (буровой раствор на УВ основе)																					
1592,1																	Шлам	868,9	868,9	-	-
																	Жидкие отходы	734,6	734,6		
																	Потери раствора с шламом	1023,4	1023,4		
II вариант																					
1476,2																	Шлам	1002,4	1002,4	-	-
																	Жидкие отходы	775,3	775,3		
																	Потери раствора с шламом	1161,0	1161,0		



Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см ³
	от	до								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
фонтанный	В течение всего срока эксплуатации			6691	94.01	Углекислотная, сероводородная общая коррозия	(0,05-0,1)* незначительная**	4950	вода с добавками ***	1.00

* При отсутствии ингибиторов коррозии;

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

*** См. 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 АР/D/18/0952 от 01.10.2018 г.
2	Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Крачаганак по состоянию на 01.01.2018 г. Протокол ЦКРР № 6/3/14 от 20.12.2018 г.
3	Геотехнический документ для скважины 9882 (РТ5) от 10.11.2021 г.
4	Задание на составление "Индивидуального технического проекта на строительство горизонтальной добывающей скважины № 9882 (РТ5) на месторождении Крачаганак", утвержденное начальником ОСО КПО б.в. Велсенес П. 12.01.22 г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Карачаганак
Административное расположение:	
- республика	Казахстан
- область (край)	Западно-Казахстанская
- район	Бурлинский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1984
Температура воздуха, С°:	
- среднегодовая	4.8
- наибольшая летняя	44
- наименьшая зимняя	-43
Среднегодовое количество осадков, мм	250
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.65
Продолжительность отопительного периода в году, сут.	199
Продолжительность зимнего периода в году, сут.	152
Азимут преобладающего направления ветра, град.	зимой-южный, летом-северный
Наибольшая скорость ветра, м/с.	25
Сейсмичность района работ согласно СНиП РК 2.03-30-2006	6

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

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

Таблица 3.3 - Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Назначение участка	Размер	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Строительство буровой установки и размещение оборудования и техники	3,5 га	Тех. задание



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

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

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

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

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

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



ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**месторождения Карачаганак
для разработки индивидуального технического проекта на
строительство горизонтальной добывающей скважины**

№ скважины: **9882 (PT_5)**

Цель бурения: **добыча нефти**

Проектный горизонт: **C_{1s} (III объект)**

Проектная глубина
по вертикали, TVD: **5087 м**

Проектная глубина
по стволу, MD: **6716 м**

Альтитуда ротора: **100 м**



4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичный+юра	Q+J	-	-	-
60	900	Триас	T+P ₂ t	20	190	1.40
900	4050	Нижняя пермь, кунгурский ярус, иреньская свита	P ₁ k(ir)	50	240	1.30
4050	4180	Нижняя пермь, кунгурский ярус, филипповский горизонт	P ₁ k(fl)	40	330	1.25
4180	4500	Нижняя пермь, ассельский ярус	P ₁ a	35	330	1.24
4500	5050	Нижн.карбон, серпуховский+верхний визейский ярус	C ₁ s+C ₁ v ₂	4	52	1.19
5050	5061	Нижн.карбон, верхний визейский ярус, тульский горизонт	C ₁ v ₂ tl	7	335	1.16
5061	5066	Нижн.карбон, нижний визейский ярус, бобриковский горизонт	C ₁ v ₁ bb	7	359	1.10
5066	5081	Нижн.карбон, турнейский ярус	C ₁ t	7	359	1.10
5081	5087.5	Нижн.карбон, нижний визейский ярус, бобриковский горизонт	C ₁ v ₁ bb	5	207	1.10

Примечание - Стратиграфический разрез принят по скв. №№ 9811-1, 320, 7, 9850, 321-1D, 150, 811, 153, 15





Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфно- 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+J	0	60	Глины, аргиллиты	80	Глины и аргиллиты серые, светло-серые
			Пески, песчанки	20	Иескп и песчаники серые, темно-серые, кварцево-полигенные, от мелкого до среднего
T+P _{2t}	60	900	Аргиллиты	75	Аргиллиты коричневые, красновато-коричневые
			Песчаники	20	Песчаники коричневые, зеленовато-серые, от мелкого до среднего
			Мергелн/ Известняки глин.	5	Мергелн и известняки глинистые от желтоватого до светло-оливково-серого бледно-серые, коричневатые-серые
P _{1k} (ir)	900	4050	Соль (галит)	50	Соли (галит) бледно-оранжевые, светло-коричневые
			Аргиллиты	20	Аргиллиты серовато-коричневые
			Мергелн/ Известняки глин.	15	Мергелн и известняки глинистые от желтовато-серые, светло-оливково-серые, бледно-серые, коричневатые-серые
			Ангидриты	10	Ангидриты белые
			Песчанки	5	Песчанки коричневые и серые, от мелко- до среднезернистых, кварцево-полигенные
P _{1k} (fl)	4050	4180	Ангидриты	90	Ангидриты белые
			Известняки дол.	10	Известняки доломитовые светло-серые
P _{1a}	4180	4500	Известняки	40	6716 м
			Известняки дол.	25	Известняки доломитовые серые, серовато-красные
			Доломиты	20	Доломиты темно-коричневые
			Ангидриты	10	Ангидриты белые
			Известняки глин.	5	Известняки глинистые темно-серые
C _{1s} +C _{1v2}	4500	5050	Известняки	40	Известняки светло-серые, светло-коричневато-серые
			Известняки дол.	30	Известняки доломитовые серые, серовато-красные
			Доломиты	20	Доломиты темно-коричневые
			Ангидриты	10	Ангидриты белые
C _{1v2tl}	5050	5061	Известняки глин.	100	Известняки глинистые черные, местами окремненные
C _{1v1bb}	5061	5066	Известняки	85	Известняки светло-серые, светло-коричневато-серые
			Известняки дол.	15	Известняки доломитовые серые, средне-серые, светло-оливково-серые

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
C _{1t}	5066	5081	Известняки	85	Известняки светло-серые, светло-коричневато-серые
			Известняки дол.	15	Известняки доломитовые серые, средне-серые, светло-оливково-серые
C _{1v₁bb}	5081	5087.5	Известняки	85	Известняки светло-серые, светло-коричневато-серые
			Известняки дол.	15	Известняки доломитовые серые, средне-серые, светло-оливково-серые



Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
C ₁ v ₁ bb	5061	5066	Известняки	2.60	-	-	-	-	-	1.5	54-194	2	6	Средние твердые	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.60	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
C ₁ t	5066	5081	Известняки	2.60	-	-	-	-	-	1.5	54-194	2	6	Средние твердые	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.60	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
C ₁ v ₁ bb	5081	5087.5	Известняки	2.60	-	-	-	-	-	1.5	54-194	2	6	Средние твердые	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.60	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16





Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность г/см ³	Порис- тость, %	Прони- цае- мость мД	Глини- стость, %	Карбо- нат- ность, %	Соле- ность, %	Сплош- ность	Твер- дость, *10 ⁷ Па	Рассло- еи- мость породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коеффи- циент Пуассона	Модуль Юнга, *10 ⁷ Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы
	от	до															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q+J	0	60	Глины, аргиллиты	1.96	-	-	-	-	-	3	10-20	1	3	Мягкие	0.5	200	0.75
			Пески, песчаники	1.73	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.27	500	0.16
T+P ₂ t	60	900	Аргиллиты	2.11	-	-	-	-	-	2	38-78	1	3	Средние	0.36	1100	0.21
			Песчаники	1.91	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.27	500	0.16
			Мергели/ Известняки глин.	2.11	-	-	-	-	-	2		1	3		0.36	1100	0.21
P ₁ k(ir)	900	4050	Соль (галит)	2.20	-	-	-	-	-	2.2	26-99	3	3	Средние твердые	0.28	200	-
			Аргиллиты	2.68	-	-	-	-	-	1		2	6		0.5	200	0.75
			Мергели/ Известняки глин.	2.57	-	-	-	-	-	2		1	3		0.36	1100	0.21
			Ангидриты	2.63	-	-	-	-	-	1		2	6		0.25	1200	0.16
			Песчаники	2.59	16	39	-	-	-	1.5		2	6		0.27	500	0.16
P ₁ k(fl)	4050	4180	Ангидриты	2.63	6716 м	-	-	-	-	1	80-240	2	6	Средние твердые, крепкие	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.58	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
P ₁ a	4180	4500	Известняки	2.59	10.6	11	-	-	-	1.5	80-240	2	6	Средние, твердые, крепкие	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.59	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
			Доломиты	2.59	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
			Ангидриты	2.63	-	-	-	-	-	1		2	6		0.25	1200	0.16
			Известняки глин.	2.59	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
C ₁ s+C ₁ v ₂	4500	5050	Известняки	2.60	10.4	22	-	-	-	1.5	80-240	2	6	Средние, твердые, крепкие	0.25	1200	0.16
			Известняки дол.	2.60	-	-	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
			Доломиты	2.60	9	11	-	-	-	1.5		2	6		0.25	1200	0.16
			Ангидриты	2.63	-	-	-	-	-	1		2	6		0.25	1200	0.16
C ₁ v ₂ tl	5050	5061	Известняки глин.	2.60	-	-	-	-	-	1.5	54-194	2	6	Средние твердые	0.25	1200	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- лектора	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
C ₁ v ₂ tl+ +C ₁ v ₁ bb+ +C ₁ t	5050	5087.5	Порово- трещ.	0.601	0.844	0.0587	0.70	3.80	2000	632	4.69	6.67	0.759	1.22	238.6





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
P _{1a}	4180	4500	Порово-трещ.	газ	3.772	6.013	0.746	1.10	1235	-	0.774	11
C _{1s} +C _{1v2}	4500	5050	Порово-трещ.	газ	3.842	6.142	0.747	1.10	2400	-	0.789	11-22



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 Н-гидрокарбонатнатриевый М(Н)-хлормagneиный(натри ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁺⁺	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q+J	30	60	Поров	1.01	-	-	78.83	23.73	6.778	60.168	28.838	20.34	6865,4	ХЛМ	Нет
							2802.83	1139	427	1737.19	351.36	408			
T+P ₂ t	130	390	Поров	1.17	-	-	3166.87	166.67	1.57	2777.73	160.42	397.5	210867,1	ХЛК	Нет
							112600	7999.9	132.5	80205.4	1954.6	7975			
P ₁ k(ir)	3150	3250	Поров	1.25	-	-	4785.469	18.794	4.619	2832.91	1762.1	213.8	278901,7	ХЛК	Нет
							170150.1	902.1	291	81798.8	21470	4290			



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	до	пластового			порового			гидроразрыва иород			горного давления			конце интервала	
	(верх)	(низ)	*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		источник получения	*10 ⁵ Па		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+J	0	60	0.000	0.076	РФЗ	0.000	0.100	ПГФ	0.000	0.176	ПГФ	0.000	0.192	РФЗ	10.4	РФЗ
T+P ₂ t	60	900	0.076	0.101	РФЗ	0.100	0.101	ПГФ	0.176	0.188	ИГФ	0.192	0.206	РФЗ	22.7	РФЗ
P ₁ k(ir)	900	4050	0.112	0.144	РФЗ	0.112	0.144	ПГФ	0.188	0.213	ПГФ	0.206	0.233	РФЗ	69.0	РФЗ
P ₁ k(fl)	4050	4180	0.130	0.128	РФЗ	0.130	0.128	ПГФ	0.213	0.214	ПГФ	0.233	0.234	РФЗ	71.0	РФЗ
P ₁ a	4180	4500	0.104	0.078	РФЗ	0.104	0.100	ПГФ	0.214	0.216	ПГФ	0.234	0.236	РФЗ	75.7	РФЗ
C ₁ s+C ₁ v ₂	4500	5050	0.078	0.067	РФЗ	0.100	0.100	ПГФ	0.216	0.218	ПГФ	0.236	0.239	РФЗ	83.7	РФЗ
C ₁ v ₂ tl	5050	5061	0.067	0.067	РФЗ	0.100	0.100	ПГФ	0.218	0.218	ПГФ	0.239	0.239	РФЗ	83.9	РФЗ
C ₁ v ₁ bb	5061	5066	0.067	0.068	РФЗ	0.100	0.100	ПГФ	0.218	0.218	ПГФ	0.239	0.239	РФЗ	84.0	РФЗ
C ₁ t	5066	5081	0.068	0.068	РФЗ	0.100	0.100	ПГФ	0.218	0.218	ПГФ	0.239	0.239	РФЗ	84.2	РФЗ
C ₁ v ₁ bb	5081	5088	0.068	0.068	РФЗ	0.100	0.100	ПГФ	0.218	0.218	ПГФ	0.239	0.239	РФЗ	84.3	РФЗ



4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

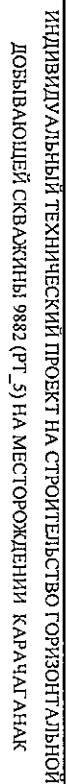
Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

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
P ₁ k(ir)	900	4050	20	-	Нет	0.180	0.213	Несоблюдение параметров бурового раствора
P ₁ a	4180	4500	2	-	Нет	0.138	0.216	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ s+C ₁ v ₂	4500	5050	6	-	Нет	0.135	0.218	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ v ₂ tl	5050	5061	3	-	Нет	0.118	0.218	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ v ₁ bb	5061	5066	3	-	Нет	0.118	0.218	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ t	5066	5081	3	-	Нет	0.118	0.218	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ v ₁ bb	5081	5087.5	3	-	Нет	0.118	0.218	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
P ₁ k(ir)	900	4050	На углеводородной основе	1,30-1,50	50	-	При вскрытии	Проработка, перекрытие колонной



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			
P _{1a}	4180	4500	Газ+конд	0.746*	1.0	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора			
C _{1s} +C _{1v2}	4560	5050	Газ+конд	0.747*	1.0	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора			
C _{1v2tl} + +C _{1v} ,bb+ +C _{1t}	5050	5100	Нефть+газ	0.601	0.844	При вскрытии нефтенасыщенных пород	Разгазирование, фонтан			

*Относительная по воздуху плотность газа.



Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, зак- линки, сальни- кообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие огра- ничения на ос- тавление инст- румента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плот- ность г/см ³	водоот- дача см ³ /30м	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₁ k(ir)	900	4050	Затяжки	На углеводородной основе	1,30-1,50	-	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
P ₁ k(fl)	4050	4180	Затяжки	На углеводородной основе	1,75	-	-	да	Прихваты из-за сужения ствола в отдельных интервалах
P ₁ a	4180	4500	Затяжки	На углеводородной основе	1,05-1,08	-	-	да	Прихваты из-за сужения ствола в отдельных интервалах
C ₁ s+C ₁ v ₂	4500	5050	Затяжки	На углеводородной основе	1,05-1,08	-	-	да	Прихваты из-за 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
P ₁ k(ir)	900	4050	Соли	1.50	Несоответствие параметров бурового раствора

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал залеган- пород, м		Вид (название) осложнения желобообразование, пере- гиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (парамет- ры) осложнения и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
$P_{1k(fl)}$	4050	4180	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
P_{1a}	4180	4500	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
$C_{1s}+C_{1v_2}$	4500	5050	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости





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+J	Отбор керна не планируется				0	60	10	Отбор грунтов не планируется		
T+P ₂ t					60	900	10			
P ₁ k(ir)					900	4050	10			
P ₁ k(fl)					4050	4180	10			
P ₁ a					4180	4500	3/1			
C ₁ s+C ₁ v ₂					4500	5320	3/1			
C ₁ v ₂ tl					5320	5373	3/1			
C ₁ v ₁ bb					5373	5465	3/1			
C ₁ t					5465	6327	3/1			
C ₁ v ₁ bb					6327	6716*	3/1**			
Примечание - Интервал отбора керна, шлама и грунтов уточняются по результатам исследования ГИС.										
* Глубины указаны по стволу.										
** Отбор шлама с интервалом 1 м для XRD-анализа.										



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		типы	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Открытый ствол/Open hole									
БТ: Рейс: 1: придолотный ГК или аналоги LWD: Run 1: near bit GR	-	4150	1900	4150	-	-	-	-	-
БТ: Рейс: 2: Стандарт. каротаж 4-х методов (ЭК+Плотностной/НК/ГК/АК/ЯМК) или аналоги LWD: Run 2: Quad Combo (Resistivity, Density/Neutron/GR/Acoustic/PWD)	-	5440	5200	5440	-	-	-	-	-
КК: Рейс 2.1.1: ИК+НГК+ГГКп+ГК или аналоги WL: Run 2.1.1: AIT+PEX(TLD+CNL)+GR	-	5230	4180	5230	-	-	-	-	-
КК: Рейс 2.2.1: Сканер пл.+АК+СГК+ГК или аналоги WL: Run 2.2.1: FMI+MAST+HNGS+GR									
КК: Рейс 2.4.1: ЯМК+ГК или аналоги WL: Run 2.4.1: CMR+GR									
КК: Рейс 2.4.2: Рпл+ГК или аналоги WL: Run 2.4.2: XPT+GR	-	5230	4180	5230	-	-	-	-	-
БТ: Рейс: 3: Стандарт. каротаж 4-х методов (ЭК+Плотностной/ИК/ГК/АК/ЯМК) или аналоги LWD: Run 3: Quad Combo (Resistivity, Density/Neutron/GR/Acoustic/NMR*/PWD)	-	6705	5440	6705	-	-	-	-	-
БТ: Рейс 4: Измерение давления и фотокаротаж или аналоги LWD: Run 4: Pressure measurement and image logging**	-	6705	5440	6705	-	-	-	-	-



Продолжение таблицы 4.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обсаженный ствол/Close hole									
KK: Рейс 1.1.1: УК+АК+КНК+ЛМ+СГК или аналоги WL: Run 1.1.1: USIT+MAST+CNL+CCL+HNCS	-	1900	0	1900	-	-	-	-	-
KK: Рейс 2.1.1: НК+ГК или аналоги WL: Run 2.1.1: CNL+GR***	-	4180	1900	4180	-	-	-	-	-
KK: Рейс 2.2.1: АК+ГК или аналоги WL: Run 2.2.1: MAST+GR****	-	4180	1900	4180	-	-	-	-	-
KK: Рейс 2.3.1: УК+АКЦ+СГК+ГК или аналоги WL: Run 2.3.1: USIT+CBL+VDL+HNCS+GR	-	4180	0	4180	-	-	-	-	-
KK: Рейс 3.1.1: УК+АКЦ+ЛМ+ГК или аналоги WL: Run 3.1.1: USIT+CBL+VDL+CCL+GR	-	5230	4030	5230	-	-	-	-	-
Примечания 1 Интервалы проведения ГИС уточняются по программе КПО б.в.; 2 Глубины указаны по стволу скважины; * NMR зависит от цены и действительности нового контракта LWD/DD/MWD; ** Измерение давления зависит от характеристик коллектора и состояния ствола; *** Рейс CNL+GR будет записан внутри 10 ³ / ₄ " обсадной колонны до башмака 13 ³ / ₈ " обсадной колонны, как часть рейса 2.1.1; **** MAST (P&S)+GR как часть рейса 2.2.1 от башмака 10 ³ / ₄ " обсадной колонны до башмака 13 ³ / ₈ " обсадной колонны.									

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование) пласто- испытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	глубина и ее грани- чные объемы	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
Макроописание	Образец	1263
Рентгенодифракционный анализ	Образец 25 г	2536





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 стратиграфического подразделения	Но- мер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструк- ции продуктив- ного забоя: ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ, ФИЛЬТР, ЦЕМЕНТ, КОЛОПНА	Тип установ- ки для испы- тания (освое- ния): ПЕРЕ- ДВИЖНАЯ, СТАЦИО- НАРНАЯ	Пласт фон- тани- рующ- ий (ДА, ИЕТ)	Коли- чество режи- мов (шту- церов) испы- тания, шт	Диа- метр шту- цера, мм	Последовательный перечень операций вызо- ва притока или освоения продуктивной 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
C ₁ v ₂ tl+ +C ₁ v ₁ bb +C ₁ t	I	5320	6716*	-	-	Хвостовик с разбуха- ющими пакерами	Передвижная	да	3	6,35 12,7 15,9	1. Гидроразрыв пластов. 2. Снижение уровня азотом. 3. Очистка 4. Испытание скважины.	800	1.02
Примечание - Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС. * Глубины указаны по стволу.													



Таблица 4.20 - Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (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
Открытый ствол (многопакерная система), перфорация не предусматривается											



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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см ³	Давление на устье, *10 ⁵ Па	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Мощность перфорации, м	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Гидроразрыв пластов с СКО между пакерами	до 9	1.12	до 540	15	5430	-	-	-	-	-
	Солянокислотная обработка крайних зон	2	1.12	250	15	5430	-	-	-	-	-

Примечание - Глубина установки пакера уточняется по данным ГИС.



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 давлени е 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	а период поздней эк сплуатации			в колонне на устье скважи ны,	в эксплуата ционном объекте	длина столба газа по вер тикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	0.601	0.844	103.8	-	45	84.3	-	-	-



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	и мощно- сти до 6 м имеют по- вышенную 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



Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стра- тиграфичес- кого подраз- деления	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания,		Название (тип) нагнета- емого агента (ВОДА, НЕ- ФТЬ, ГАЗ, ПАР и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плот- ность жид- кости г/см ³	относитель- ная по воз- духу плот- ность наг- нетаемого газообраз- ного агента	интен- сивно- сить на- гнета- ния, тыс.м ³ /сут	давле- ние на устье, *10 ⁵ Па	темпе- ратура нагне- таемо- го аген- та, °C	шифр	глубина установ- ки, м	тип	плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скважина добывающая													



Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным эквивалентам-аналогам

Номер сква- жины	Площадь	Интервал осложнения, 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
6394	Карачаганак	308	1457	P ₁ k(ir)	Поглощение	Во время бурения в интервале 308-1457 м поглощения бурового раствора с интенсивностью 0.1-0.7 м ³ /час. Раствор на УВ основе: $\rho - 1,26 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	447	787	P ₁ k(ir)	Посадка, поглощение	При активации расширителя получили посадку 20 тыс.ф. на глубине 447 м. При бурении 16" x 17/2" отмечены поглощения с 488 м в динамике 3-20 м ³ /ч, в статике интенсивность поглощения 10 м ³ /ч. Далее при бурении кратковременные поглощения интенсивностью до 8 м ³ /ч с глубины 787 м. Общее поглощение бурового раствора 30 м ³ . Всего поглощено 45 м ³ бурового раствора. Полимерный минерализованный раствор: $\rho - 1,18-1,30 \text{ г/см}^3$; T 57-67 с; Ф - 3,1-3,6 см ³ /30 мин.
9829	Карачаганак	743	749	P ₁ k(ir)	Поглощение	Во время бурения в интервале 743-749 м поглощения бурового раствора. Общие потери 25 м ³ . Раствор на водной основе: $\rho - 1,45 \text{ г/см}^3$.
9811	Карачаганак	845	875	P ₁ k(ir)	Осыпи	Во время бурения в интервале 845-875 м (увеличен вес бурового раствора с 1,30 до 1,40), 1145-1160 м (увеличен вес бурового раствора с 1,40 до 1,45), 1280-1295 м, 1440-1614 м (раствор был увеличен с 1,45 до 1,50) наблюдались осыпи и обвалы стенок скважин. Раствор на водной основе: $\rho - 1,30-1,50 \text{ г/см}^3$, T - 50 с.
		1145	1160			
		1280	1295			
		1440	1614			
9811	Карачаганак	1300	-	P ₁ k(ir)	Поглощение	После увеличения плотности бурового раствора до 1,50 г наблюдались поглощения на глубине 1300 м интенсивностью 15 м ³ / час. Общие потери 18 м ³ . Раствор на УВ основе: $\rho - 1,5 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	1718	1921	P ₁ k(ir)	Затяжки, посадки, поглощение	Во время бурения наблюдался сужение ствола с затяжками 2-11 т в интервале 1718-1921 м и поглощение 0,6 м ³ /ч. Полимерный минерализованный раствор: $\rho - 1,18-1,30 \text{ г/см}^3$; T 57-67 с; Фильтрация 3,1-3,6 см ³ /30 мин.
9851	Карачаганак	1921	2292	P ₁ k(ir)	Затяжки, посадки	Во время бурения наблюдался суженный участок ствола с затяжкой 2-11 т в интервале 1921-2292 м. Во время спуска 311,15 мм инструмента в ствол для шаблонирования наблюдались участки сужения ствола с посадкой в 6-14 т на глубине 1964 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,8 \text{ г/см}^3$; T - 62-75 с.



Продолжение таблицы 4.26

1	2	3	4	5	6	7
9851	Карачаганак	2615	2917	$P_1k(ir)$	6716 м	Во время промывания с шаблонированием ствола скважины 311,15 мм буровой КНБК наблюдалось сужение ствола скважины с затяжками 4-7 т в интервале 2615-2731 м, посадка 6-14 т в интервале 2877-2917 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,8 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.
9820	Карачаганак	3000	3333	$P_1k(ir)$	Осыпи	Во время бурения наблюдались осыни аргиллита в интервале 3000-3260 м (размеры 10-55 мм), 3260-3333 м (размеры 10-40 мм). Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,45-1,68 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	3151	3451	$P_1k(ir)$	Затяжки, посадки	Во время промывания с шаблонированием ствола скважины 311,15 мм буровой КНБК, наблюдалось сужение ствола скважины с затяжками 11-13 т в интервале 3151-3451 и посадкой 8 т на глубине 3151 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,8 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.
9829	Карачаганак	3200	3500	$P_1k(ir)$	Осыпи	Во время бурения наблюдались осыпи аргиллита в интервале 3200-3500 м. Размеры пород 20-50 мм. Раствор на УВ основе: $\rho - 1,75 \text{ г/см}^3$.
320	Карачаганак	3752	-	$P_1k(ir)$	Затяжки, посадки	Во время на глубине 3752 м из-за нестабильности ствола скважины застряла КНБК. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,75 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.
9851	Карачаганак	3810	3893	$P_1k(ir)$	Затяжки	Во время бурения наблюдались затяжки во время соединения трубы с 7-11 т на 3810 м. Во время промывания с шаблонированием ствола скважины 311,15 мм буровой КНБК наблюдалось сужение ствола скважины с затяжкой 15 т на глубине 3893 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,8 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.
321-1D	Карачаганак	3820	3855	$P_1k(ir)$	Затяжки	Во время бурения наблюдались затяжки 15 т в интервале 3820-3855 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,75 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	3900	4418	$P_1k(ir)$	Затяжки, посадки	Во время бурения 12¼" участка ствола, наблюдались затяжки во время соединения трубы с 7-11 т в интервале 3900-4069 м и посадки 11 т. Во время промывания с шаблонированием ствола скважины 311,15 мм буровой КНБК, наблюдалось сужение ствола скважины с затяжкой 15 т и посадкой 14 т в интервале 4110-4114 м, затяжки 7-11 т на 4141 м, наблюдалось сужение ствола скважины с затяжкой 12 т и посадкой 6-14 т в интервале 4216-4418 м. Раствор на углеводородной основе: $\rho - 1,8 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.



Продолжение таблицы 4.26

1	2	3	4	5	6	7
9851	Карачаганак	4489	4576	$P_{1k(ir)}$	Осыпи, затажки	Во время бурения наблюдались осыпи аргиллита с размером 20x70 мм в интервале 4489-4496 м. Во время промывания наблюдалось сужение с затажкой 12 т на глубине 4558 м. Во время бурения интервала 4571-4576 м наблюдали обломки породы на выбросах – 10%, максимальным размером до 2 x 7 см. Раствор на углеводородной основе: $p - 1,8 \text{ г/см}^3$; $T - 62-75 \text{ с}$.
321-1D	Карачаганак	3961	3988	$P_{1k(fl)}$	Затажки	Во время бурения наблюдались затажки 10 т в интервале 3961-3988 м. Раствор на углеводородной основе: $p - 1,75 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	4605	4639	$P_{1k(fl)}$	Затажки, посадки	Во время бурения интервала 4576-4580 м обломки породы на выбросах – 10%, максимальным размером до 2 x 7 см. При подъеме с 4605 м до 4639 м отмечали затажки и посадки 15-25 тыс.ф. Раствор на УВ основе: $p - 1,07 \text{ г/см}^3$; $T - 57-59 \text{ с}$.
811	Карачаганак	3811	-	P_{1ar}	Поглощение	Во время бурения наблюдались поглощения на глубине 3811 м с интенсивностью 6 м ³ /час. Раствор на водной основе: $p - 1,54 \text{ г/см}^3$.
321	Карачаганак	3989	3992	P_{1s}	Поглощение	Наблюдались поглощения в интервале 3989-3992 м с интенсивностью 5-20 м ³ /час. Раствор на водной основе: $p - 1,49-1,51 \text{ г/см}^3$.
153	Карачаганак	4240	-	P_{1a}	Поглощение	Наблюдались поглощения на глубине 4240 м с интенсивностью 1-2 м ³ /час. Раствор на водной основе: $p - 1,38 \text{ г/см}^3$.
9850	Карачаганак	4496	4509	P_{1a-as}	Затажки, посадки	Во время расширения снизу вверх при помощи 171,45 мм КНБК наблюдались затажки до 13-18 т в интервале 4496-4509 м и посадки до 36 т. Раствор на УВ основе: $p - 1,05-1,08 \text{ г/см}^3$; $T - 55-68 \text{ с}$.
9851	Карачаганак	-	4702	P_{1a}	Газопрооявление	Наблюдались газопоказания с глубины 4702 м – 7,44 %. Раствор на углеводородной основе: $p - 1,07 \text{ г/см}^3$; $T - 57-59 \text{ с}$.
321	Карачаганак	4483	4920	C_{1s}	Поглощение	Во время бурения наблюдались поглощения в интервале 4483-4920 м с интенсивностью 2-6 м ³ /час. Катастрофические потери на глубине 5017 м. Скважина заглушена раствором 1,40-1,45 г/см ³ . Раствор на водной основе: $p - 1,35 \text{ г/см}^3$.
9851	Карачаганак	5120	5270	C_{1s}	Газопрооявление	Максимальные газопоказания на глубине 5120 м – 11,95 %. Наблюдались газопоказания с глубины 5269,8 м – 5,14 %. Раствор на углеводородной основе: $p - 1,07 \text{ г/см}^3$; $T - 57-59 \text{ с}$.
9851	Карачаганак	6160	6161	C_{1s}	Газопрооявление	Отмечены газопоказания в интервале 6160-6161 м – 9,1%. Раствор на углеводородной основе: $p - 1 \text{ г/см}^3$; $T - 48-51 \text{ с}$.



Продолжение таблицы 4.26

1	2	3	4	5	6	7
9850	Карачаганак	4677	5328	C_1S_2	Затяжки, посадки, прихват, поглощение, газопроявление	Затяжки в интервале 4677-4860 м 2-5 т. Затяжки до 12 т наблюдались в интервале 4988-4992 м ИГ. Также затяжки 5-7 т наблюдались на глубине 5056 м. Прихват колонны на глубине 4988 м, посадки 4-8 т в интервале 4998-5043 м. С 4906 м до 5324,5 м ИГ поглощения интенсивностью $0,85 \text{ м}^3/\text{ч}$. Наблюдались поглощения в стволе со скоростью $1,7-2,5 \text{ м}^3/\text{ч}$ на глубине 5092 м ИГ. Поглощения постепенно снижались до $0,7-0,8 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 5328 м. Сваб-тест был выполнен на глубине 5317 м ИГ, который показал максимальный газовый пик 24,81%. Интенсивность поглощений увеличилась до $4,8 \text{ м}^3/\text{ч}$, после борьбы с поглощением снизилась до $0,2-0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Общие поглощения на данном участке составили 269 м^3 . Во время расширения наблюдались затяжки 2-10 т в интервале 5304-5313 м. Раствор на УВ основе: $p - 1,05-1,08 \text{ г/см}^3$; $T - 55-68 \text{ с}$.
9850	Карачаганак	5328	6573	C_1S_2	Затяжки, поглощение	При подъеме 152,4 мм буровой КНБК наблюдались затяжки 13-18 т в интервале 5328- 5446 м. Во время бурения 152,4 мм участка возникли поглощения на глубине 5604 м ИГ и продолжились со скоростью $0,2-0,3 \text{ м}^3/\text{ч}$ до КГ участка 6573 м. На данном участке общие поглощения составили 88 м^3 , в то время как общие поглощения по скважине составили 480 м^3 . Раствор на УВ основе: $p - 1,0 \text{ г/см}^3$; $T - 48-55 \text{ с}$.
9851	Карачаганак	5434	5453	C_1S	Затяжки, посадки	Во время каротажных работ вниз с КИБК со стандартным каротажем из 4-х методов, наблюдалось сужение ствола с посадкой в 25 т и затяжкам в 10-25 т на глубине 5449 м. Суженные участки ствола были расширены вниз с 5434 м до 5453 м. Раствор на УВ основе: $p - 1 \text{ г/см}^3$; $T - 48-51 \text{ с}$.
107	Карачаганак	4653	5540	$C_1S+C_1V_2tl+ C_1V_1bb+ C_1t+D_3fm$	Поглощение	Поглощение бурового раствора в интервале 4653-5540 с интенсивностью $0,5-3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Раствор на водной основе: $p - 1,18 \text{ г/см}^3$.
152	Карачаганак	4711	5181	$C_1S+C_1V_2tl+ C_1V_1bb$	Поглощение	Поглощение бурового раствора в интервале 4711-5181 с интенсивностью $0,3-1,2 \text{ м}^3/\text{ч}$. Раствор на УВ основе: $p - 1,04 \text{ г/см}^3$.
106-1	Карачаганак	4990	5325	$C_1S+C_1V_2tl+ C_1V_1bb+$	Поглощение	Поглощение бурового раствора в интервале 4990-5325 с интенсивностью $0,2-0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Раствор на УВ основе: $p - 1,18 \text{ г/см}^3$.

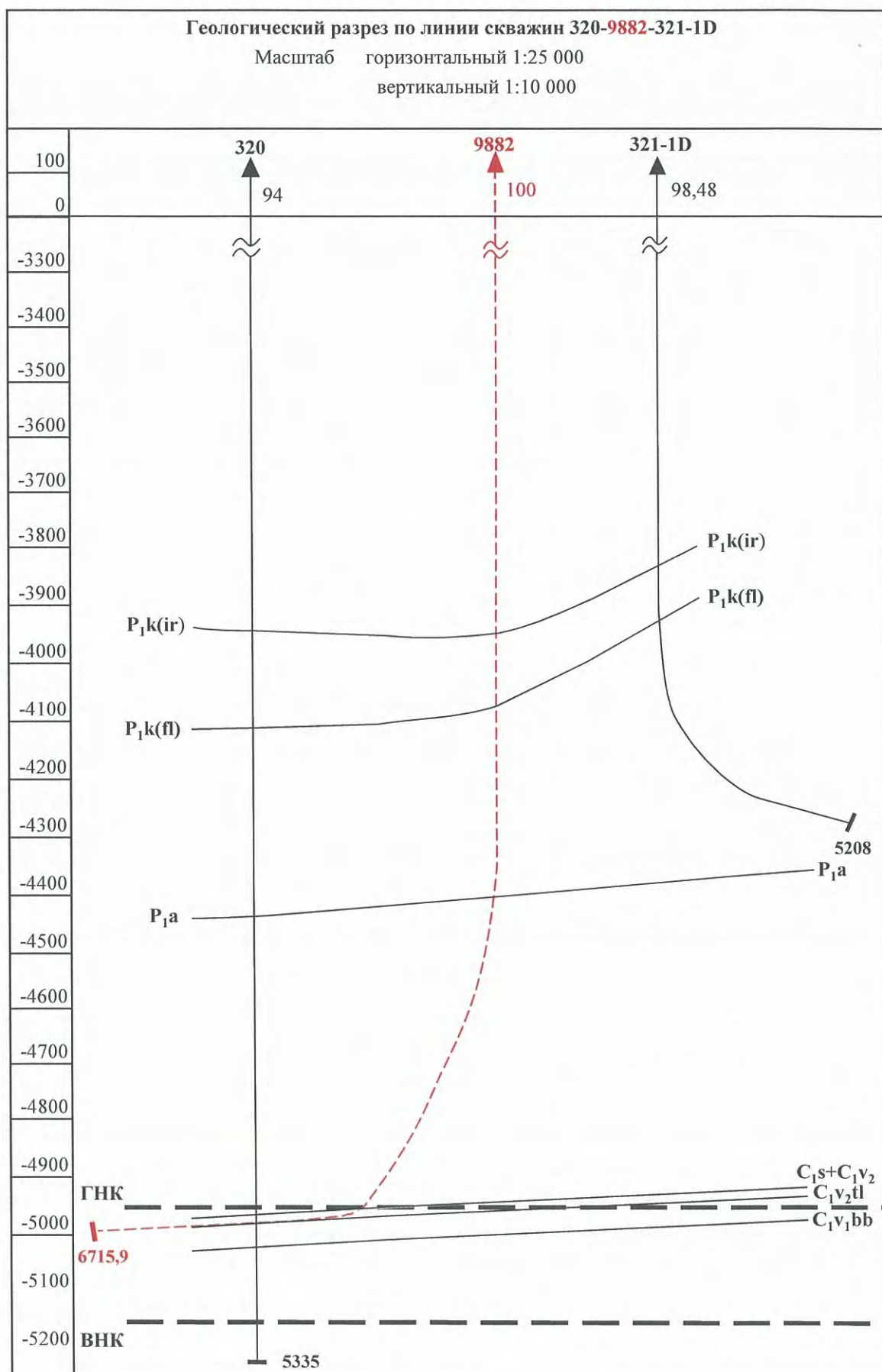


Рисунок 4.1 - Схематический геологический разрез



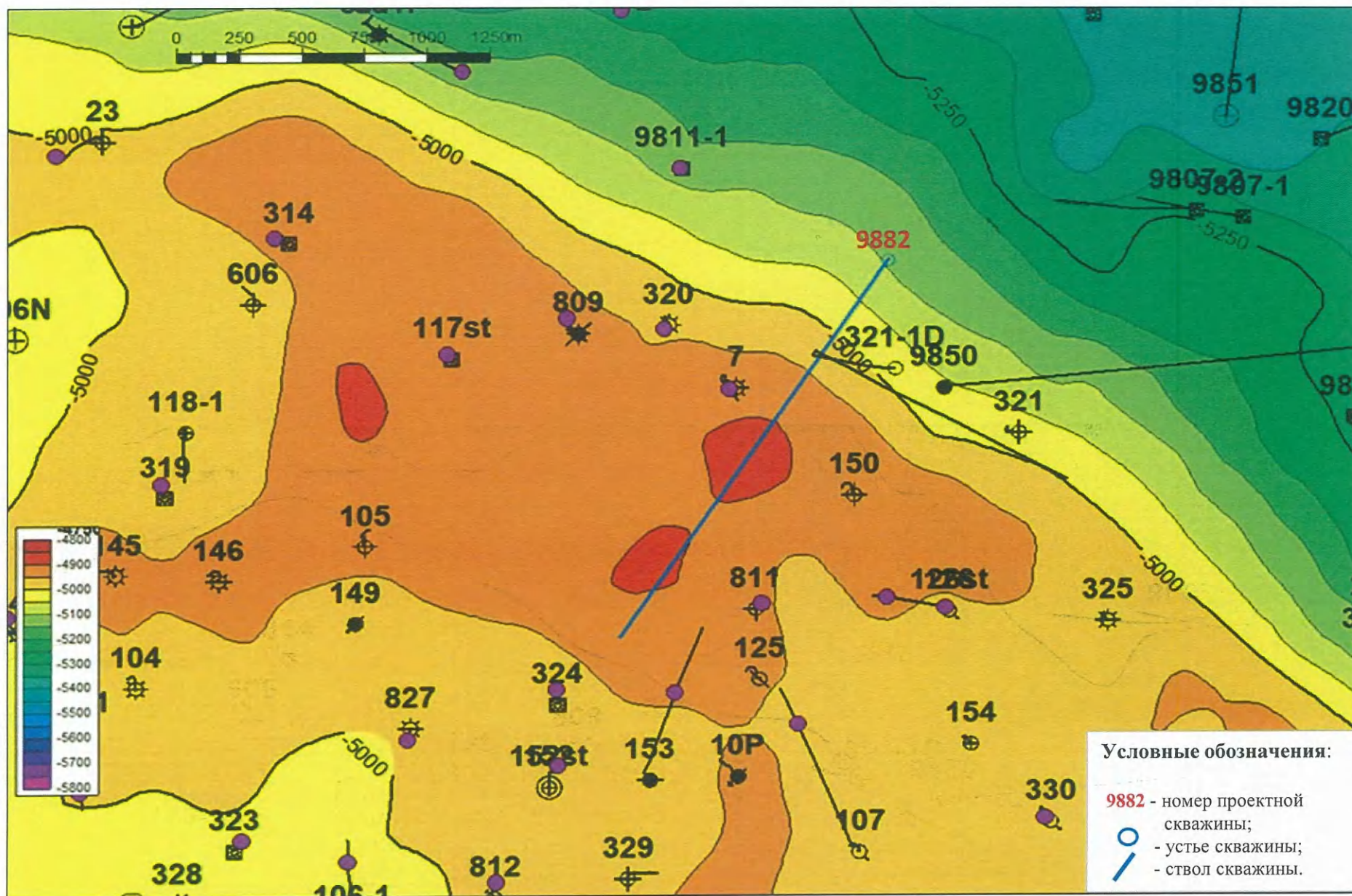


Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле нижнего карбона

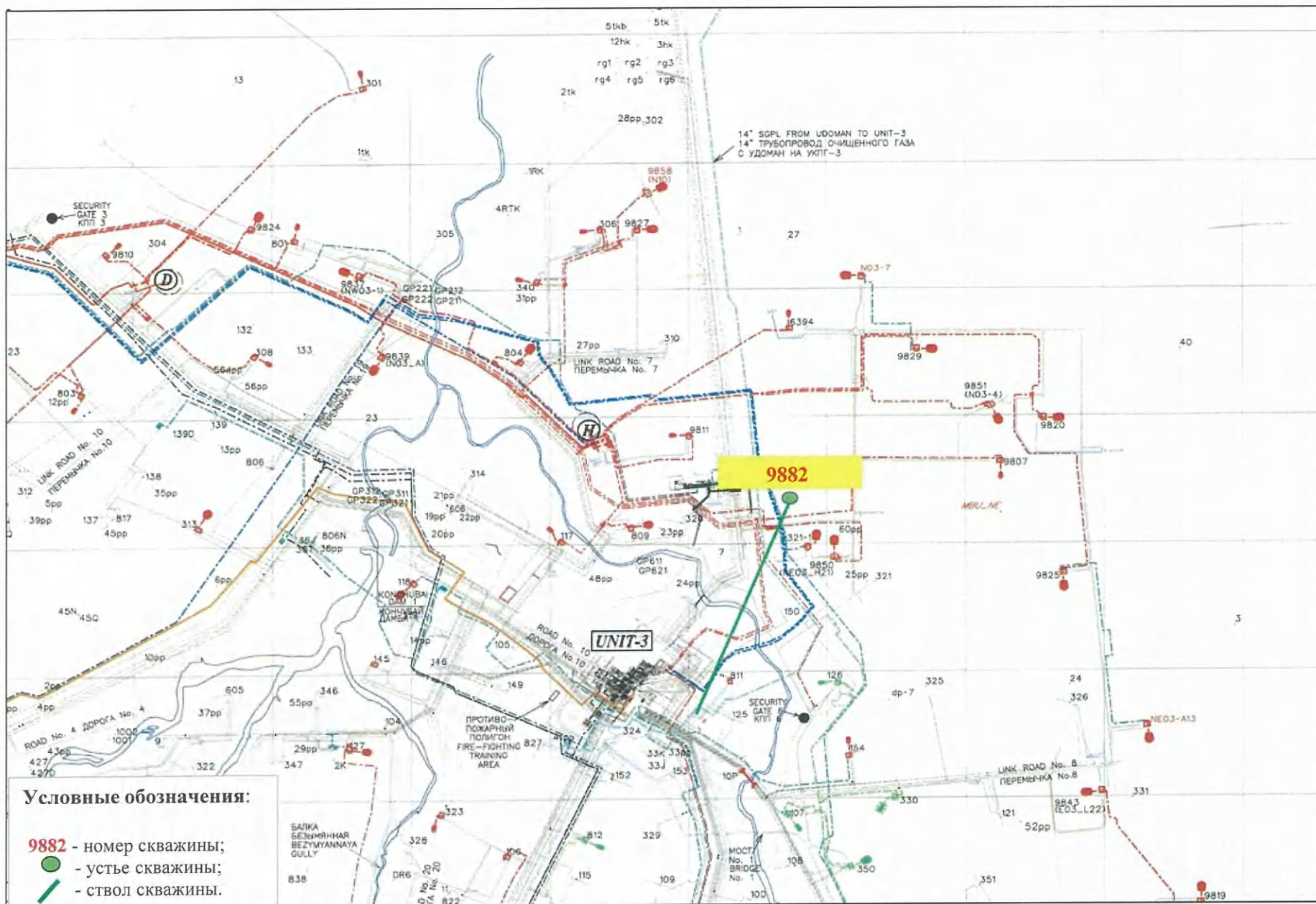


Рисунок 4.3 - Ситуационный план



5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции произведен в соответствии с нормами и правилами, действующими в РК [7, 18], технологической схемой разработки, с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

Ожидаемые осложнения при бурении проектной скважины (глубины по вертикали):

- Поглощение бурового раствора в интервалах: 900 - 4050 м; 4180 - 4500 м; 4500 - 5050 м; 5050 - 5061 м; 5061 - 5066 м; 5066 - 5081 м; 5081 - 5087,5 м с градиентами поглощения, до и после изоляционных работ 0,180 и 0,213; 0,138 и 0,216; 0,135 и 0,218; 0,118 и 0,218; 0,118 и 0,218; 0,118 и 0,218; 0,118 и 0,218 кгс/см²/м.
- В интервале 900 - 4050 м прогнозируется вскрытие пластичных солевых пород.
- В интервалах 4180 - 4500 м и 4500 - 5050 м ожидается вскрытие газовых объектов.
- В интервале 5050-5087,5 м ожидается вскрытие нефтяного горизонта с газовым фактором 632 м³/м³.

Направление – для предотвращения размыва устья и капализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор Ø 508 мм предусмотрен для перекрытия зоны неустойчивых пород и монтажа днверторной установки.

Резервная колонна Ø 406,4 мм предусмотрен для перекрытия неконтролируемых поглощений в интервале границ обломочных пород и солей.

Промежуточная колонна Ø 339,7 мм предусмотрена для перекрытия неустойчивых отложений. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия иренских и филипповских отложений.

Эксплуатационная колонна Ø 273,05 мм предусмотрена для перекрытия текучих пород иренского яруса и монтажа ПВО для безопасного вскрытия продуктивных горизонтов.

II Промежуточная колонна (оптимальный хвостовик) Ø 219,1 мм спускается для ликвидации геологического осложнения (поглощения, осыпей и т.п.). При отсутствии осложнений, спуск данной колонны не производится.

Эксплуатационная колонна (хвостовик) Ø 177,8 мм предусмотрен для перекрытия I и II объектов, испытания и эксплуатации III объекта.

Изоляционная надставка хвостовика Ø 177,8 мм - для повышения надежности крепи скважины в наиболее опасном интервале иренских отложений, испытания и эксплуатации III объекта.

Хвостовик Ø 114,3 мм - для проведения ГРП, испытания и эксплуатации III объекта.

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1. 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.



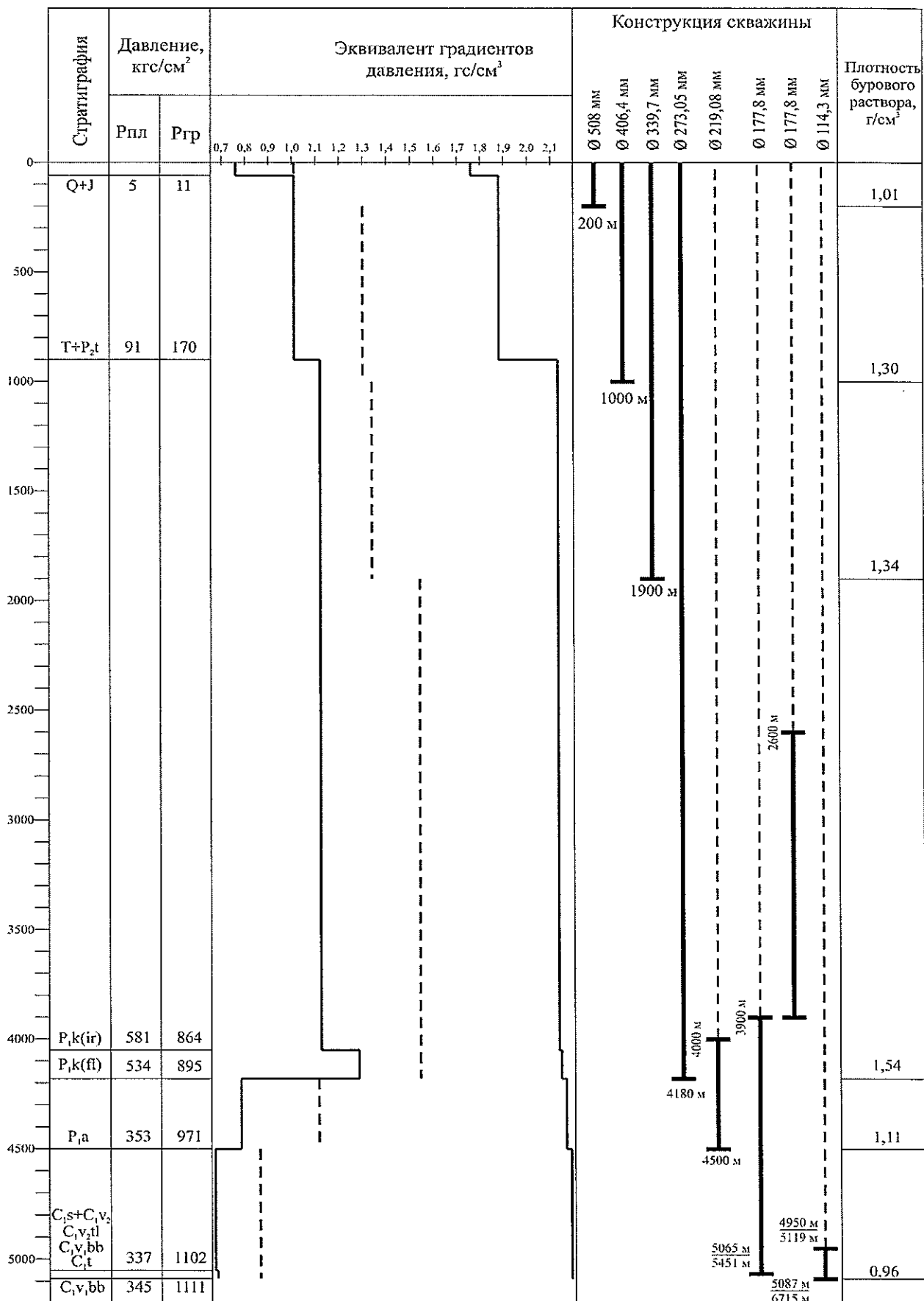


Рисунок 5.1- Совмещенный график давлений





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 стен- ки, мм.	Масса, т.	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготов- ление	
1	2	3	4	5	6	7
762	30	X52	12.7	6.90	5GR	Устанавливают ударным способом

Примечание - По решению заказчика возможно бурение долотом 914 мм легкой мобильной установкой.



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 подъяма 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	660.4	0	1	1	0	200	Перекрытие верхних неустойчивых и поглощающих отложений. Монтаж дивертора для безопасного вскрытия возможного техногенного газа при бурении под I промежуточную колонну
2	Резервная колонна	13.5	1000	444.5 (расширение до 457.2 мм)	13.5	1	1	13.5	1000	Перекрытие неконтролируемых поглощений в интервале границ обломочных пород и солей
3	Промежуточная колонна	0	1900	406.4 (расширение до 444.5 мм)	0	1	1	0	1900	Перекрытие неустойчивых и поглощающих пород в юрских и триасовых отложениях. Повышение надежности скважины.
4	Эксплуатационная колонна	0	4180	311.15 (расширение до 342.9 мм)	1500	1	1	0	4180	Перекрытие зоны с несовместимыми условиями бурения. Башмак колонны устанавливается в подошву филипповских отложений. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия продуктивной толщи.
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	4000	4500	241.3	4000	1	1	4000	4500	Спускается для ликвидации геологического осложнения (поглощения, осыпей и т.п.).
6	Эксплуатационная (хвостовик) 177,8 мм (нижняя секция)	3900	5451	171.45 (расширение до 203,2 мм)	3900	1	1	3900	5451	Перекрытие I и II объектов, испытание и эксплуатация III объекта.
7	Эксплуатационная (надставка) 177.8 мм (верхняя секция)	2600	3900	-	2600	1	1	2600	3900	Повышение надежности крепи в наиболее опасном интервале иренских отложений. Испытание и эксплуатация III объекта.
8	Хвостовик 114.3 мм	4950	6715	152.4	не цементируемый	1	1	4950	6715	Проведение ГРП, испытание и эксплуатация III объекта.
Примечания 1 Обсадные трубы 273.05 мм следует проверять шаблоном диаметром 241.3 мм, длиной 305 мм (спецификация АНИ 5СТ/ISO 11960:2001, таблица С.32); 2 Глубина спуска 339,7 мм промежуточной колонны принята на основании имеющегося в настоящее время опыта бурения и крепления скважин, пробуренных в последние годы, с учетом перекрытия интервала с наиболее интенсивными осложнениями; 3 Глубины спуска обсадных колонн уточняются по результатам ГИС. 4 406,4 мм резервная колонна сажается на посадочное кольцо, установленное внутри 660,4 мм кондуктора										



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	Количество типов соединений, шт	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части				
					верх	низ			Номер в порядке спуска	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	508	0	200	11.13	1	1	Antares ER	533.4	0	200
2	1	1	1	406.4	13.5	1000	11.13	1	1	TSH BLUE-DPLS	431.8	13.5	1000
3	1	1	1	339.7	0	1900	12.19	1	1	TSH BLUE-DPLS	362	0	1900
4	1	2	1	273.05	1900	4180	18.64	1	1	TSH W523	278.5	1900	4180
			2	273.05	0	1900	15.11	1	1	TSH MS	298.4	0	1900
5	1	1	1	219.1	4000	4500	8.94	1	1	TSH W511	219.1	4000	4500
6	1	1	1	177.8	3900	5451	11.51	1	1	TSH W513	177.8	3900	5451
7	1	1	1	177.8	2600	3900	11.51	1	1	TSH BLUE-DPLS	196.4	2600	3900
8	1	1	1	114.3	4950	6715	8.56	1	1	TSH BLUE-DPLS	127	4950	6715
Примечания 1 Глубины спуска обсадных колонн уточняются по фактическим кровлям стратиграфических разрезов и по результатам геофизических исследований с учётом перекрытия солей двумя обсадными колоннами. 2 Возможен спуск кондуктора на глубину 100 м. 3 Допускается применение обсадных труб с другими соединениями с аналогичной характеристикой.													

Таблица 5.4 - Техпико-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 скважины производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля за уровнями бурового раствора в приемной и долговой емкостях.	Раннее обнаружение ПГП.
3	Монтаж диверторной установки на кондукторе.	Предупреждение гидроразрыва пород под башмаком кондуктора.
4	На буровой иметь запасной бурового раствора в двукратном объеме скважины п.43 Правил [18].	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов.
5	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³	Раннее обнаружение НГП.
6	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 ИГП.
7	При ликвидации ИГП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации ПГП.
8	Ликвидацию возникших ПГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при ПГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопасности успешности работ.
9	С учетом геологических условий бурения проектных скважин принят буровой раствор на углеводородной основе, (запасной вариант - соленасыщенный ингибированный буровой раствор).	Предупреждение текучести солей и снижение кавернозности.
10	Предусмотрено перекрытие пластичных солей двумя обсадными колоннами.	Для повышения надежности скважины.
11	На буровой необходимо иметь запас кислоторастворимых лаполиптей на случай возможных поглощений.	Ликвидация поглощений.
12	Использовать нередактированные для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
13	Через 40-50 рейсов буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса п.90 [18].	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
14	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут (при газонарявлениях через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
15	При бурении продуктивных горизонтов механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.



Продление таблицы 5.4

1	2	3
16	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
17	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.
18	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования I, II промежуточных колонн [48].	Предупреждение и борьба с НГВП.

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемая скважина - горизонтальная.

Для постоянного контроля за траекторией ствола скважины на буровой использовать интегрированную анализирующую систему для бурения MWD.

Профиль ствола скважины может корректироваться в зависимости от применяемого оборудования, кровли продуктивного горизонта и качественных характеристик коллектора.

В зависимости от характеристик коллектора и положения ГНК и ВНК длина горизонтального ствола может быть увеличена на 250 м.





Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				Максимально-допустимая интенсивность искривления на 30 м	при входе в продуктивный пласт	
от (верх)	до (низ)	Зенитный угол, град	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м		Минимально-допустимый	Максимально-допустимый
1	2	3	4	5	6	7
нет		нет		4.5	72	74

Таблица 6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град		Горизонтальное отклонение, м		Длина по стволу, м		Азимут, градус	Интенсивность искривления, град/30м
от	до		в начале интервала	в конце интервала	за интервал	общее	интервала	общая		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0.00	4450.00	4450.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4450.00	4450.00	215.00	0.00
4450.00	4469.99	19.99	0.00	3.00	0.52	0.52	20.00	4470.00	215.00	4.50
4469.99	4499.86	29.87	3.00	7.50	2.75	3.27	30.00	4500.00	215.00	4.50
4499.86	4529.42	29.56	7.50	12.00	5.08	8.35	30.00	4530.00	215.00	4.50
4529.42	4558.49	29.07	12.00	16.50	7.38	15.73	30.00	4560.00	215.00	4.50
4558.49	4586.89	28.40	16.50	21.00	9.64	25.37	30.00	4590.00	215.00	4.50
4586.89	4614.44	27.55	21.00	25.50	11.84	37.21	30.00	4620.00	215.00	4.50
4614.44	4640.98	26.54	25.50	30.00	13.97	51.18	30.00	4650.00	215.00	4.50
4640.98	4666.35	25.37	30.00	34.50	16.00	67.18	30.00	4680.00	215.00	4.50
4666.35	4690.38	24.03	34.50	39.00	17.95	85.13	30.00	4710.00	215.00	4.50
4690.38	4712.93	22.55	39.00	43.50	19.78	104.91	30.00	4740.00	215.00	4.50
4712.93	4733.85	20.92	43.50	48.00	21.48	126.39	30.00	4770.00	215.00	4.50
4733.85	4750.56	16.71	48.00	51.90	19.88	146.27	25.97	4795.97	215.00	4.50
4750.56	4753.05	2.49	51.90	51.90	3.17	149.44	4.03	4800.00	215.00	0.00
4753.05	4771.56	18.51	51.90	51.90	23.61	173.05	30.00	4830.00	215.00	0.00
4771.56	4790.07	18.51	51.90	51.90	23.61	196.66	30.00	4860.00	215.00	0.00
4790.07	4808.58	18.51	51.90	51.90	23.60	220.26	30.00	4890.00	215.00	0.00
4808.58	4827.09	18.51	51.90	51.90	23.61	243.87	30.00	4920.00	215.00	0.00
4827.09	4845.60	18.51	51.90	51.90	23.61	267.48	30.00	4950.00	215.00	0.00
4845.60	4864.11	18.51	51.90	51.90	23.61	291.09	30.00	4980.00	215.00	0.00
4864.11	4882.63	18.52	51.90	51.90	23.61	314.70	30.00	5010.00	215.00	0.00
4882.63	4901.14	18.51	51.90	51.90	23.60	338.30	30.00	5040.00	215.00	0.00
4901.14	4919.65	18.51	51.90	51.90	23.61	361.91	30.00	5070.00	215.00	0.00
4919.65	4938.16	18.51	51.90	51.90	23.61	385.52	30.00	5100.00	215.00	0.00
4938.16	4956.67	18.51	51.90	51.90	23.61	409.13	30.00	5130.00	215.00	0.00
4956.67	4975.18	18.51	51.90	51.90	23.61	432.74	30.00	5160.00	215.00	0.00
4975.18	4983.55	8.37	51.90	51.90	10.67	443.41	13.56	5173.56	215.00	0.00
4983.55	4993.41	9.86	51.90	54.37	13.15	456.56	16.44	5190.00	215.00	4.50
4993.41	5009.91	16.50	54.37	58.87	25.04	481.60	30.00	5220.00	215.00	4.50
5009.91	5024.40	14.49	58.87	63.36	26.26	507.86	30.00	5250.00	215.00	4.50
5024.40	5036.78	12.38	63.36	67.86	27.32	535.18	30.00	5280.00	215.00	4.50
5036.78	5046.99	10.21	67.86	72.36	28.20	563.38	30.00	5310.00	215.00	4.50
5046.99	5054.94	7.95	72.36	76.86	28.92	592.30	30.00	5340.00	215.00	4.50
5054.94	5060.61	5.67	76.86	81.36	29.45	621.75	30.00	5370.00	215.00	4.50
5060.61	5063.95	3.34	81.36	85.86	29.81	651.56	30.00	5400.00	215.00	4.50
5063.95	5064.88	0.93	85.86	89.00	20.90	672.46	20.92	5420.92	215.00	4.50
5064.88	5065.04	0.16	89.00	89.00	9.07	681.53	9.08	5430.00	215.00	0.00
5065.04	5065.41	0.37	89.00	89.00	20.92	702.45	20.92	5450.92	215.00	0.00
5065.41	5065.57	0.16	89.00	89.00	9.08	711.53	9.08	5460.00	215.00	0.00
5065.57	5066.09	0.52	89.00	89.00	30.00	741.53	30.00	5490.00	215.00	0.00
5066.09	5066.61	0.52	89.00	89.00	29.99	771.52	30.00	5520.00	215.00	0.00
5066.61	5067.14	0.53	89.00	89.00	30.00	801.52	30.00	5550.00	215.00	0.00
5067.14	5067.66	0.52	89.00	89.00	29.99	831.51	30.00	5580.00	215.00	0.00
5067.66	5068.18	0.52	89.00	89.00	30.00	861.51	30.00	5610.00	215.00	0.00
5068.18	5068.71	0.53	89.00	89.00	29.99	891.50	30.00	5640.00	215.00	0.00
5068.71	5069.23	0.52	89.00	89.00	30.00	921.50	30.00	5670.00	215.00	0.00
5069.23	5069.75	0.52	89.00	89.00	29.99	951.49	30.00	5700.00	215.00	0.00
5069.75	5070.28	0.53	89.00	89.00	30.00	981.49	30.00	5730.00	215.00	0.00
5070.28	5070.80	0.52	89.00	89.00	29.99	1011.48	30.00	5760.00	215.00	0.00
5070.80	5071.32	0.52	89.00	89.00	30.00	1041.48	30.00	5790.00	215.00	0.00
5071.32	5071.85	0.53	89.00	89.00	29.99	1071.48	30.00	5820.00	215.00	0.00
5071.85	5072.37	0.52	89.00	89.00	30.00	1101.47	30.00	5850.00	215.00	0.00
5072.37	5072.90	0.53	89.00	89.00	29.99	1131.47	30.00	5880.00	215.00	0.00
5072.90	5073.42	0.52	89.00	89.00	30.00	1161.46	30.00	5910.00	215.00	0.00
5073.42	5073.94	0.52	89.00	89.00	29.99	1191.46	30.00	5940.00	215.00	0.00



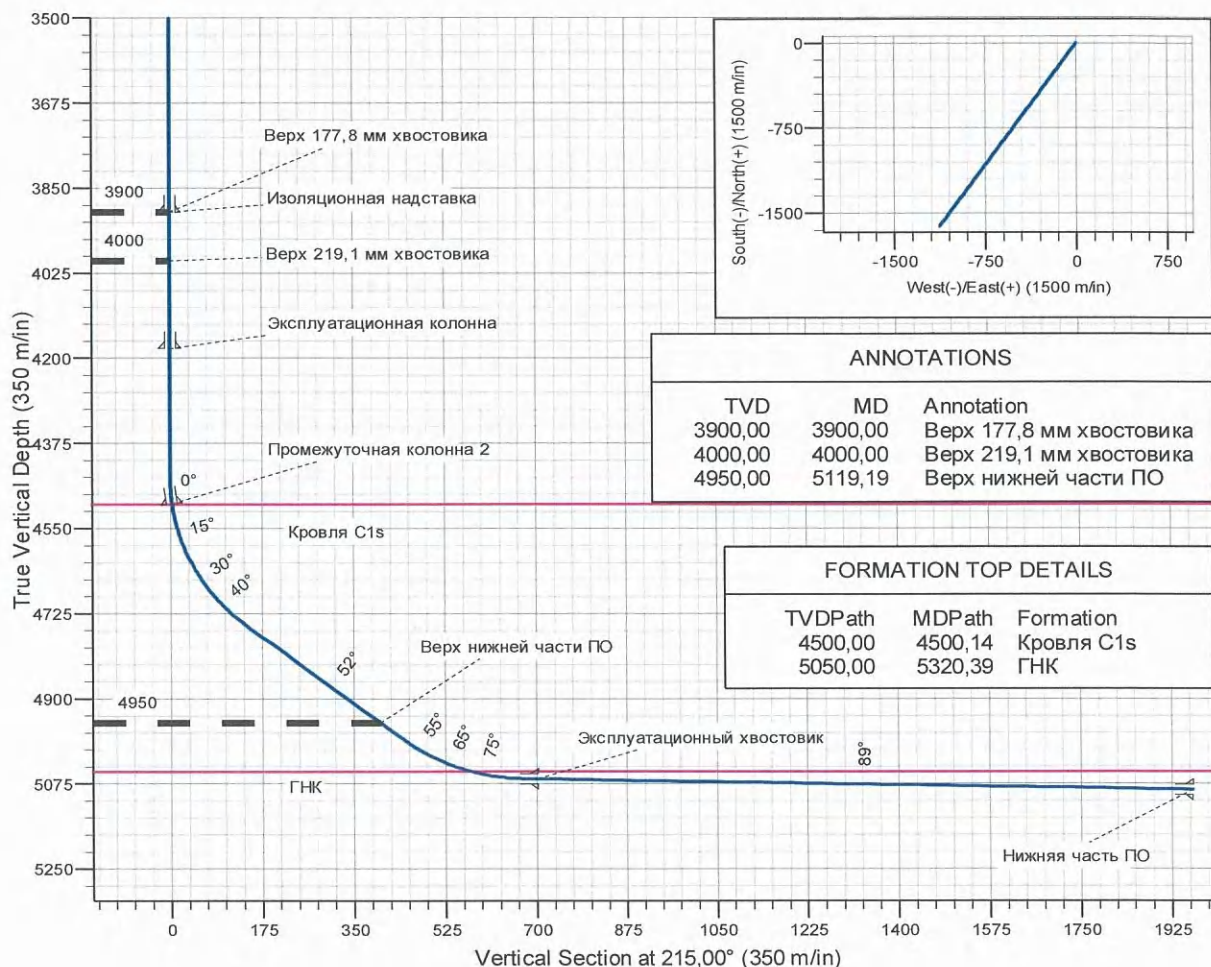
Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5073.94	5074.47	0.53	89.00	89.00	29.99	1221.45	30.00	5970.00	215.00	0.00
5074.47	5074.99	0.52	89.00	89.00	30.00	1251.45	30.00	6000.00	215.00	0.00
5074.99	5075.51	0.52	89.00	89.00	29.99	1281.44	30.00	6030.00	215.00	0.00
5075.51	5076.04	0.53	89.00	89.00	30.00	1311.44	30.00	6060.00	215.00	0.00
5076.04	5076.56	0.52	89.00	89.00	29.99	1341.43	30.00	6090.00	215.00	0.00
5076.56	5077.08	0.52	89.00	89.00	30.00	1371.43	30.00	6120.00	215.00	0.00
5077.08	5077.61	0.53	89.00	89.00	30.00	1401.43	30.00	6150.00	215.00	0.00
5077.61	5078.13	0.52	89.00	89.00	29.99	1431.42	30.00	6180.00	215.00	0.00
5078.13	5078.65	0.52	89.00	89.00	30.00	1461.42	30.00	6210.00	215.00	0.00
5078.65	5079.18	0.53	89.00	89.00	29.99	1491.41	30.00	6240.00	215.00	0.00
5079.18	5079.70	0.52	89.00	89.00	30.00	1521.41	30.00	6270.00	215.00	0.00
5079.70	5080.23	0.53	89.00	89.00	29.99	1551.40	30.00	6300.00	215.00	0.00
5080.23	5080.75	0.52	89.00	89.00	30.00	1581.40	30.00	6330.00	215.00	0.00
5080.75	5081.27	0.52	89.00	89.00	29.99	1611.39	30.00	6360.00	215.00	0.00
5081.27	5081.80	0.53	89.00	89.00	30.00	1641.39	30.00	6390.00	215.00	0.00
5081.80	5082.32	0.52	89.00	89.00	29.99	1671.38	30.00	6420.00	215.00	0.00
5082.32	5082.84	0.52	89.00	89.00	30.00	1701.38	30.00	6450.00	215.00	0.00
5082.84	5083.37	0.53	89.00	89.00	30.00	1731.38	30.00	6480.00	215.00	0.00
5083.37	5083.89	0.52	89.00	89.00	29.99	1761.37	30.00	6510.00	215.00	0.00
5083.89	5084.41	0.52	89.00	89.00	30.00	1791.37	30.00	6540.00	215.00	0.00
5084.41	5084.94	0.53	89.00	89.00	29.99	1821.36	30.00	6570.00	215.00	0.00
5084.94	5085.46	0.52	89.00	89.00	30.00	1851.36	30.00	6600.00	215.00	0.00
5085.46	5085.98	0.52	89.00	89.00	29.99	1881.35	30.00	6630.00	215.00	0.00
5085.98	5086.51	0.53	89.00	89.00	30.00	1911.35	30.00	6660.00	215.00	0.00
5086.51	5087.03	0.52	89.00	89.00	29.99	1941.34	30.00	6690.00	215.00	0.00
5087.03	5087.47	0.44	89.00	89.00	25.00	1966.34	25.00	6715.00	215.00	0.00
Примечание - Радиус искривления скважины 382 м при интенсивности искривления 4,5 град/30 м.										



Project: Карачаганак

Well: 9882



КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ / CASING DETAILS

TVD	MD	Name	Size
30,00	30,00	Направление	762,00
200,00	200,00	Кондуктор	508,00
1000,00	1000,00	Резервная	406,40
1900,00	1900,00	Промежуточная колонна	339,70
4180,00	4180,00	Эксплуатационная колонна	273,05
4499,86	4500,00	Промежуточная колонна 2	219,10
5065,41	5451,00	Эксплуатационный хвостовик	177,80
3900,00	3900,00	Изоляционная надставка	177,80
5087,52	6715,00	Нижняя часть ПО	114,30

ПРОФИЛЬ / SECTION DETAILS

Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	DLeg	TFace	VSec
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00
2	4450,00	0,00	215,00	4450,00	0,00	0,00	0,000	215,00	0,00
3	4795,97	51,90	215,00	4750,56	-119,82	-83,90	4,500	215,00	146,27
4	5173,56	51,90	215,00	4983,55	-363,22	-254,33	0,000	0,00	443,41
5	5420,92	89,00	215,00	5064,88	-550,84	-385,71	4,500	0,00	672,46
6	5450,92	89,00	215,00	5065,41	-575,41	-402,91	0,000	0,00	702,45
7	6715,00	89,00	215,00	5087,52	-1610,73	-1127,85	0,000	0,00	1966,34

Рисунок 6.1 - Профиль ствола скважины



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

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении горизонтальной добывающей скважины № 9882 (РТ_5) на месторождении Карачагаиак.

7.1.1 Основные проблемы при бурении скважины

Основными проблемами при бурении горизонтальной добывающей скважины являются:

- осложнения, связанные с целостностью ствола скважины, возникающие за счет набухания и диспергирования глин и набухания аргиллитов разреза, содержание которых в надсолевых отложениях до 80%;
- поглощение бурового раствора;
- текучесть солей ирейского горизонта;
- осыпи;
- прихватопасность;
- искривление ствола скважины;
- нефтегазопоявления, с содержанием в газе H_2S до 4,69 % и CO_2 до 6,67 %.

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрены два типа бурового раствора:
вариант I – раствор на углеводородной основе;
вариант II – ингибирующий полимерный буровой раствор на водной основе.
- В случае возникновения поглощений в непродуктивной толще вводить комбинированные наполнители (комбинация гранул и хлопьев), в продуктивных пластах необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители, типа BARABLEND 657, в случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);
- для недопущения нефтегазопоявлений требуется непрерывное слежение за технологическими показателями бурового раствора и уровнем бурового раствора в рабочих емкостях с использованием приборов;
- так как в пластовых флюидах присутствуют H_2S и CO_2 , обязательно использовать стационарные или переносные газоанализаторы и иметь в наличии индивидуальные средства защиты (автономные дыхательные аппараты);
- в буровой раствор регулярно вводить реагенты-поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2 (SOURSCAV, Lime (известь), BARACOR 95 или др.);
- для предупреждения течения солей необходимо использовать растворы на углеводородной основе либо солеиспытанный NaCl ингибирующий полимерный буровой раствор;
- при температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше 40°C 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.

$$\rho_{\text{б.р.}} = 10 \times k_{\text{н.д.}} \times k_{\text{пр.ср.}}$$

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

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

Интервал 0-200 м

$$0-200 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,080 \times (1,10 \div 1,15) = 0,88 \div 0,92 \text{ г/см}^3$$

Согласно градиентам пластового давления бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 0,88-0,92 г/см³. Учитывая опыт бурения скважин, с целью предотвращения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, для бурения данного интервала принимаем плотность 1,10 г/см³. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Интервал 200-1000 м:

$$200-1000 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,113 \times (1,10 \div 1,15) = 1,24 \div 1,30 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,24-1,30 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,30 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 1000-1900 м:

$$1000-1200 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,115 \times (1,10 \div 1,15) = 1,26 \div 1,32 \text{ г/см}^3$$

$$1200-1900 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,122 \times (1,05 \div 1,10) = 1,28 \div 1,34 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,28-1,34 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,34 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 нанодобавок. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакеты 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 1900-4180 м:

$$1900-2500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,128 \times (1,05 \div 1,10) = 1,34 \div 1,41 \text{ г/см}^3$$

$$2500-4180 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,144 \times (1,04 \div 1,07) = 1,50 \div 1,54 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,50-1,54 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,54 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 нанодобавок.

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 1,80 г/см³.

Интервал 4180-4500 м:

$$4180-4500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,104 \times (1,04 \div 1,07) = 1,08 \div 1,11 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,08-1,11 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,11 г/см³.

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 нанодобавок.

Интервал 4500-5451 м:

$$4500-5451 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,078 \times (1,04 \div 1,07) = 0,81 \div 0,83 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 0,81-0,83 г/см³.



Учитывая опыт проведения горизонтальных скважин, а также принимая во внимание специфику приготовления и обработки бурового раствора, в случае использования раствора на углеводородной основе (вариант I), для бурения данного интервала принимаем плотность бурового раствора $0,96 \text{ г/см}^3$.

При бурении с использованием бурового раствора на водной основе (вариант II) принимаем минимально возможную плотность раствора равную $1,01 \text{ г/см}^3$.

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.

Интервал 5451-6715 м

$$\rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,068 \times (1,04 \div 1,07) = 0,71 \div 0,73 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью $0,71-0,73 \text{ г/см}^3$.

Учитывая опыт бурения скважин на месторождении Карачаганак, а также принимая во внимание протяженность горизонтального участка ствола, бурение данного интервала производить с использованием бурового раствора, переходящего из предыдущего интервала, плотность $0,96 \text{ г/см}^3$ (вариант I).

В случае использования бурового раствора на водной основе (вариант II) бурение производить на буровом растворе плотностью $1,01 \text{ г/см}^3$, переходящим из предыдущего интервала.

В случае появления признаков осыпей либо обнаружения признаков нефтегазопроявлений ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве наполнители, типа BARACARB 5-600 (либо другие килоторастворимые наполнители), при увеличении интенсивности поглощения вводить пакки LCM.

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 KOH;
- Для снижения жесткости использовать Na_2CO_3 ;
- Бентонит применяется в качестве структурообразователя только для приготовления забурочного раствора;
- KCl – ингибитор глини и аргиллитов;
- РНРА – полимер-флокулянт;
- PAC L – понизитель фильтрации;
- СМО-568 – в качестве смазывающего агента СМО-568;



- Барит - для поддержания плотности бурового раствора.

В интервале **200-1000 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе (ENVIROMUL-LT);

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

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- GELTONE II (органоглинистая глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – миперализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- DRILLTRIAT – ПАВ (первичный эмульгатор);
- EZ MUL NT – эмульгатор;
- DURATONE HT – обеспечивает контроль фильтрации;
- SOLTEX – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- RM 63 – структурообразователь;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки соленасыщенного ингибированного полимерного бурового раствора предусматриваются следующие реагенты:

- NaCl – используется для насыщения раствора;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора более 10;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- BARAZAN D – структурообразователь (используется при необходимости);
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- PAC L – понизитель фильтрации;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид
- KCl и SOLTEX – ингибиторы глин и аргиллитов (содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %);
- PHPA – полимер-флокулянт.

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

В интервале **1000-1900 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе (ENVIROMUL-LT);

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

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсионная среда) - 30 %;
- GELTONE II (органоглинистый глинистый) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- DRILLTRIAT – ПАВ (первичный эмульгатор);
- EZ MUL NT – эмульгатор;
- DURATONE NT – обеспечивает контроль фильтрации;
- SOLTEX – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- RM 63 – структурообразователь;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Солеенасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки солеенасыщенного ингибированного полимерного бурового раствора предусматриваются следующие реагенты:

- NaCl – используется для насыщения раствора;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора более 10;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- BARAZAN D – структурообразователь (используется при необходимости);
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- PAC L – понизитель фильтрации;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид;
- KCl и SOLTEX – ингибиторы глин и аргиллитов (содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %);
- РНРА – полимер-флокулянт.

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

Для бурения интервала **1900-4180 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:



вариант-I – раствор на углеводородной основе (ENVIROMUL-LT);

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

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- GELTONE II (органиофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- DRILLTRIAT – ПАВ, (иервичный эмульгатор);
- EZ MUL NT – эмульгатор;
- DURATONE HT – обеспечивает контроль фильтрации;
- SOLTEX – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- RM 63 – структурообразователь;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки соленасыщенного ингибированного полимерного бурового раствора предусматриваются следующие реагенты:

- NaCl – используется для насыщения раствора;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора более 10;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- BARAZAN D – структурообразователь (используется при необходимости);
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- PAC L – понизитель фильтрации;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид
- KCl и SOLTEX – ингибиторы глин и агглюлянтов (содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %);
- РИПА – полимер-флокулянт.

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

Интервал 4180-4500 м.

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллаторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе (INNOVERT);

вариант-II – безглинистый 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 Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 60 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 40 %;
- ADAPTA – обеспечивает контроль фильтрации;
- LE SUPERMUL – эмульгатор;
- LIQUITONE – улучшает контроль фильтрации;
- RHEMOD L – вязкофиксатор (регулятор вязкости);
- TAU MODE – регулятор вязкости, улучшает контроль фильтрации;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2 ;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- CaCO_3 (BARACARB) – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- BARAZAN D – используется в качестве структурообразователя;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора более 10 из-за присутствия H_2S ;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- BARACOR 95 – поглотитель CO_2 ;
- CMO-568 – смазывающий агент;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид;
- CaCO_3 (BARACARB) – используется для поддержания плотности бурового раствора.

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.

Интервал 4500-5451 м.

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллекторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе (INNOVERT);

вариант-II – безглинистый 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 Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 60 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 40 %;
- ADAPTA – обеспечивает контроль фильтрации;
- LE SUPERMUL – эмульгатор;
- LIQUITONE – улучшает контроль фильтрации;
- RHEMOD L – вискозификатор (регулятор вязкости);
- TAU MODE – регулятор вязкости, улучшает контроль фильтрации;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2 ;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- CaCO_3 (BARACARB) – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- BARAZAN D – используется в качестве структурообразователя;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора более 10 из-за присутствия H_2S ;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- BARACOR 95 – поглотитель CO_2 ;
- CMO-568 – смазывающий агент;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид.

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.

Интервал 5451-6715 м.

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллекторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:



вариант-I – раствор на углеводородной основе (INNOVERT);

вариант-II – безглинистый 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 Lamix 30 (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 60 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 40 %;
- ADAPTA – обеспечивает контроль фильтрации;
- LE SUPERMUL – эмульгатор;
- LIQUITONE – улучшает контроль фильтрации;
- RHEMOD L – вязкофикатор (регулятор вязкости);
- TAU MODE – регулятор вязкости, улучшает контроль фильтрации;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора и поглотитель CO_2 ;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- CaCO_3 (BARACARB) – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- BARAZAN D – используется в качестве структурообразователя;
- DEXTRID E – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора более 10 из-за присутствия H_2S ;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- SOURSCAV – поглотитель H_2S ;
- BARACOR 95 – поглотитель CO_2 ;
- CMO-568 – смазывающий агент;
- GLUTARALDEHYDE – бактерицид.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, осадки, 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 и расход химических реагентов согласно Правил;

2 Реагенты, предусмотренные проектом, поставляются фирмой "BAROID", возможно использование других реагентов этой же фирмы, идентичных по своему действию (не ухудшающих свойства бурового раствора) либо производимых другими фирмами;

3 Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать;

4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы "BAROID" в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными



работам, проведенными для идентичной скважины м. Карачаганак в ПИЛЦ АО «ПИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 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 горизонтальной добывающей скважины и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо 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 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. При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену производится контроль бурового раствора на насыщенность его газом (пункт 51 Правил). Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то принимать меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа напаста, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.).

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 100-200 меш для тонкой очистки, гидроклонные пескоотделители и илоотделители), при необходимости использовать центрифугу. Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволяет обеспечить поддержание запроктированных 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 в объеме 6-7 м³ 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 1,06-1,10 г/см³, для чего необходимо приготовить 50 м³ бетонитового 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 **200-1000 м** необходимо приготовить буровой раствор на углеводородной основе плотностью $1,24 \text{ г/см}^3$ добавкой барита и заменить им ингибированный буровой раствор в башмаке кодуктора после разбуривания в нем цементного стакана. Далее, по мере углубления, увеличить плотность до $1,30 \text{ г/см}^3$.

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 пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС).

Интервал 1000-1900 м. Бурение данного интервала производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с доутяжелением его в процессе углубления до плотности $1,34 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

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

Интервал 1900-4180 м. Бурение данного интервала производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с доутяжелением его до плотности $1,50-1,54 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

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

В процессе бурения контролируется:

- соответствие бурового раствора геолого-техническому наряду;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и СПО;
- показания концентрации газов в буровом растворе, согласно пункту 51 НПБ ОПО НГОП.

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.



Для бурения интервала **4180-4500 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать готовый буровой раствор на углеводородной основе (INNOVERT с соотношением фаз масло/вода 60/40 %), плотностью 1,08-1,11 г/см³. Произвести полную замену раствора в башмаке 273,05 мм колонны после разбуривания в ней цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения и в процессе бурения данного интервала необходимо вводить реагенты-поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопоявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

При возникновении поглощений использовать кислоторастворимые наполнители, в случае увеличения интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.

Для бурения интервала **4500-5451 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать буровой раствор на углеводородной основе (INNOVERT), перешедший из предыдущего интервала, с разбавлением его до требуемой плотности реагентами согласно табл. 7.2.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопоявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении данного интервала вводить реагенты-поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Для бурения интервала **5451-6715 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать буровой раствор на углеводородной основе (INNOVERT), перешедший из предыдущего интервала.

Произвести дополнительную очистку бурового раствора от твердой фазы и цемента в башмаке 177,8 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана, с последующей обработкой реагентами согласно табл. 7.2.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопоявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении данного интервала вводить реагенты-поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом по СТ РК ISO 10414-2-2012 «Промышленность нефтяная и газовая. Полевые испытания буровых растворов. Часть 2. Растворы на нефтяной основе» Приложение 1.

Сущность экспресс-метода заключается в том, что сероводород в буровом растворе и/или выделившийся при разложении водорастворимых сульфидов, вытесненный инертным газом, вызывает окрашивание индикаторной трубки. Длина окрашенного слоя пропорциональна количеству сероводорода, выделившегося из бурового раствора.

Согласно пункту 22 Правил необходимо вести контроль над содержанием количества реагента-нейтрализатора сероводорода и осуществлять его можно титриметрическим, фотометрическим или атомно-абсорбционным методами.

В случае не полной нейтрализации сероводорода осуществляется дополнительная обработка бурового раствора реагентом-нейтрализатором.

В процессе бурения контролируется:

- соответствие бурового раствора геолого-техническому наряду;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и СПО;
- показание концентрации газов в буровом растворе, согласно пункту 51 Правил.

На буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины п. 53-6 Правил. Количество нейтрализатора показано в примечании 5 к таблице 7.3.

При бурении пластов, содержащих сероводород, с целью раннего обнаружения ГНВП осуществляется контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

- концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
- уровень промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях (п. 77-1 Правил).

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.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.

Вариант II

Для бурения интервала **0-200 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью 1,06-1,10 г/см³, для чего необходимо приготовить 50 м³ бентонитового раствора для забуривания 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 **200-1000 м** бурить с использованием соленасыщенного ингибированного SOLTEX и KCl полимерного бурового раствора на водной основе. Буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, очищенный после разбуривания цементного стакана в башмаке 508 мм колонны, насытить солью и обработать химическими реагентами согласно таб. 7.2. По мере углубления увеличивать плотность раствора до $1,30 \text{ г/см}^3$. 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 **1000-1900 м** бурить с использованием соленасыщенного ингибированного SOLTEX и KCl полимерного бурового раствора на водной основе. Буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, очищенный после разбуривания цементного стакана в башмаке 406,4 мм колонны, обработать химическими реагентами согласно таб. 7.2. По мере углубления увеличивать плотность раствора до $1,34 \text{ г/см}^3$. 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 **1900-4180 м** бурить с использованием соленасыщенного NaCl ингибированного KCl и SOLTEX бурового раствора. Для его приготовления использовать раствор из предыдущего интервала, который необходимо утяжелить до плотности $1,54-1,58 \text{ г/см}^3$, с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Для бурения интервала **4180-4500 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать вновь приготовленный безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе, плотностью $1,11 \text{ г/см}^3$, обработанный химическими реагентами согласно табл. 7.2 и заменить им весь объем бурового раствора, находящегося в скважине. Замену раствора произвести в башмаке 273,05 мм колонны после разбуривания в ней цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты-поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2 .

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.



В процессе бурения данного интервала и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны вводить смазывающую добавку СМО 568.

Для бурения интервала **4500-5451 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе плотностью 1,01 г/см³, перешедший из предыдущего интервала дополнительно очищенный от выбуренной породы и цемента в башмаке 219,08 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана, и разбавленный до необходимой плотности реагентами согласно табл. 7.2. При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопоявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении наклонно-направленного и горизонтального участка ствола скважины вводить смазывающую добавку СМО 568 и реагенты поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Для бурения интервала **5451-6715 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе плотностью 1,01 г/см³, перешедший из предыдущего интервала дополнительно очищенный от выбуренной породы и цемента в башмаке 177,8 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана, и обработанного реагентами согласно табл. 7.2. При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопоявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении наклонно-направленного и горизонтального участка ствола скважины вводить смазывающую добавку СМО 568 и реагенты поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом по СТ РК ISO 10414-1-2012 «Промышленность нефтяная и газовая. Полевые испытания буровых растворов. Часть 1. Растворы на водной основе» Приложение А пункт А.4).

Сущность экспресс-метода заключается в том, что сероводород в буровом растворе и/или выделившийся при разложении водорастворимых сульфидов, вытесняемый инертным газом, вызывает окрашивание индикаторной трубки. Длина окрашенного слоя пропорциональна количеству сероводорода, выделившегося из бурового раствора.

Согласно пункту 22 Правил необходимо вести контроль над содержанием количества реагента-нейтрализатора сероводорода и осуществлять его можно титриметрическим, фотометрическим или атомно-абсорбционными методами.



В случае не полной нейтрализации сероводорода осуществляется дополнительная обработка бурового раствора реагентом-нейтрализатором.

В процессе бурения контролируется:

- соответствие бурового раствора геолого-техническому наряду;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- уровень раствора в приемных емкостях при бурении и на устье скважины при простое и СПО;
- показание концентрации газов в буровом растворе, согласно пункту 51 Правил.

На буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины п. 53-6 Правил. Количество нейтрализатора показано в примечании 5 к таблице 7.3.

При бурении пластов, содержащих сероводород, с целью раннего обнаружения ГНВП осуществляется контроль прямых и косвенных признаков по показателям:

- концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;
- уровень промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях (п. 77-1 Правил).

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.

7.2 Надпакерная жидкость

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

Вариант 1. Надпакерная жидкость на водной основе.

Состав надпакерной жидкости в кг на 1 м³ при плотности 1,00 г/см³:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода	основа надпакерной жидкости	985,1
BARACOR 100	ингибитор коррозии	5,0
BARACOR 95	ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	2,0
OXYGON	поглотитель CO ₂	1,0
SOURSCAV	поглотитель H ₂ S	5,7
NaOH	для поддержания pH	0,7
CLUTERALDEHYDE	бактерицид	0,5
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 «Lamix» (это раствор плотностью 0,96 г/см³, которым вскрывали продуктивные пласты на данной скважине, после дополнительной очистки его от твердой фазы):



Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Бур. раствор на основе «Lamix» плотностью 0,96 г/см ³ (INNOVERT)	основа надпакерной жидкости	947,0
BARACOR 100	ингибитор коррозии	5,0
BARACOR 95	ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	2,0
BARACOR 44	поглотитель H ₂ S	6,0

Расчет количества надпакерной жидкости и ее компонентов приведены в таблице 10.10.





Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Вариант-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора																
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см ³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см ³ за 30 мин РК (API)		СИС (Gels), мгс/см ² (фунт/ 100фут ²) через, мин (с, мин)		кор- ка, мм	Содержание тв. фазы, %			рИ	мние- рали- зация, г/л	пласти- ческая вяз- кость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут ²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см ³	элект- роста- биль- ность, вольт	соотно- шение масло/ вода, %
										коллоидной (активной) фазы	песка	всего							
I	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	1.10	45-55	<8	<10	не регламентируется										1.03		
II Раствор на УВ основе (ENVIROMUL-LT)	200	1000	1.30	50-70	0	0	48-73 (10-15)	67-87 (14-18)	<1	<2	<0,5	<16	-	60	как можно меньше	25-30	0.91	>500	70/30
III Раствор на УВ основе (ENVIROMUL-LT)	1000	1900	1.34	50-70	0	0	48-73 (10-15)	67-87 (14-18)	<1	<2	<0,5	<17	-	60	как можно меньше	25-30	0.91	>500	70/30
IV Раствор на УВ основе (ENVIROMUL-LT)	1900	4180	1.54	50-70	0	0	48-73 (10-15)	67-87 (14-18)	<1	<2	<0,5	<23	-	55	как можно меньше	27-32	0.91	>500	70/30
V Раствор на УВ основе (INNOVERT)	4180	4500	1.11	50-70	0	0	19-34 (4-7)	24-38 (5-8)	<1	<2	<0,5	<14	-	150	как можно меньше	20-25	0.92	>300	60/40
VI Раствор на УВ основе (INNOVERT)	4500	5451	0.96	50-70	0	0	19-34 (4-7)	24-38 (5-8)	<1	<2	<0,5	<6	-	150	как можно меньше	20-25	0.92	>300	60/40



Продолжение таблицы 7.1

вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
VII Раствор на УВ основе (INNOVERT)	5451	6715	0.96	50-70	0	0	19-34 (4-7)	24-38 (5-8)	<1	<2	<0,5	<6	-	150	как можно меньше	20-25	0.92	>300	60/40
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 интервале 200-1000 м и 1000-1900 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см ³ , в интервале 1900-4180 м до 1,80 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 за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			рН	минерал- зация, г/л	пласти- ческая вязкость, еП	динамичес- кое наиряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³
	РК	API			коллоидной (активной) части	песка				всего							
							I(10)	10(10)									
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I Полимерный ингибированный раствор	0	200	1.10	45-55	<8	<10	не регламентируется										1.03
II Соленасыщенный полимерный ингиб. раствор	200	1000	1.30	30-45	<5	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<1	<3	<1	<9	8,5- 9,5	KCl не менее 5%. 312 NaCl	как можно меньше	15-25	1.19
III Соленасыщенный полимерный ингиб. раствор	1000	1900	1.34	30-45	<5	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<1	<3	<1	<10	8,5- 9,5	KCl не менее 5%. 312 NaCl	как можно меньше	15-25	1.19
IV Соленасыщенный полимерный ингиб. раствор	1900	4180	1.54	35-50	<5	<6	28-44 (6-9)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<17	8,5- 9,5	KCl не менее 5%. 312 NaCl	как можно меньше	25-35	1.19
V Полимерный безглинистый раствор	4180	4500	1.11	30-45	3-4	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<1	<1,0	<0,5	<8	>10	-	как можно меньше	15-25	1.01
VI Полимерный безглинистый раствор	4500	5451	1.01	30-45	3-4	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<1	<1,0	<0,5	<3	>10	-	как можно меньше	15-25	1.01



Продолжение таблицы 7.1

вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
VII Полимерный безгипинистый раствор	5451	6715	1.01	30-45	3-4	<6	28-40 (6-8)	48-60 (10-12)	<1	<1,0	<0,5	<3	>10	-	как можно меньше	15-25	1.01
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 интервале 200-1000 м и 1000-1900 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³, в интервале 1900-4180 м до 1,80 г/см³.																	



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Вариант-1

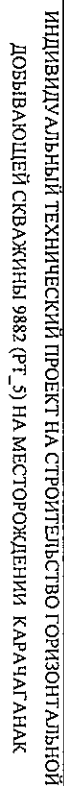
Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плот- ность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения ин- тервала (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание вещес- тва в то- варном продук- те (жид- кости), %	Влаж- ность, %	Сорт	Содер- жание компо- нента в буро- вом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	200	Полимерный ингибированный раствор	1.10		Вода KOH Na ₂ CO ₃ Bentonite PHPA PAC L CMO 568 KCl Барит	1.00 2.13 2.53 2.60 1.25 1.55 1.03 1.98 4.20	 92 		 в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	887.8 0.70 0.70 50.0 2.10 3.00 3.00 60.0 92.7
II	200	1000	Раствор на углеводо- родной основе (ENVIROMUL-LT)	1.30	да	Lamix 30 (базовое масло) вода GELTONE II CaCl ₂ Lime(известь) DRILLTRIAT EZ MUL NT DURATONE HT Soltex RM 63 Барит	0.80 1.00 1.70 2.51 2.24 1.00 0.96 1.80 1.40 0.95 4.20	 95 		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	441.1 189.0 20.0 60.0 20.0 8.0 30.0 20.0 12.0 2.0 497.9
III	1000	1900	Раствор на углеводо- родной основе (ENVIROMUL-LT)	1.34	нет	Lamix 30 (базовое масло) вода GELTONE II CaCl ₂ Lime(известь) DRILLTRIAT	0.80 1.00 1.70 2.51 2.24 1.00	 95 		в/с в/с в/с в/с в/с	433.3 185.7 20.0 60.0 20.0 8.0



Продолжение таблицы 7.2

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						EZ MUL NT	0.96			в/с	30.0
						DURATONE HT	1.80			в/с	20.0
						Soltex	1.40			в/с	12.0
						RM 63	0.95			в/с	2.0
						Барит	4.20			в/с	548.9
IV	1900	4180	Раствор на углеводородной основе (ENVIROMUL-LT)	1.54	нет	Lamix 30 (базовое масло)	0.80			в/с	398.1
						вода	1.00				170.6
						GELTONE II	1.70			в/с	20.0
						CaCl ₂	2.51	95		в/с	55.0
						Lime(известь)	2.24			в/с	20.0
						DRILLTRIAT	1.00			в/с	8.0
						EZ MUL NT	0.96			в/с	30.0
						DURATONE HT	1.80			в/с	20.0
						Soltex	1.40			в/с	12.0
						RM 63	0.95			в/с	2.0
						Барит	4.20			в/с	804.3
V	4180	4500	Раствор на углеводородной основе (INNOVERT)	1.11	да	Lamix 30 (базовое масло)	0.80			в/с	350.9
						вода	1.00				234.0
						ADAPTA	1.03			в/с	5.0
						CaCl ₂	2.51	95		в/с	150.0
						Lime (известь, поглот CO ₂)	2.24			в/с	30.0
						LE SUPERMUL	0.91			в/с	30.0
						LIQUITONE	0.98			в/с	5.0
						RHEMOD L	0.96			в/с	5.6
						TAU MODE	0.87			в/с	5.6
						CaCO ₃ (BARACARB)	2.70			в/с	288.2
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7
VI	4500	5451	Раствор на углеводородной основе (INNOVERT)	0.96	нет	Lamix 30 (базовое масло)	0.80			в/с	426.7
						вода	1.00				284.4
						ADAPTA	1.03			в/с	5.0
						CaCl ₂	2.51	95		в/с	150.0
						Lime (известь, поглот CO ₂)	2.24			в/с	30.0
						LE SUPERMUL	0.91			в/с	30.0
						LIQUITONE	0.98			в/с	5.0
						RHEMOD L	0.96			в/с	5.6



Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						TAU MODE	0.87			в/с	5.6
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7
VII	5451	6715	Раствор на углеводородной основе (INNOVERT)	0.96	нет	Lamix 30 (базовое масло)	0.80			в/с	397.5
						вода	1.00				265.0
						ADAPTA	1.03			в/с	5.0
						CaCl ₂	2.51	95		в/с	150.0
						Lime (известь, поглот CO ₂)	2.24			в/с	30.0
						LE SUPERMUL	0.91			в/с	30.0
						LIQUITONE	0.98			в/с	5.0
						RHEMOD L	0.96			в/с	5.6
						TAU MODE	0.87			в/с	5.6
						CaCO ₃ (BARACARB)	2.70			в/с	60.7
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7

Примечания

1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные наполнители типа STEELSEAL (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве CaCO₃ (BARACARB 5-600).

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 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	1.10		Вода KOH Na ₂ CO ₃ Bentonite PHPA PAC L CMO 568 KCl Барит	1.00 2.13 2.53 2.60 1.25 1.55 1.03 1.98 4.20	 92 91 		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	887.8 0.70 0.70 50.0 2.10 3.00 3.00 60.0 92.7
II	200	1000	Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор	1.30	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ NaCl Soltex DEXTRID-E GLUTARALDEHYDE PAC L PHPA Барит	1.00 1.98 2.04 2.53 2.16 1.35 1.50 1.06 1.55 1.25 4.20	 98 92 91 98 		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	732.2 70.0 2.0 0.7 312.0 12.0 12.0 0.5 3.00 2.10 153.5
III	1000	1900	Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор	1.34	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ NaCl Soltex	1.00 1.98 2.04 2.53 2.16 1.35	 98 92 91 98 		в/с в/с в/с в/с в/с	704.4 70.0 2.0 0.7 312.0 12.0



Продолжение таблицы 7.2

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						DEXTRID-E	1.50			в/с	12.0
						GLUTARALDEHYDE	1.06			в/с	0.5
						PAC L	1.55			в/с	3.00
						PHPA	1.25			в/с	2.10
						Барит	4.20			в/с	209.3
IV	1900	4180	Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор	1.54	нет	Вода	1.00				644.5
						KCl	1.98	98		в/с	60.0
						BARAZAN D	1.60			в/с	2.80
						DEXTRID-E	1.50			в/с	12.0
						GLUTARALDEHYDE	1.06			в/с	0.5
						KOH	2.04	92		в/с	2.00
						Na ₂ CO ₃	2.53	91		в/с	0.70
						NaCl	2.16	98		в/с	312.0
						PAC L	1.55			в/с	3.00
						PHPA	1.25			в/с	2.10
						Soltex	1.35			в/с	12.0
						Барит	4.20			в/с	488.4
V	4180	4500	Полимерный безгинистый раствор	1.11	да	Вода	1.00				918.2
						BARAZAN D	1.60			в/с	5.70
						DEXTRID-E	1.50			в/с	12.0
						CMO 568	1.03	92		в/с	3.0
						BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	1.02	91		в/с	3.00
						NaOH	2.13			в/с	1.42
						Na ₂ CO ₃	2.53			в/с	0.70
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7
						GLUTARALDEHYDE	1.06			в/с	0.5
						CaCO ₃ (BARACARB)	2.70			в/с	159.8
VI	4500	5451	Полимерный безгинистый раствор	1.01	нет	Вода	1.00				966.0
						BARAZAN D	1.60			в/с	5.70
						DEXTRID-E	1.50			в/с	12.0
						CMO 568	1.03			в/с	3.0
						BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	1.02			в/с	3.00
						NaOH	2.13	92		в/с	1.42
						Na ₂ CO ₃	2.53	91		в/с	0.70
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7



Продолжение таблицы 7.2

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						GLUTARALDEHYDE	1.06			в/с	0.5
VII	5451	6715	Полимерный безгипинистый раствор	1.01	нет	Вода	1.00				978.0
						BARAZAN D	1.60			в/с	5.70
						DEXTRID-E	1.50			в/с	12.0
						CMO 568	1.03			в/с	3.0
						BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	1.02			в/с	3.00
						NaOH	2.13	92		в/с	1.42
						Na ₂ CO ₃	2.53	91		в/с	0.70
						SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	1.00			в/с	5.7
						GLUTARALDEHYDE	1.06			в/с	0.5
Примечания 1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные наполнители типа STEELSEAL (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве CaCO₃ (BARACARB 5-600). 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		Коэффи- циент за- пада рас- твора на поверх- ности	Название (тип) бурово- го раствора и его ком- понентов	Нормы расхода бурово- го раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Иотребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг										
от (верх)	до (низ)			вели- чина	источ- ник норм	попра- вочный коэф.	на запас на повер- хности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11							
I интервал			Полимерный														
0	200		ингибированный раствор, м³														
			Вода								887.8			188.9		113.3	302.2
			KOH								0.70	Baroid	нет	167692.8		100615.7	268308.4
			Na ₂ CO ₃								0.70	Baroid	нет	132.2		79.3	211.6
			Bentonite								50.0	Baroid	нет	132.2		79.3	211.6
			PHPA								2.10	Baroid	нет	0.0		2500.0	2500.0
			PAC L								3.00	Baroid	нет	396.7		238.0	634.7
			CMO 568								3.00	Baroid	нет	566.7		340.0	906.7
			KCl								60.0	Baroid	нет	566.7		340.0	906.7
			Барит								92.7	Baroid	нет	11333.7		6800.2	18133.9
II интервал			Раствор на УВ основе, м³														
200	1000		(ENVIROMUL-LT)														
			Lamix 30 (базовое масло)								441.1	Baroid	нет	439.0		263.4	702.4
			вода								189.0			193648.1		116188.9	309836.9
			GELTONE II								20.0	Baroid	нет	82992.0		49795.2	132787.3
			CaCl ₂								60.0	Baroid	нет	8780.4		5268.3	14048.7
			Lime(известь)								20.0	Baroid	нет	4979.5		2987.7	7967.2
			DRILLTRIAT								8.00	Baroid	нет	8780.4		5268.3	14048.7
			EZ MUL NT								30.0	Baroid	нет	3512.2		2107.3	5619.5
			DURATONE HT								20.0	Baroid	нет	13170.7		7902.4	21073.1
			Soltex								12.0	Baroid	нет	8780.4		5268.3	14048.7
			RM 63								2.00	Baroid	нет	5268.3		3161.0	8429.2
			Барит								497.9	Baroid	нет	878.0		526.8	1404.9
III интервал											Раствор на УВ основе, м³						
1000	1900	(ENVIROMUL-LT)															
		Lamix 30 (базовое масло)		433.3	Baroid	нет	594.6	649.8	356.7	951.3							
		вода	185.7			0.0	0.0	130653.4	130653.4								
						0.0	0.0	55994.3	55994.3								



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			GELTONE II	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	6030.0	6030.0
			CaCl ₂	60.0	Baroid	нет	0.0	0.0	3359.7	3359.7
			Lime(известь)	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	6030.0	6030.0
			DRILLTRIAT	8.00	Baroid	нет	0.0	0.0	2412.0	2412.0
			EZ MUL NT	30.0	Baroid	нет	0.0	0.0	9045.0	9045.0
			DURATONE HT	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	6030.0	6030.0
			Soltex	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	3618.0	3618.0
			RM 63	2.00	Baroid	нет	0.0	0.0	603.0	603.0
			Барит	548.9	Baroid	нет	0.0	38167.3	165504.3	203671.6
IV интервал			Раствор на УВ основе, м ³ (ENVIROMUL-LT)				848.5	880.0	509.1	1357.7
1900	4180		Lamix 30 (базовое масло)	398.1	Baroid	нет	0.0	0.0	190142.7	190142.7
			вода	170.6			0.0	0.0	81489.7	81489.7
			GELTONE II	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	9552.0	9552.0
			CaCl ₂	55.0	Baroid	нет	0.0	0.0	4481.9	4481.9
			Lime(известь)	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	9552.0	9552.0
			DRILLTRIAT	8.00	Baroid	нет	0.0	0.0	3820.8	3820.8
			EZ MUL NT	30.0	Baroid	нет	0.0	0.0	14328.0	14328.0
			DURATONE HT	20.0	Baroid	нет	0.0	0.0	9552.0	9552.0
			Soltex	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	5731.2	5731.2
			RM 63	2.00	Baroid	нет	0.0	0.0	955.2	955.2
			Барит	804.3	Baroid	нет	0.0	205185.2	384112.3	589297.5
V интервал			Раствор на УВ основе, м ³ (INNOVERT)				423.8		254.3	678.1
4180	4500		Lamix 30 (базовое масло)	350.9	Baroid	нет	148723.7		89234.2	237957.8
			вода	234.0			99149.1		59489.5	158638.6
			ADAPTA	5.00	Baroid	нет	2118.9		1271.4	3390.3
			CaCl ₂	150.0	Baroid	нет	14872.4		8923.4	23795.8
			Lime (известь, поглот CO ₂)	30.0	Baroid	нет	12713.6		7628.2	20341.8
			LE SUPERMUL	30.0	Baroid	нет	12713.6		7628.2	20341.8
			LIQUITONE	5.00	Baroid	нет	2118.9		1271.4	3390.3
			RHEMOD L	5.60	Baroid	нет	2373.2		1423.9	3797.1
			TAU MODE	5.60	Baroid	нет	2373.2		1423.9	3797.1
			CaCO ₃ (BARACARB)	288.2	Baroid	нет	122136.7		73282.0	195418.7
			SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	5.70	Baroid	нет	2415.6		1449.4	3864.9



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
VI интервал			Раствор на УВ основе, м³ (INNOVERT)							
4500	5451		Lamix 30 (базовое масло)	426.7	Baroid	нет	474.7	159.8	284.8	759.4
			вода	284.4			159869.5	0.0	83156.0	243025.5
			ADAPTA	5.00	Baroid	нет	106579.7	0.0	55437.4	162017.0
			CaCl ₂	150.0	Baroid	нет	1873.5	0.0	974.5	2848.0
			Lime (известь, поглот CO ₂)	30.0	Baroid	нет	15987.0	0.0	8315.6	24302.6
			LE SUPERMUL	30.0	Baroid	нет	11241.0	0.0	5847.0	17088.0
			LIQUITONE	5.00	Baroid	нет	11241.0	0.0	5847.0	17088.0
			RHEMOD L	5.60	Baroid	нет	1873.5	0.0	974.5	2848.0
			TAU MODE	5.60	Baroid	нет	2098.3	0.0	1091.4	3189.8
			SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	5.70	Baroid	нет	2098.3	0.0	1091.4	3189.8
							2135.8	223.7	1110.9	3470.4
VII интервал			Раствор на УВ основе, м³ (INNOVERT)							
5451	6715		Lamix 30 (базовое масло)	397.5	Baroid	нет	387.7	620.3	232.6	620.3
			вода	265.0			0.0	0.0	0.0	0.0
			ADAPTA	5.00	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			CaCl ₂	150.0	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			Lime (известь, поглот CO ₂)	30.0	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			LE SUPERMUL	30.0	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			LIQUITONE	5.00	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			RHEMOD L	5.60	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			TAU MODE	5.60	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			CaCO ₃ (BARACARB)	60.7	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			SOURSCAV (Поглот P ₂ S)	5.70	Baroid	нет	542.8	0.0	325.7	868.4
Общая потребность бурового раствора на экважину										
0	6715						1426.4		1605.0	3031.4

Примечания

- 1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно п. 49 "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее Правил;
- 2 К кав. (коэффициент каверности) = 1,40 в интервале 0-200 м, 1,39 в интервале 200-1000 м, 1,30 в интервале 1000-1900 м, 1,30 в интервале 1900-4180 м, 1,24 в интервале 4180-4500 м, 1,19 в интервале 4500-5451 м и 1,10 в интервале 5451-6715 м;
- 3 Потери раствора – 20%;



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-1

- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы "BAROID" в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НИПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года;
- 5 Согласно пункту 53-6 Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора SOURSCAV 8203,8 кг с учетом занаса;
- 6 Буровой раствор после бурения I интервала в объеме 279,6 м³ вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 649,8 м³ идет для запаса на поверхности и бурение III-го интервала, а недостающие 301,5 м³ раствора необходимо доготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала, в объеме 880,0 м³ идет для запаса на поверхности и бурение IV-го интервала, а недостающие 477,6 м³ раствора необходимо доготовить;
- 9 Раствор, оставшийся после бурения IV интервала в объеме 1255,8 м³ вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 10 Раствор, оставшийся после бурения V интервала, в объеме 159,8 м³ разбавляется до требуемой плотности (0,96 г/см³) и идет для запаса на поверхности и бурение VI-го интервала, оставшийся раствор вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 11 Раствор, оставшийся после бурения VI интервала, в объеме 620,3 м³ идет для запаса на поверхности и бурение VII-го интервала, оставшийся раствор вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 12 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 13 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности (п. 43 Правил).



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)			величина	источник норм	поправочный коэф.	на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³				188.9		113.3	302.2
0	200		Вода	887.8			167692.8		100615.7	268308.4
			KOH	0.70	Baroid	нет	132.2		79.3	211.6
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	132.2		79.3	211.6
			Bentonite	50.0	Baroid	нет	0.0		2500.0	2500.0
			PHPA	2.10	Baroid	нет	396.7		238.0	634.7
			PAC L	3.00	Baroid	нет	566.7		340.0	906.7
			CMO 568	3.00	Baroid	нет	566.7		340.0	906.7
			KCl	60.0	Baroid	нет	11333.7		6800.2	18133.9
			Барит	92.7	Baroid	нет	17519.0		10511.4	28030.4
II интервал			Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор, м³				159.5	279.6	263.4	702.4
200	1000		Вода	732.2			116756.6	0.0	192874.4	309631.0
			KCl	70.0	Baroid	нет	11162.0	2795.6	18438.9	32396.6
			KOH	2.00	Baroid	нет	318.9	363.4	526.8	1209.2
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	111.6	0.0	184.4	296.0
			NaCl	312.0	Baroid	нет	49750.7	87224.3	82185.0	219160.0
			Soltex	12.0	Baroid	нет	1913.5	3354.8	3161.0	8429.2
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	1913.5	3354.8	3161.0	8429.2
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	79.7	139.8	131.7	351.2
			PAC L	3.00	Baroid	нет	478.4	0.0	790.2	1268.6
			PHPA	2.10	Baroid	нет	334.9	0.0	553.2	888.0
			Барит	153.5	Baroid	нет	24474.9	20244.4	40430.9	85150.1
III интервал			Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор, м³							
1000	1900						594.6	649.8	356.7	951.3



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Вода	704.4			0.0	0.0	212375.9	212375.9
			KCl	70.0	Baroid	нет	0.0	0.0	21105.0	21105.0
			KOH	2.00	Baroid	нет	0.0	0.0	603.0	603.0
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	0.0	0.0	211.1	211.1
			NaCl	312.0	Baroid	нет	0.0	0.0	94068.0	94068.0
			Soltex	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	3618.0	3618.0
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	3618.0	3618.0
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	0.0	0.0	150.8	150.8
			PAC L	3.00	Baroid	нет	0.0	0.0	904.5	904.5
			PHPA	2.10	Baroid	нет	0.0	0.0	633.2	633.2
			Барит	209.3	Baroid	нет	0.0	38167.3	63104.7	101272.0
IV интервал			Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор, м ³							
1900	4180		Вода	644.5			848.5	880.0	509.1	1357.7
			KCl	60.0	Baroid	нет	0.0	0.0	307826.5	307826.5
			BARAZAN D	2.80	Baroid	нет	0.0	2463.9	28656.0	28656.0
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	1337.3	3801.1
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	0.0	0.0	5731.2	5731.2
			KOH	2.00	Baroid	нет	0.0	0.0	238.8	238.8
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	0.0	0.0	955.2	955.2
			NaCl	312.0	Baroid	нет	0.0	0.0	334.3	334.3
			PAC L	3.00	Baroid	нет	0.0	0.0	149011.2	149011.2
			PHPA	2.10	Baroid	нет	0.0	0.0	1432.8	1432.8
			Soltex	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	1003.0	1003.0
			Барит	488.4	Baroid	нет	0.0	0.0	5731.2	5731.2
V интервал			Полимерный безглииный раствор, м ³							
4180	4500		Вода	918.2			423.8		254.3	678.1
			BARAZAN D	5.70	Baroid	нет	389129.4		233477.6	622607.0
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	2415.6		1449.4	3864.9
			CMO 568	3.00	Baroid	нет	5085.5		3051.3	8136.7
			BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	3.00	Baroid	нет	1271.4		762.8	2034.2
			NaOH	1.42	Baroid	нет	1271.4		762.8	2034.2
							601.8		361.1	962.8



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-2

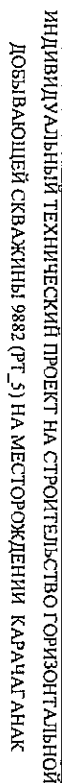
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	296.7		178.0	474.6
			SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	5.70	Baroid	нет	2416		1449.4	3864.9
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	211.9		127.1	339.0
			CaCO ₃ (BARACARB)	159.8	Baroid	нет	67705.8		40623.5	108329.3
V интервал			Полимерный безглинистый раствор, м ³							
4500	5451		Вода	966.0			474.7	159.8	284.8	759.4
			BARAZAN D	5.70	Baroid	нет	361952.7	0.0	188269.5	550222.2
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	2135.8	0.0	1110.9	3246.7
			CMO 568	3.00	Baroid	нет	4496.4	0.0	2338.8	6835.2
			BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	3.00	Baroid	нет	1124.1	0.0	584.7	1708.8
			NaOH	1.42	Baroid	нет	1124.1	159.8	584.7	1868.6
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	532.1	111.9	276.8	920.7
			SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	5.70	Baroid	нет	262.3	0.0	136.4	398.7
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	2135.8	223.7	1110.9	3470.4
V интервал			Полимерный безглинистый раствор, м ³							
5451	6715		Вода	966.0			187.4	0.0	97.5	284.8
			BARAZAN D	5.70	Baroid	нет	387.7	620.3	232.6	620.3
			DEXTRID-E	12.0	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			CMO 568	3.00	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			BARACOR 95 (Поглот CO ₂)	3.00	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			NaOH	1.42	Baroid	нет	387.7	0.0	232.6	620.3
			Na ₂ CO ₃	0.70	Baroid	нет	271.4	0.0	162.8	434.2
			SOURSCAV (Поглот H ₂ S)	5.70	Baroid	нет	0.0	0.0	0.0	0.0
			GLUTARALDEHYDE	0.50	Baroid	нет	542.8	0.0	325.7	868.4
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	6715						1146.8		1605.0	2751.9
Примечания										
1 На буровой необходимо вести журналы параметров бурового раствора, время замера их и расход химических реагентов согласно п. 49 "Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности" далее ППБ ОПО НГОП;										



Продолжение таблицы 7.3

Вариант-2

- 2 К кав. (коэффициент кавернозности) = 1,40 в интервале 0-200 м, 1,39 в интервале 200-1000 м, 1,30 в интервале 1000-1900 м, 1,30 в интервале 1900-4180 м, 1,24 в интервале 4180-4500 м, 1,19 в интервале 4500-5451 м и 1,10 в интервале 5451-6715 м;
- 3 Потери раствора – 20%;
- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы "BAROID" в зависимости от геологических условий и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО «НПИнефтегаз», аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019, для идентичной скважины м. Карачаганак. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года;
- 5 Согласно пункту 53-6 Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора SOURSCAV 8203,8 кг с учетом запаса;
- 6 Раствор, оставшийся после бурения I интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение II-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо доготовить;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение III-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо доготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение IV-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо доготовить;
- 9 Раствор, оставшийся после бурения IV интервала, в полном объеме вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 10 Раствор, оставшийся после бурения V интервала, в объеме 159,8 м³ разбавляется до требуемой плотности и идет для запаса на поверхности и бурение VI-го интервала, оставшийся раствор вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 11 Раствор, оставшийся после бурения VI интервала, в объеме 620,3 м³ идет для запаса на поверхности и бурение VII-го интервала, оставшийся раствор вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 12 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 13 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности (п. 43 Правил).



ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

[illegible]

1

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 запасного раствора в интервале, м							для раствора на бурение в интервале, м								
		0 200	200 1000	1000 1900	1900 4180	4180 4500	4500 5451	5451 6715	0 200	200 1000	1000 1900	1900 4180	4180 4500	4500 5451	5451 6715		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Вода		167.7	82.99	0,0	0,0	99.15	106.6	0,0	100.6	49.80	55.99	81.49	59.49	55.44	0,0	402.8	859.2
KOH	ГОСТ 2263-79	0.132	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.079	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.079	0.212
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0.132	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.079	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.079	0.212
Bentonite	СТ РК1261-04	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.500	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.500	2.500
CMO 568	Ст.АНИ	0.567	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.340	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.340	0.907
PHPA	Ст.АНИ	0.397	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.238	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.238	0.635
PAC L	Ст.АНИ	0.567	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.340	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.340	0.907
Lamix 30	Ст.АНИ	0,0	193.6	0,0	0,0	148.7	159.9	0,0	0,0	116.2	130.7	190.1	89.23	83.16	0,0	609.4	1111.6
GELTONE II	Ст.АНИ	0,0	8.780	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5.268	6.030	9.55	0,0	0,0	0,0	20.85	29.63
ADAPTA	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2.119	1.874	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.271	0.975	0,0	2.246	6.238
CaCl ₂	ГОСТ 450-77	0,0	4.980	0,0	0,0	14.87	15.99	0,0	0,0	2.988	3.360	4.48	8.923	8.316	0,0	28.07	63.91
Lime (известь)	ГОСТ22688-77	0,0	8.780	0,0	0,0	12.71	11.24	0,0	0,0	5.268	6.030	9.552	7.628	5.847	0,0	34.33	67.06
DRILLTRIAT	Ст.АНИ	0,0	3.512	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2.107	2.412	3.821	0,0	0,0	0,0	8.340	11.85
LE SUPERMUL	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	12.71	11.24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7.628	5.847	0,0	13.48	37.43
EZ MUL NT	Ст.АНИ	0,0	13.17	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7.902	9.045	14.33	0,0	0,0	0,0	31.28	44.45
LIQUITONE	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2.119	1.874	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.271	0.975	0,0	2.246	6.238
DURATONE HT	Ст.АНИ	0,0	8.780	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5.268	6.030	9.552	0,0	0,0	0,0	20.85	29.63
Soltex	Ст.АНИ	0,0	5.268	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.161	3.618	5.731	0,0	0,0	0,0	12.51	17.78
RHEMOD L	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2.373	2.098	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.424	1.091	0,0	2.515	6.987
TAU MODE	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2.373	2.098	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1.424	1.091	0,0	2.515	6.987
RM 63	Ст.АНИ	0,0	0.878	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0.527	0.603	0.955	0,0	0,0	0,0	2.085	2.963
SOURSCAV	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2.416	2.360	0.543	0,0	0,0	0,0	0,0	1.449	1.111	0.326	2.886	8.204
CaCO ₃ (BARACARB)	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	122.1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	73.28	0.00	0,0	73.28	195.4
KCl	ГОСТ 4234-77	11.33	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.800	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6.800	18.13
Барит	СТ РК1261-04	17.52	218.6	38.17	205.2	0,0	0,0	0,0	10.51	131.1	165.5	384.1	0,0	0,0	0,0	691.3	1170.7
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных пропзводителей.																	

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



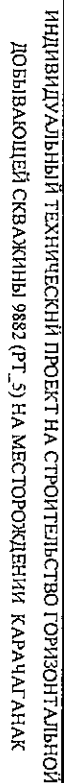
Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Вариант-2

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	Потребность компонентов бурового раствора, т																суммарная на скважину	
		номера колонн (см. таб. 5.2, гр. 1)																	
		для запасного раствора в интервале, м								для раствора на бурение в интервале, м									
		0 200	200 1000	1000 1900	1900 4180	4180 4500	4500 5451	5451 6715	0 200	200 1000	1000 1900	1900 4180	4180 4500	4500 5451	5451 6715	на буре- ние	всего с запасом		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18		
Вода		167.7	116.8	0.0	0.0	389.1	362.0	0.0	100.6	192.9	212.4	307.8	233.5	188.3	0.0	1235.4	2271.0		
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0.132	0.112	0.0	0.0	0.297	0.262	0.0	0.079	0.242	0.276	0.357	0.159	0.393	0.0	1.507	2.310		
Bentonite	СТ РК1261-04	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.500	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	3.500	3.500		
CMO 568	Ст.АНН	0.567	0.0	0.0	0.0	1.271	1.124	0.0	0.340	0.0	0.0	0.0	0.763	0.585	0.0	1.688	4.650		
KCl	ГОСТ 4234-77	11.33	13.96	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.800	18.44	21.11	28.66	0.0	0.0	0.0	75.00	100.3		
BARAZAN D	Ст.АНИ	0.0	0.0	0.0	2.464	2.416	2.136	0.0	0.0	0.0	0.0	1.337	1.449	1.111	0.0	3.898	10.91		
DEXTRID E	Ст.АНИ	0.0	5.268	0.0	0.0	5.085	4.496	0.0	0.0	3.161	3.618	5.731	3.051	2.339	0.0	17.90	32.75		
KOH	ГОСТ 9285-78	0.132	0.682	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.079	0.527	0.603	0.955	0.0	0	0.0	2.164	2.979		
NaOH	ГОСТ 2263-79	0.0	0.0	0.0	0.0	0.602	0.644	0.271	0.0	0.0	0.0	0.0	0.361	0.277	0.163	0.801	2.318		
PAC L	Ст.АНН	0.567	0.478	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.340	0.790	0.905	1.433	0.0	0.0	0.0	3.468	4.513		
PHPA	Ст.АНН	0.397	0.335	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.238	0.553	0.633	1.003	0.0	0.0	0.0	2.427	3.159		
Soltex	Ст.АНИ	0.0	5.268	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.161	3.618	5.731	0.0	0.0	0.0	12.51	17.78		
NaCl	ГОСТ 4233-77	0.0	137.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	82.18	94.07	149.0	0.0	0.0	0.0	325.3	462.2		
BARACOR 95	Ст.АНИ	0.0	0.0	0.0	0.0	1.271	1.284	0.388	0.0	0.0	0.0	0.0	0.763	0.585	0.233	1.580	4.523		
SOURSCAV	Ст.АНИ	0.0	0.0	0.0	0.0	2.416	4.272	0.543	0.0	0.0	0.0	0.0	1.449	1.111	0.326	2.886	10.12		
GLUTARALDEHYDE	Ст.АНН	0.0	0.220	0.0	0.0	0.212	0.187	0.0	0.0	0.132	0.151	0.239	0.127	0.097	0.0	0.746	1.365		
Барит	СТ РК1261-04	17.52	44.72	38.17	277.9	0.0	0.0	0.0	10.51	40.43	63.10	233.2	0.0	0.0	0.0	347.3	725.6		
CaCO ₃ (BARACARB)	Ст.АНН	0.0	0.0	0.0	0.0	67.71	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	40.62	0.0	0.0	40.62	108.3		

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

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



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	
					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Вибросита	сдвоенное, Brandt	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	200
Пескоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	200	1000
Илоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	1000	1900
Дегазатор	Swaco	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	1900	4180
Блок приготовления раствора, включающий:				2 - 1+пескоотделитель	4180	4500
				3 - 2+илоотделитель	4500	5451
Центробежные насосы	Mission Magum 6x8x14	2	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	5451	6715
Хоперы для раствора	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНН			
Гидроперемешиватели	Standart	7	Ст. АНН			
Электроперемешиватели	Brandt MA-10	10	Ст. АНН			
Центрифуга		1	Ст. АНН	использовать при необходимости		
Хоперы на запасной емкости	Pioner Sidewinder	2	Ст. АНН			

Примечание - Возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления бурового раствора и очистки его от выбуренной породы.

ОБЩАЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ЗАПИСКИ



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
					осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	расход бурового раствора, л/с	
от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	200	Бурение под кондуктор	Роторный	1	2-10**	100-140	65	9
200	1000	Бурение под резервную колонну	Роторная управляемая система (PUS AutoTrak)	2	6-13***	140-180	65	21,5
1000	1900	Бурение под 1 промежуточную колонну	Роторная управляемая система (AutoTrak)	3	6-13***	140-180	65	21,5
1900	4180	Бурение под эксплуатационную колонну	Роторная управляемая система (PUS AutoTrak)	4	7-14***	180-210	50	13,5
4180	4500	Бурение под 2 промежуточную колонну (219,1 мм хвостовик*)	Роторная управляемая система (PUS AutoTrak)	5	7-11***	140-170	40	10
4500	5451	Бурение под 177,8 мм хвостовик (при спуске хвостовика 219,1 мм)	Роторная управляемая PUS (AutoTrak)	6	5-11***	140-170	35	9
5451	6715	Бурение под эксплуатационный хвостовик 114,3 мм	Роторная управляемая PUS (AutoTrak)	7	3-6***	150-170	16	6,5
188	200	Разбуривание цементных етаканов	Роторная управляемая система (PUS AutoTrak)	2	2-3	140-180	65	27,3
988	1000			3	2-3	140-180	50	27,3
1876	1900			4	2-3	140-180	50	27,3
4156	4180			5	2-3	140-180	40	27,3
4476	4500			PUS (AutoTrak)	6	2-3	120-140	35
5427	5451		PUS (AutoTrak)	7	2-3	80-120	16	27,3
* При отсутствии поглощений, спуск хвостовика 219,1 мм не производится и бурение продолжается до глубины 1900 м, под спуск 339,7 мм промежуточной колонны. ** При отсутствии поглощений, спуск резервной колонны не производится и бурение продолжается до глубины 5451 м, под спуск 177,8 мм хвостовика. *** Осевая нагрузка для шарошечных долот. **** Осевая нагрузка для долот PDC.								



Таблица 8.2 - Комповка пиза бурильных колонн (КНБК)

Таблица 8.2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)										
Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)							Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	Примечание
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика							
			наруж- ный ди- аметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пе- рекося осей от- клопите- ля, град.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	0	660,4	0,7	590	-				
	Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (26" NBS)	0,7	660,4	2,4	1800					
	Переходной переводник	3,1	241,3	0,8	258					
	Переводник с обратным клапаном	3,9	241,3	0,8	258					
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	4,7	209,6	9,14	2149					
	Переходной переводник	13,8	241,3	0,8	258					
	Стабилизатор 660,4мм (26" STB)	14,6	660,4	2,4	1800					
	Переходной переводник	17,0	241,3	0,8	258					
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	17,8	209,6	45,7	10744					
	Переходной переводник	63,5	203,2	1,23	269	64,8				18,4
2	Долото PDC 444,5 мм (17 1/2" IADC M223)*	0,0	444,5	0,6	204	-				
	Роторная управляемая система (AutoTrak)	0,6	279,4	4,24	1886					
	Переводник с обратным клапаном	4,8	209,6	0,92	216					
	Короткий калибратор 444,5 мм (17 1/2" STB)	5,8	403,225	1,81	1000					
	Переводник MWD	7,6	209,6	0,33	78					
	Электромагнитная система MWD	7,9	209,6	7,63	1794					
	Переводник MWD	15,5	209,6	0,46	108					
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	16,0	241,3	0,76	245					
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	16,8	241,3	2,43	785					
	Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB)	19,2	403,225	2,46	1000					
	Расширитель 444,5 x 457,2 мм с обрат. клапаном	21,6	444,5 x 457,2	5,08	1451					
	241,3 мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	26,7	241,3	3,89	1256					
	Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB)	30,6	403,23	2,2	1000					
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	32,8	241,3	0,56	181					
	209,6 мм ШМУ	33,4	209,6	2,24	527					
	Циркуляционный переводник	35,6	209,6	2,26	531					
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	37,9	209,6	54,84	12893					
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	92,7	203,2	9,45	1950					
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	102,2	209,6	54,84	12893					
	Переходной переводник	157,0	203,2	1,23	269	158,2				40,3



Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	0	406,4	0,5	180	-			
	Роторная управляемая система (AutoTrak)	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 к 444,5 мм с обрат. клапаном	21,5	406,4x444,5	5,08	1451				
	241,3 мм 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	
4	Долото PDC 12 1/4" (IADC M223)*	0,0	311,1	0,38	85	-			
	Роторная управляемая система (AutoTrak)	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				
	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 342,9 мм 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				



Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) Переходной иереводник	106,5 133,9	209,6 203,2	27,4 1,23	6512 269		135,2	31,4	
5	Долото PDC 9 1/2" (IADC M223)* Роторная управляемая система (AutoTrak) 190,5 мм гладкий приёмник 177,8 мм (7") переводник ARC-6 Электромагнитная система ARC-6 171,5 мм (6 3/4") переводник ARC-6 Электромагнитная система MWD Переводник MWD Стабилизатор 238,13 мм (9 3/8" STB) Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4") 171,5 мм переводник ШМУ Циркуляционный иереводник 171,5 мм УБТ (6 3/4" DC) 127 мм ТБТ (5" HWDP) 165,1 мм Яе (6 1/2" JAR) 127 мм ТБТ (5" HWDP) 165,1 мм Dart переводник 165,1 мм переводник	0,0 0,3 4,4 6,1 6,5 12,0 12,4 20,0 20,4 22,9 25,3 27,1 29,0 83,9 112,2 121,6 178,3 179,1	241,3 171,5 190,5 177,8 190,5 171,5 171,5 171,5 238,1 171,5 171,5 171,5 171,5 127 165,1 127 165,1 165,1	0,28 4,07 1,74 0,37 5,54 0,37 7,65 0,4 2,49 2,4 1,75 1,97 54,84 28,3 9,45 56,6 0,80 0,80	60 606 326 60 1039 55 1140 60 700 358 261 294 8171 2107 1250 4214 109 109	-			
6	Долото PDC 6 3/4" (IADC M 322*) РУС (AutoTrak) с 168,3 мм стаб и обр клапаном 120,7 мм гладкий приёмник Электромагнитная система MWD/LWD Н/маг стабилизатор 168,3 мм (6 5/8" STB) Расширитель 171,5 x 203,2 мм (6 3/4" x 8") Нереводник с обратным клапаном 165,1 мм переводник ШМУ Циркуляционный иереводник 127 мм ТБТ (5" HWDP) 165,1 мм Яе (6 1/2" JAR) 127 мм ТБТ (5" HWDP)	0 0,2 5,3 6,8 31,7 33,4 35,0 35,8 37,6 39,7 96,4 105,8	171,5 120,7 120,7 120,7 168,3 171,5x203,2 165,1 165,1 165,1 127,0 165,1 127,0	0,23 5,04 1,5 24,9 1,70 1,6 0,80 1,87 2,1 56,64 9,4 28,32	25 351 105 1741 340 210 109 254 284 4214 1250 2107				
7	Долото PDC 6" (IADC M223)* РУС (AutoTrak) с 149,2 мм стаб и обр клапаном 120,7 мм гладкий приёмник Электромагнитная система MWD/LWD Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	0 0,19 4,25 5,75 34	152,4 120,7 120,7 120,7 149,2	0,19 4,1 1,5 28,3 1,5	25 283 104 1966 102	-			



Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	35,47	88,9	27,4	973				
	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	62,89	120,70	9,2	650				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	72,07	88,9	27,4	973		99,49	5,1	
	Переходной переводник	99,49	88,9x139,7	0,6	24		100,09	5,11	

Примечания

- 1 Компоновка № 1 - компоновка для бурения под кондуктор.
 - 2 Компоновка № 2 - компоновка для бурения под резервную колонну.
 - 3 Компоновка № 3 - для бурения ствола под промежуточную колонну 339,7 мм (13 3/8").
 - 4 Компоновка № 4 - для бурения ствола под 2 промежуточную колонну 273,05 мм (10 3/4").
 - 5 Компоновка № 5 - для бурения ствола под 219,1 мм (8 5/8") хвостовик. При отсутствии поглощений, спуск хвостовика 219,1 мм не производится и бурение продолжается до глубины 5451 м, под спуск 177,8 мм хвостовика.
 - 6 Компоновка № 6 - для бурения под хвостовик 7" (177,8 мм), в случае спуска изолирующего поглощение хвостовика 219,1 мм (8 5/8").
 - 8 Компоновка № 7 - для бурения под 114,3 мм (4 1/2") хвостовик.
 - 9 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважины, данным инклинометрии и рекомендациям бурового подрядчика, по согласованию с представителями Заказчика.
- * Возможно использование долот 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 660,4 мм (26" IADC 111)*	Бурение, проработка	0	200	1200	Местные нормы	1
Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (NBS)	Бурение, проработка	0	200	2500		1
Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	Бурение, проработка	0	200	2500		1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка	0	200			1
Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Бурение, проработка	0	200			3
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	0	200			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка	0	200			1
Долото PDC 444,5 мм (17 1/2" IADC M223)	Бурение, проработка, расширка	200	1000	1000	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
Короткий калибратор 444,5 мм (17 1/2" STB)	Бурение, проработка, расширка	200	1000	1000		1
Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB)	Бурение, проработка, расширка	200	1000	1000		2
Расширитель 444,5 x 457,2 мм с обрат клапаном	Бурение, проработка, расширка	200	1000	1000		1
Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	200	1000			2
241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	200	1000			1
Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900	2200	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900	2300		1
Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900	2300		2
Расширитель 406,4 x 444,5 мм с обрат клапаном	Бурение, проработка, расширка	1000	1900	2300		1
Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1



Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			2
241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
203,2 мм Яес (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	1000	1900			1
Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)*	Бурение, проработка, расширка	1900	4180	3000	Местные нормы	1
Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка, раеширка	1900	4180	3000		1
Раеширитель 311,1 x 342,9 мм с обрат клапаном	Бурение, проработка, расширка	1900	4180	3000		1
Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Бурение, ироработка, расширка	1900	4180	3000		2
Переводник с обратным клапаном	Бурение, ироработка, расширка	1900	4180			1
Переводиик 209,6 мм (8 1/4")	Бурение, проработка, раеширка	1900	4180			2
Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Бурение, проработка, расширка	1900	4180			1
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	1900	4180			1
Циркуляциоииый переводник	Бурение, ироработка, раеширка	1900	4180			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, ироработка, расширка	1900	4180			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, ироработка, расширка	1900	4180			1
203,2 мм Яес (8" JAR)	Бурение, ироработка, раеширка	1900	4180			1
Долото 241,3 мм (PDC 9 1/2" M223)*	Бурение, ироработка	4180	4500	1000	Местные нормы	1
Стабилизатор 238,13 мм (9 3/8" STB)	Бурение, ироработка	4180	4500	1200		1
171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	Бурение, проработка	4180	4500			1 комплект
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка	4180	4500			1
Фильтр-иереводник 171,5 мм (6 3/4")	Бурение, проработка	4180	4500			1
171,5 мм переводник ШМУ	Бурение, проработка	4180	4500			1
165,1 мм Dart переводник	Бурение, проработка	4180	4500			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	4180	4500			1 комплект
165,1 мм Ясе (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка	4180	4500			1
165,1 мм переводник	Бурение, проработка	4180	4500			1



Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
Долото 171,5 мм (PDC 6 3/4" M322)*	Бурение, проработка, расширка	4500	5451	800	Местные нормы	1
Расширитель 171,5x203,2 мм (6 3/4" x 8")	Бурение, проработка, расширка	4500	5451	1250		1
Н/маг стабилизатор 168,3 мм (6 5/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	4500	5451	1250		1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	4500	5451			1
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	4500	5451			1
165,1 мм переводник ШМУ	Бурение, проработка, расширка	4500	5451			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка, расширка	4500	5451			1 комплект
165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка, расширка	4500	5451			1
Долото 152,4 мм (6" IADC517)*	Подбуривание и бурение	5451	6715	150	Местные нормы	1
Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)*	Бурение, проработка	5451	6715	1000		2
Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	5451	6715	1300		1
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Бурение, проработка	5451	6715			1
Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Бурение, проработка	5451	6715			1
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	5451	6715			1 комплект
* Возможно использование долот других типов.						



Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор	Долото 660,4 мм (26")	IADC 111*, ст. АНИ	0.07	0.17	1	590
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	258
	Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Ст. АНИ		3	3	775
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	Наддолотный стабилизатор 660,4мм (NBS)	Ст. АНИ	0.03	0.08	1	1800
	Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	Ст. АНИ	0.03	0.08	1	1800
Резервная	Долото 444,5 мм PDC 17 1/2"	IADC M223*, ст. АНИ		0.80	1	204
	Короткий калибратор 444,5 мм (17 1/2" STB)	Ст. АНИ		0.80	1	1000
	Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB)	Ст. АПИ		0.80	2	2000
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	785
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	Расширитель 444,5 x 457,2 мм с обрат клапаном	Ст. АНИ			1	1451
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ		1	1	1256
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	245
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950
Промежуточная	Долото 406,4 мм PDC 16"	IADC M223*, ст. АНИ	0.12	0.41	1	180
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0.12	0.39	1	1000
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0.23	0.78	2	2000
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	785
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с клапаном	Ст. АНИ	0.12	0.39	1	1451
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ		1	1	1256
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	245
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950



Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4"	IADC M223*, ст. АНИ	0.15	0.76	2	170
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0.08	1.52	2	1500
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0.04	0.76	1	750
	Расширитель 311,1 x 330,2 мм с обрат клапаном	Ст. АНИ	0.04	0.76	1	947
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Ст. АНИ		1	1	179
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Ст. АНИ		1	1	686
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950
219,1 мм (8 5/8") хвостовик	Долото 241,3 мм (PDC 9 1/2")	IADC M223*, ст. АНИ	0.06	0.32	1	60
	Стабилизатор 238,13 мм (9 3/8" STB)	Ст. АНИ	0.05	0.27	1	606
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	294
	171,5 мм переводник ШМУ	Ст. АНИ		1	1	261
	165,1 мм Dart переводник	Ст. АНИ		1	1	109
	165,1 мм переводник	Ст. АПИ		1	1	109
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1250
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Ст. АНП		1	1	358
177,8 мм (7") хвостовик	Долото 171,5 мм (PDC 6 3/4")	IADC M322*, ст. АНИ	#REF!	#REF!	1	25
	Н/маг стабилизатор 168,3 мм (6 5/8" STB)	Ст. АНП	#REF!	#REF!	1	340
	Расширитель 171,5x203,2 мм (6 3/4" x 8")	Ст. АНИ	#REF!	#REF!	1	210
	Переводник с обратным клапаном 165,1 мм	Ст. АНИ		1	1	109
	Циркуляционный переводник 165,1 мм	Ст. АНИ		1	1	254
	165,1 мм переводник ШМУ	Ст. АНИ		1	1	4214
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ		1	1	2107
114,3 мм (4 1/2") хвостовик	Долото 152,4 мм (6")**	IADC 517*, ст. АНИ	0.84	8.43	8	138
	Долото 152,4 мм (PDC 6")	IADC M233*, ст. АНИ	0.25	1.26	2	50
	Стабилизатор 152,4 мм (6")	Ст. АНИ	0.19	0.97	1	102
	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	24
	120,7 мм Ясс (4 3/4" 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 1/2" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	139.7	10,54	S-135	XT-54	700	есть
	139.7	10,54	TSS-105	XT-54	4751	есть
СБТ 88,9 (3 1/2" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	88.9	9,35	XD-105	NC-38	4115	есть



Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Июмер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Разбуривание цемента, бурение, проработка	200	1000	1000	1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	842	33.5	73.8	4.3	>>1,5
Разбуривание цемента, бурение, проработка	1000	1900	1900	1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	1742	69.3	109.5	2.88	>>1,5
Разбуривание цемента, бурение, проработка	1900	4180	4180	2	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	192.3	2.11	>>1,5
				1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	3345	133.1	164.5	1.92	>>1,5
Разбуривание цемента, бурение, проработка	4180	4500	4500	2	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	192.8	2.11	>>1,5
				1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	3620	144.0	164.9	1.92	>>1,5
Спуск хвостовика 219,1 мм (8 5/8")	4000 0	4500 4000	-	-	-	-	-	-	-	500	23.9	-	-	-
				2	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	183.0	2.22	-
				1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	3300	131.3	155.1	2.04	-
Разбуривание цемента, бурение, проработка	4500	5451	5451	3	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	322.3	1.26	>>1,5
				2	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	3300	131.3	294.4	1.07	>>1,5
				1	СБТ (DP)	88.9	XD-105	9.35	NC38	1317	29.0	163.2	1.05	>>1,5
Спуск хвостовика 177,8 мм (7")	3900 0	5451 3900	-	-	-	-	-	-	-	1551	73.9	-	-	-
				2	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	229.0	1.77	-
				1	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	3200	127.3	201.2	1.57	-
Спуск надставки 177,8 мм (7")	2600 0	3900 2600	- 2600	- 1	- СБТ (DP)	- 139.7	- TSS-105	- 10.54	- ХТ54	1300 2600	61.8 103.4	- 165.2	- 1.91	- -
Разбуривание цемента, бурение, проработка	5451	6715	6715	3	СБТ (DP)	139.7	S-135	10.54	ХТ54	700	27.8	189.0	2.15	>>1,5
				2	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	1900	75.6	161.1	1.96	>>1,5
				1	СБТ (DP)	88.9	XD-105	9.35	NC38	3650	80.4	85.6	2.01	>>1,5
Спуск хвостовика 114,3 мм (4 1/2")	4950 0	6715 4950	-	-	-	-	-	-	-	1765	39.6	-	-	-
				2	СБТ (DP)	139.7	TSS-105	10.54	ХТ54	2600	103.4	194.8	1.62	-
				1	СБТ (DP)	88.9	XD-105	9.35	NC38	2350	51.8	91.4	1.88	-



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

Название обсад- ной колонны	Интервал, м		Характеристика буровых труб, УБТ					Дефи- цит длины труб на ин- терва- ле, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	типы (шифры)	наруж- ный ди- аметр, мм	марка (груп- па про- чности) мате- риала	толщи- на стен- ки, мм	тип замкового соединения (нрисоедини- тельной резь- бы)		теоре- тичес- кая	с нлю- еовым 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)	209.6	AISI 4145 H	69.1	NC-61	54.8	12.4	12.9	
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	TSS-105	10,54	XT54	135	5.38	5.6	
Резервная	200	1000	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209.6	AISI 4145 H	69.1	NC-61	54.8	12.4	12.9	
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	TSS-105	10,54	XT54	842	33.49	34.8	
Промежуточная	1000	1900	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209.6	AISI 4145 H	69.1	NC-61	54.8	-	-	
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	TSS-105	10,54	XT54	1607	63.9	66.5	
Эксплуатационная	1900	4180	СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	TSS-105	10,54	XT54	1603	63.76	66.3	
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	S-135	10,54	XT54	700	27.85	29.0	
2 Промежуточная (хвостовик)	4180	4500	СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139.7	TSS-105	10,54	XT54	275	10.95	11.4	
			УБТ 171,5 (6 3/4" DC)	171.5	AISI 4145 H	50.0	NC-50	54.8	8.2	8.5	
			ТБТ 127 (5"HWDP)	127	AISI 4145 H	25.4	NC-50	84.9	6.3	6.6	
Эксплуатационный хвостовик	4500	5451	СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88.9	XD-105	9,35	NC-38	1317	29.02	30.2	
Эксплуатационный хвостовик	5451	6715	ТБТ 88,9 (3 1/2"HWDP)	88.9	AISI 4145 H	15.9	NC-38	54.8	1.9	2.0	
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88.9	XD-105	9,35	NC-38	2698	59.5	61.8	



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	1900	Бурение, спуск 339,7 мм (13 3/8") промежуточной колонны	5	6
0	5451	Бурение, спуск 273,05 мм (10 3/4") и 219,08 мм (8 5/8") промежуточных колонн	6	7
0	6715	Бурение, спуск 177,8 мм (7") экс. колонны и 114,3 мм (4 1/2") хвостовика	6	7



Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG 249											
0	200	Бурение под кондуктор	FC - 2200	2	0,08	165,1 (6,5")	36,20	0,9	86	32,5	65
200	1000	Бурение под резервную колонну	FC - 2200	2	0,42	165,1 (6,5")	36,20	0,9	86	32,5	65
1000	1900	Бурение под 1-ю промежуточную колонну	FC - 2200	2	0,42	165,1 (6,5")	36,20	0,9	86	32,5	65
1900	4180	Бурение под эксплуатационную колонну	FC - 2200	2	0,42	152,4 (6")	42,48	0,9	78	25	50
4180	4500	Бурение под 2-ю промежуточную колонну (хвостовик)	FC - 2200	2	0,23	152,4 (6")	42,48	0,9	62	20	40
4500	5451	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	FC - 2200	2	0,24	152,4 (6")	42,48	0,9	54	17,5	35
5451	6715	Бурение под эксплуатационный хвостовик	FC - 2200	1	0,19	152,4 (6")	42,48	0,9	49	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 под кондуктор	3.63	0.70	-	2.03	0.10	0.80
200	1000	Бурение под резервную колонну	17.63	2.50	-	14.10	0.33	0.70
1000	1900	Бурение под 1 промежуточную колонну	18.9	2.50	-	15.11	0.62	0.70
1900	4180	Бурение под эксплуатационную колонну	24.7	1.70	-	19.91	2.54	0.50
4180	4500	Бурение под 2 промежуточную колонну	16.9	1.60	-	9.95	5.04	0.30
4500	5451	Бурение под эксплуатационную колонну	19.5	1.20	-	13.26	4.87	0.20
5451	6715	Бурение эксплуатационный хвостовик	17.2	0.40	-	9.68	7.04	0.10



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 под кондуктор	0.20	0.019	Комбинированная	41.3	3	15.9	34	61
200	1000	Бурение под резервную колонну	0.45	0.047	Периферийная		7	14.3	55	205
1000	1900	Бурение под 1-ю промежуточную колонну	0.47	0.050	Периферийная		7	14.3	58	217
1900	4180	Бурение под эксплуатационную колонну	0.71	0.066	Периферийная		7	14.3	44	113
4180	4500	Бурение под 2-ю промежуточную колонну (хвостовик)	1.30	1.090	Периферийная		6	12.7	53	85
4500	5451	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	1.14	0.096	Периферийная		6	12.7	46	56
5451	6715	Бурение под эксплуатационный хвостовик	0.52	0.088	Периферийная		4 3	11.1 10.3	25	9

НОРМЫ
расчетное бурение скважины 9882 месторождения К

Стратиграфия	Крепость пород	Интервал бурения, м		Размеры долот, мм	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
Четвертичный+юра Q+J	Мягкие, средние, твёрдые	0	200	660,4	1200	9
Юра + Триас + Нижняя пермь J+T+P ₁ kgir	Средние, твёрдые	200	1000	444,5 PDC	2200	21.5
Юра + Триас + Нижняя пермь J+T+P ₁ kgir	Средние, твёрдые	1000	1,900	406,4 PDC	2200	21.5
Нижняя пермь - кунгур + филипповский горизонт P ₁ kg ^{ir} +P ₁ kg ⁿ	Средние, твёрдые, крепкие	1900	4180	311,1 PDC	3000	13.5
Ассельский яр + нижний карбон, серпуховский P ₁ as+C ₁ s	Твёрдые, крепкие	4180	4500	241,3 PDC	1,000	10
Нижний карбон серпуховский C ₁ s	Твёрдые, крепкие	4500	5451	171,5 PDC	800	9
Нижний карбон серпуховский C ₁ s	Твёрдые, крепкие	5451	6715	152,4 PDC, шарошечное	1000 150	6,5 6,5



9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с "Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин" [48], "Инструкцией по испытанию обсадных колонн 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 паружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции [25], стандартам API и техническим условиям фирм поставщиков.

9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии нефтяного пласта в интервале 5050-5087,5 м (газовый фактор 632 м³/м³), содержание H₂S – 4,69 % объемных, пластовое давление – 346 кгс/см², парциальное давление H₂S равно 16,2 кгс/см². В соответствии с рекомендациями NACE MR-01-75 [25] (таблица 12.1) в этих условиях, при общем давлении более 0,7 кгс/см², возможно СКРН.

При вскрытии газовых горизонтов в интервале 4180 - 5050 м, содержание H₂S – 3,842 % объемных, пластовое давление – 338 кгс/см², парциальное давление H₂S при этом составит 13 кгс/см². В соответствии с рекомендациями NACE MR-01-75 ([30] таблица 12.1) в этих условиях, при общем давлении в системе более 4,6 кгс/см², возможно СКРН.

Материал обсадных труб должен соответствовать стандарту NACE MR-01-75, а методы испытаний на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением – стандарту TM 0177.

В соответствии с вышеизложенным для 273,05 и 219,1 мм промежуточных колонн, хвостовика и насадки 177,8 мм, нецементируемого хвостовика 114,3 мм приняты трубы марки T95-1 по спецификации 5CT АНИ, а также TN95HS фирмы Тенарис, с газогерметичными соединениями. Для обсадных колонн 508 мм и 339,7 мм приняты трубы марки K55 и L80-1, соответственно.

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



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Кондуктор		
1	Диаметр колонны, мм	Dк		508	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dс		660.4	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		200	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Но		30	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1.58	*
	-бурового раствора,	Убр		1.10	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1.10	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1.00	
	Рви			1.34	**
	- пластовой воды	Угс		1.10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		0	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м			
7	Пластовые давления (за колонной)	60		5	
		200		17	
* Средняя плотность.					
** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.					



Кондуктор**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
60	5	7		7
200	17	22		22

Внутренние давления

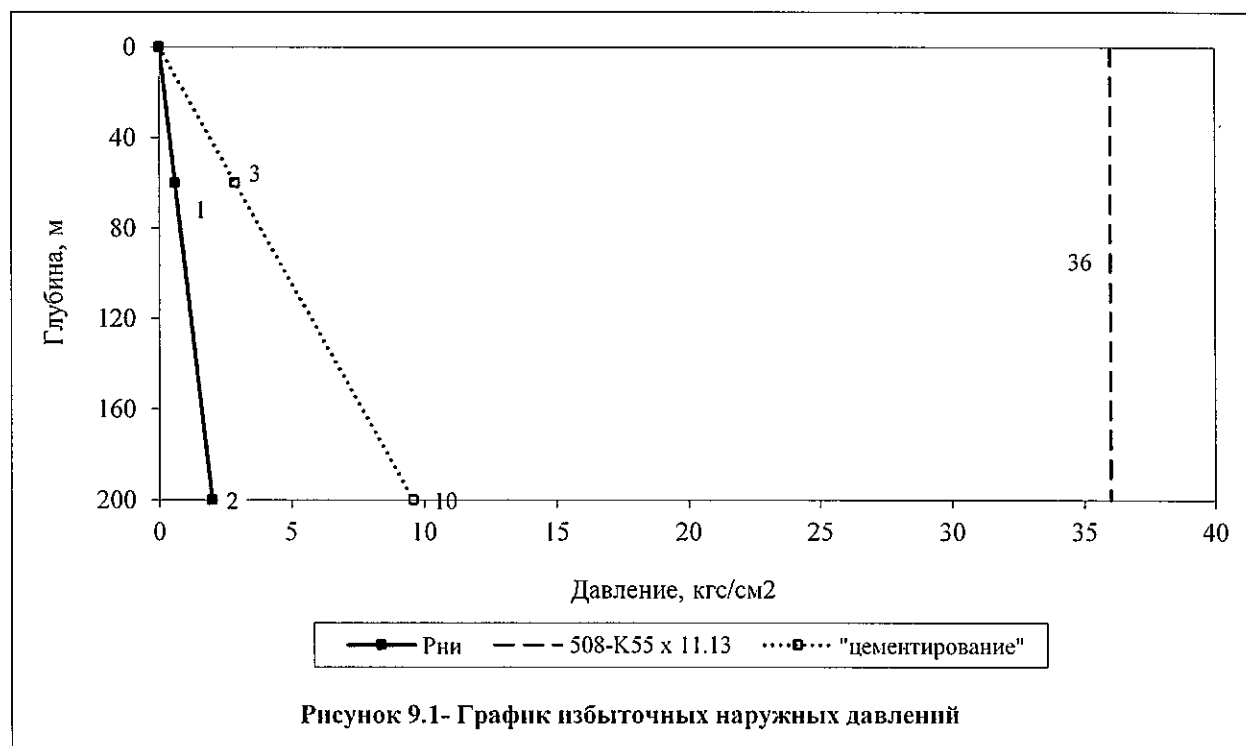
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
60	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$	6
200		20

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
60	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	1
200		2

Наружные избыточные давления при при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
60	$P_{ни}=0,1 \times (Y_{ц}-Y_{р}) \times Z$	3
200		10



Внутренние давления при бурении

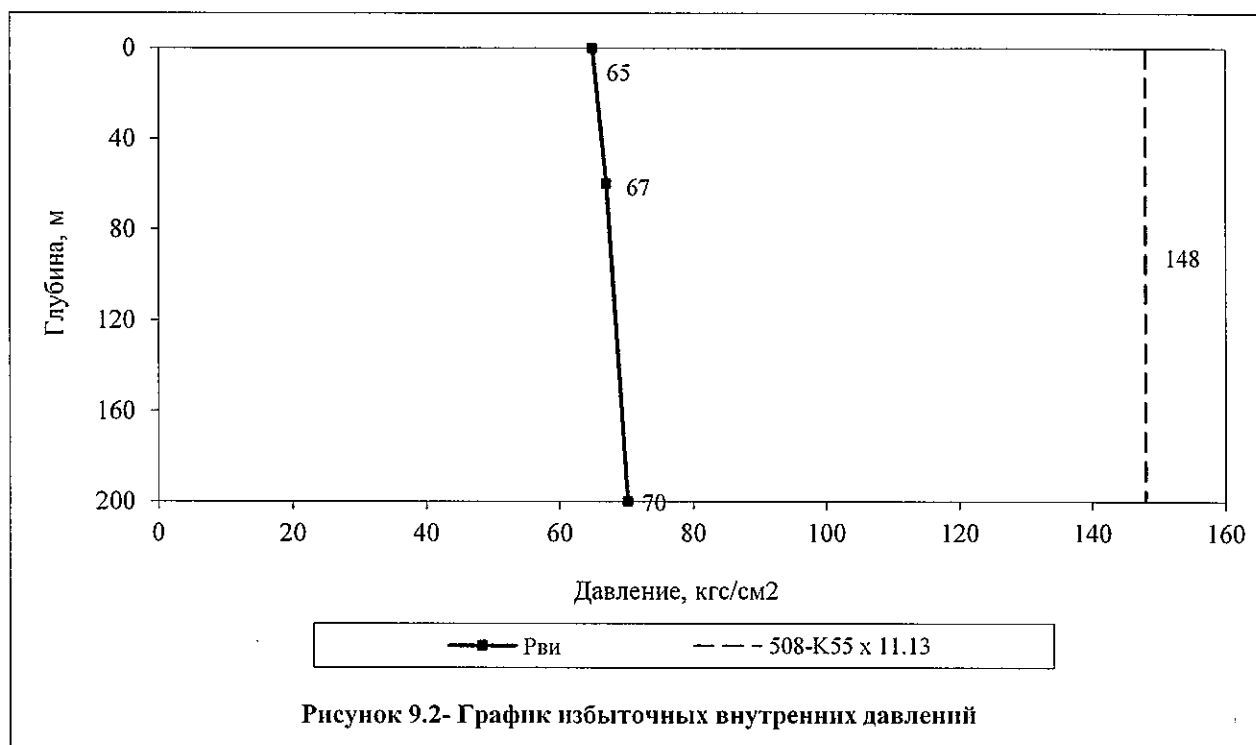
По данным геологической части нефтеводогазопроявлений в процессе бурения под 1 промежуточную колонну и соответственно избыточных устьевых давлений не ожидается.

Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [30].

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = P_{оп}$ (таблица 2.1 [30])	65
60	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{пл}$	67
200		70

Кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16"- отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			I промежуточная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		406.4	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		444,5/457,2*	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		13.5	
	-ни	L		1000	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		200	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц		1.66	**
	-бурового раствора,	Yбр		1.30	
	-опрессовочной жидкости	Yж		1.30	
	-жидкости в колонне	Yв			
	Рни			1.00	
	Рви			1.30	***
	- пластовой воды	Yгс		1.10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		13.5	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м			
7	Пластовое давление	13.5		-	
		200		17	
		1000		101	

* Диаметр долота 406,4 мм с расширением до 444,5 мм.
 ** Средняя плотность.
 *** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.



Резервная колонна
Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
13.5	-	1	-	1
200	17	22	-	22
1000	101	110	-	110

Внутренние давления

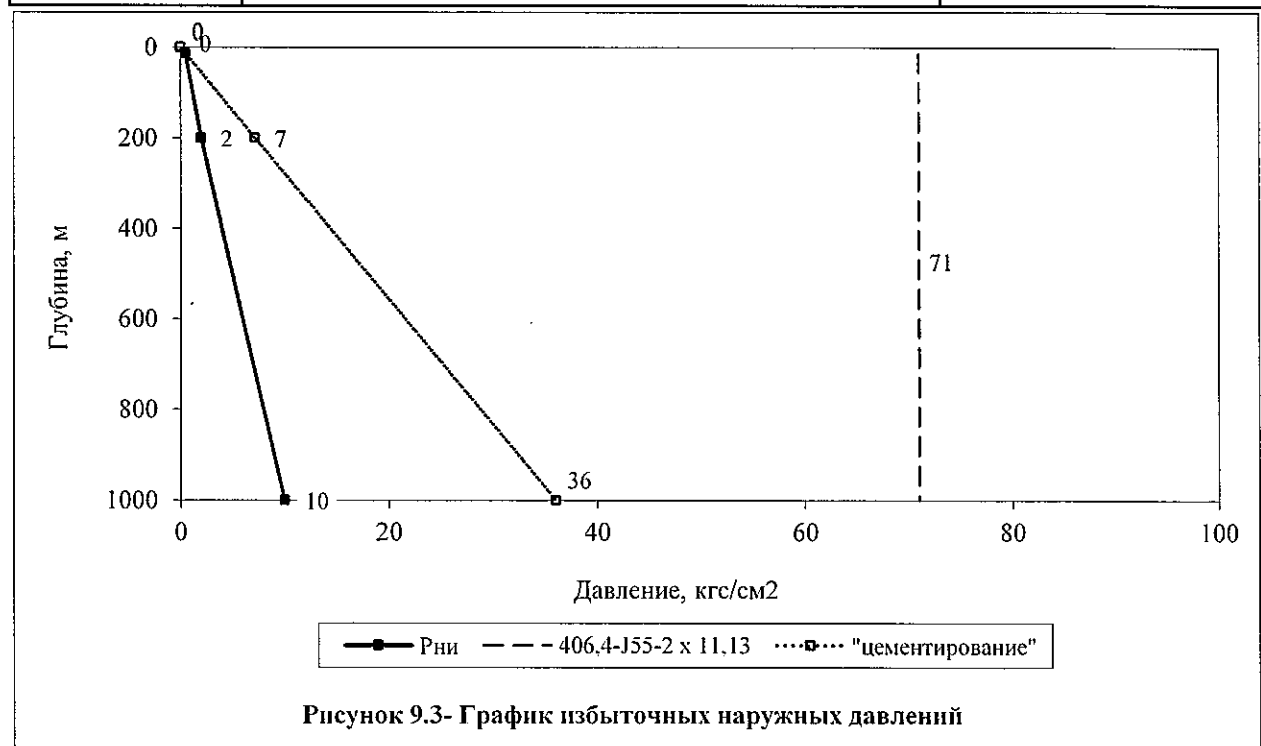
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
13.5	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$	1
200		20
1000		100

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
13.5	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	0
200		2
1000		10

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
13.5	$P_{ни}=0,1 \times (Y_{ц}-Y_{р}) \times Z$	0
200		7
1000		36

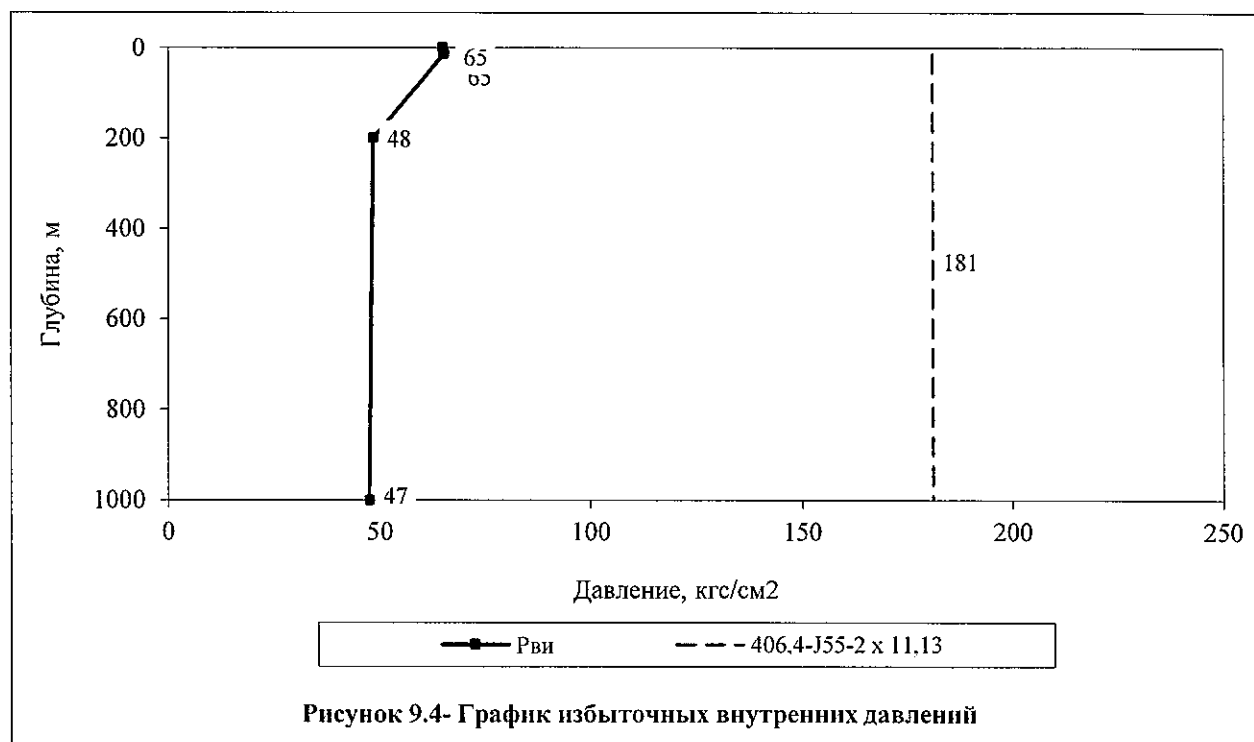


Внутренние давления при бурении

Нефтегазоводопроявления при бурении под промежуточную колонну не ожидаются.

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	МАКС(таблица 2.1[30]; тб.9.8 Проекта)	65
13.5	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_H$	65
200		48
1000		47



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			I промежуточная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		339.7	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		406,4/444,5*	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		1900	
4	Башмак предыдущей колонны, м	No		1000	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1.66	**
	-бурового раствора,	Убр		1.34	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1.34	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1.00	
	Рви			1.54	***
	- пластовой воды	Угс		1.10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		13.5	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м			
7	Пластовое давление	1000		112	
		1900		213	

* Диаметр долота 406,4 мм с расширением до 444,5 мм.
 ** Средняя плотность.
 *** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.



I Промежуточная колоннаНаружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
1000	112	110	-	112
1900	213	209	-	213

Внутренние давления

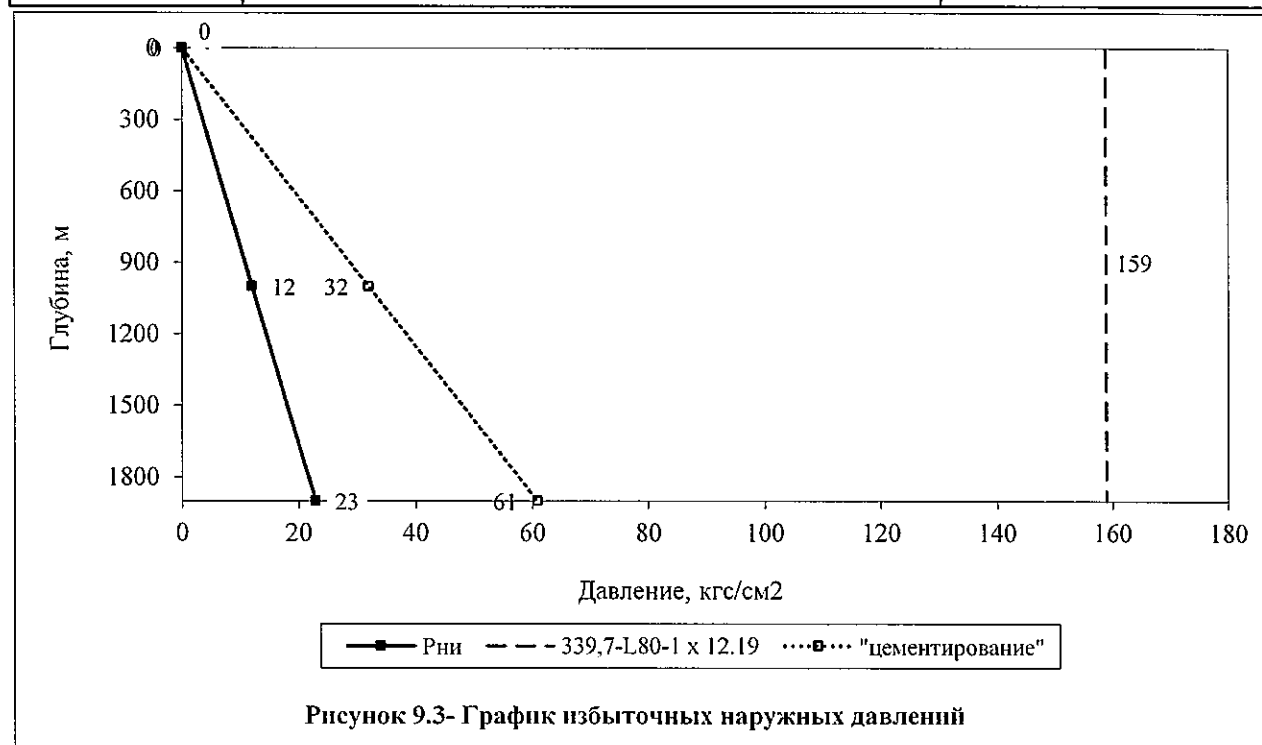
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1000	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$	100
1900		190

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1000	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	12
1900		23

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1000	$P_{ни}=0,1 \times (Y_{ц}-Y_{р}) \times Z$	32
1900		61

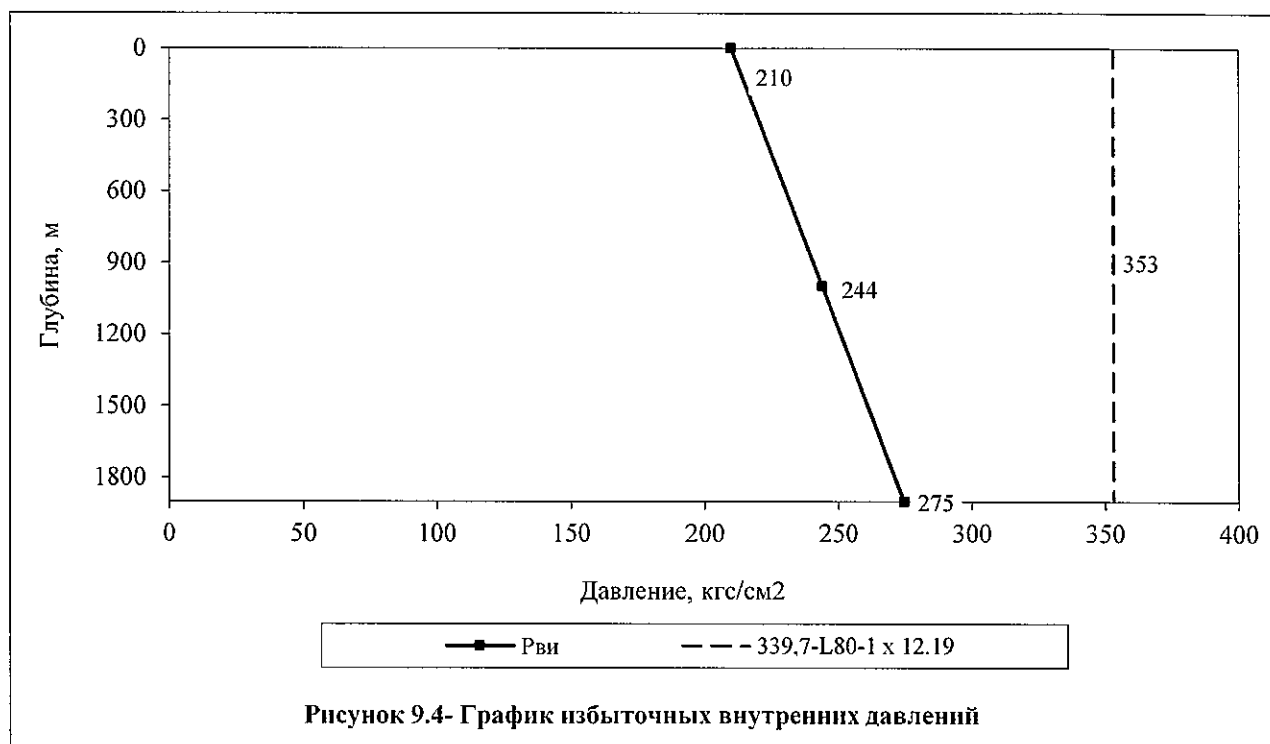


Внутренние давления при бурении

Нефтегазоводопроявления при бурении под эксплуатационную колонну не ожидаются, т.к. башмак колонны предусматривается установить в филиповских отложениях. Для повышения надежности конструкции скважины, с учетом опыта бурения, давление опрессовки принято равным 210 кгс/см².

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	МАКС(таблица 2.1[30]; тб.9.8 Проекта)	210
1000	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_H$	244
1900		275



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		273.05	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		311,1/342,9	*
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		4180	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		1900	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1.90	
	-бурового раствора,	Убр		1.54	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1.54	**
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			1.00	
	Рви			0.746	***
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		1500	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	1500		-	
		1800		-	
		1900		213	
		4050		527	
		4180		535	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4180		535	
9	Горное давление, кгс/см ²	1900		391	
		4050		944	
		4180		978	

* Диаметр долота 311,1 мм с расширением до 330,2 мм.
 ** Плотность промывочной жидкости на следующем интервале бурения.
 *** Относительная, по воздуху, плотность газа.



Эксплуатационная колонна

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
1500	-	231	-	231
1800	-	261	-	261
1900	213	271	391	391
4050	527	486	944	944
4180	535	499	978	978

Минимальные внутренние давления при бурении

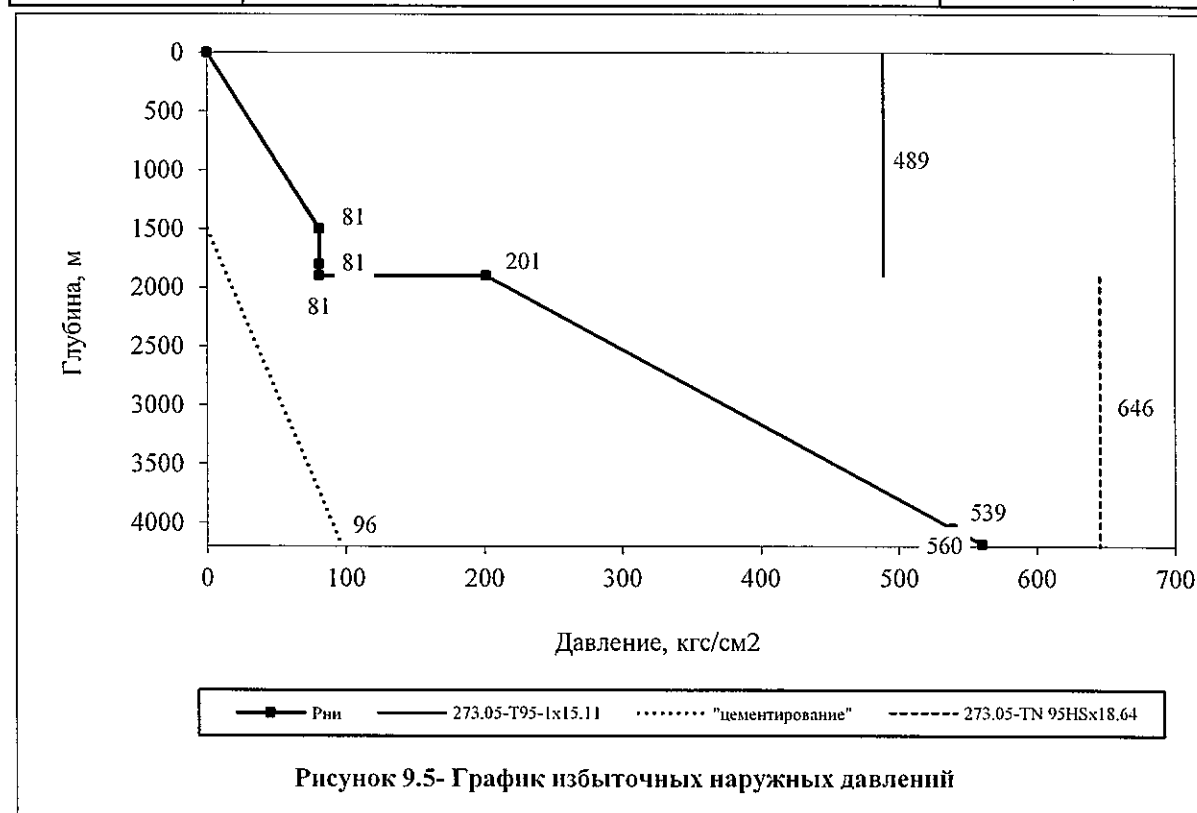
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1500	$P_{вз}=0.1 \times Y_{в} \times Z$	150
1800		180
1900		190
4050		405
4180		418

Наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1500	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	81
1800		81
1900		201
4050		539
4180		560

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1500	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_{ц} - Y_{бр}) \times (Z - h)$	0
4180		96



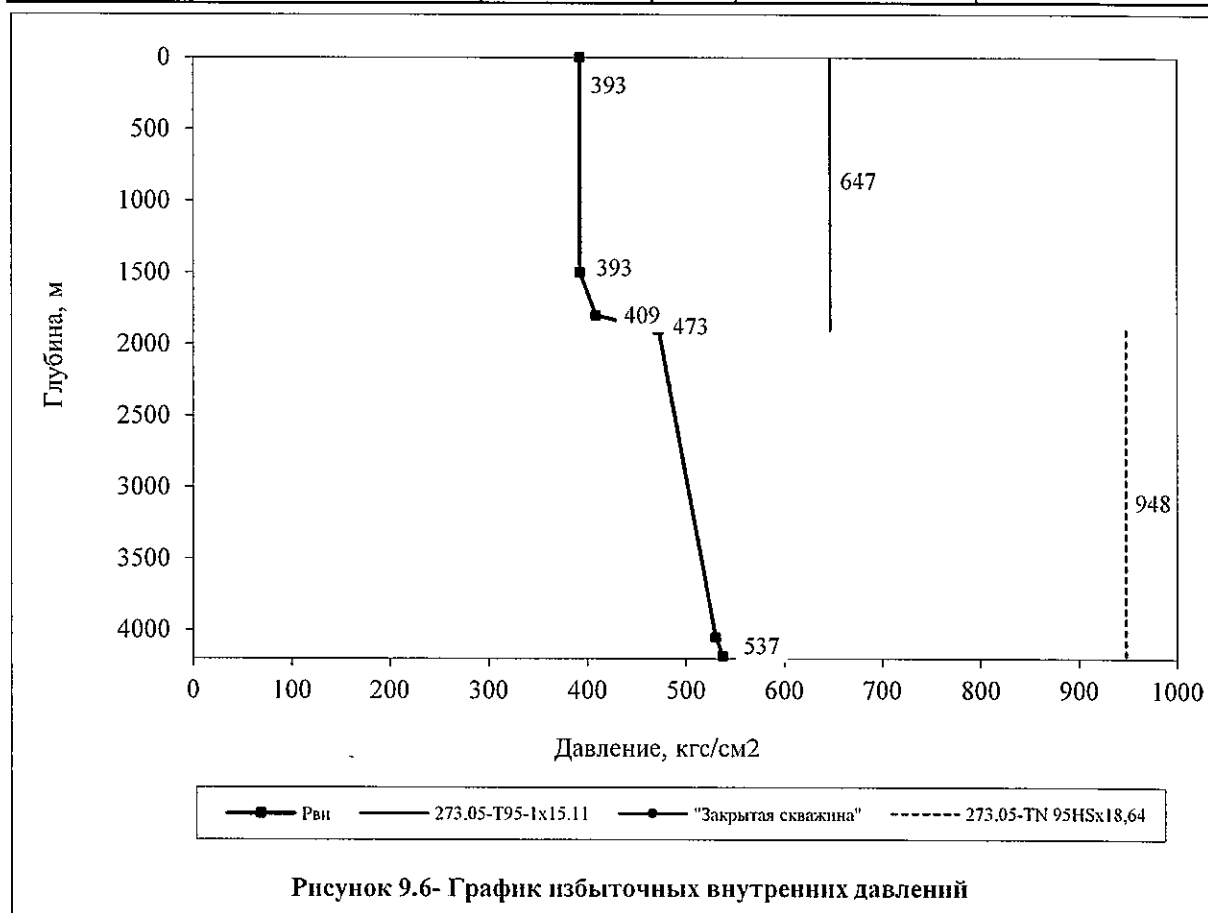
Внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газом при вскрытии газового горизонта на глубине 4180 м в соответствии с формулами 4.1, 4.1г [30].

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		НПТ, эксплуатация (закрытая скважина)	
устье	$P_{ву} = P_{пл} / e^{\gamma}$	357	
		опрессовка	
0	$P_{у.оп} = 1.1 \times P_{ву}$	393	
1500	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$	393	
1800		409	
1900		473	
4050		530	
4180		537	

Примечание - При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность газонефтяной смеси принята равной плотности нефти.



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			II промежуточная (Хвостовик 219,1 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		219.1	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		241.3	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		4000	
	-низ	L		4500	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		4180	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1.90	
	-бурового раствора,	Убр		1.11	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1.11	
	-пластовой нефти	Ун		0.601	
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			1.000	*
	Рви			0.747	**
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		4000	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	4000		520	
		4500		351	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4790		489	
* Плотность нефти в пластовых условиях.					
** Относительная, по воздуху, плотность газа.					



II Промежуточная (хвостовик 219,1мм)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
4000	520	400	-	520
4500	351	450	-	450

Минимальные внутренние давления

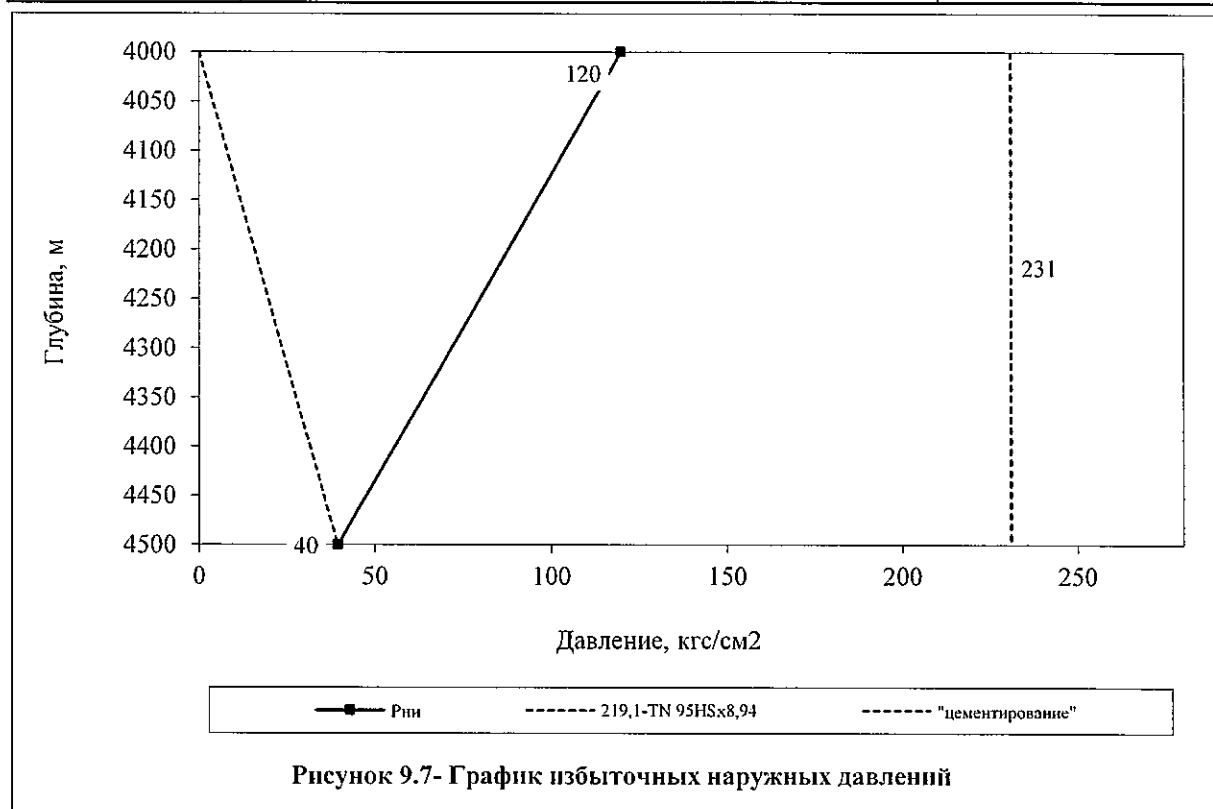
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4000	$P_{вз} = 0.1 \times Y_{в} \times (Z-H)$	400
4500		450

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4000	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	120
4500		0

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4000	$P_{ни} = 0.1 \times (Y_{ц} - Y_{бр}) \times (Z-h)$	0
4500		40

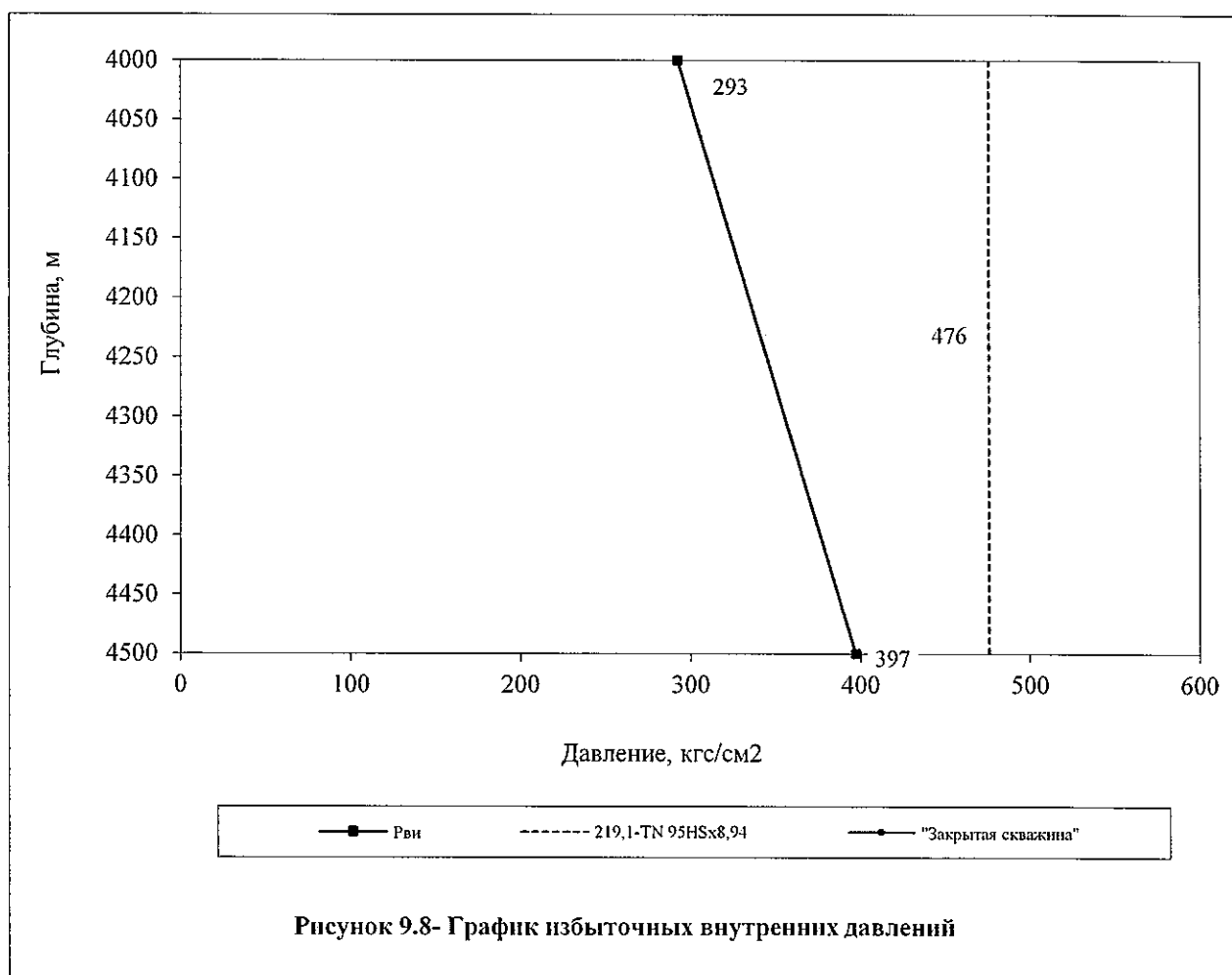


Избыточные внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газом при вскрытии газового горизонта на глубине 4790 м в соответствии с формулами 4.1, 4.1г [30].

Глубина,м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
			НГП, эксплуатация (закрытая скважина)	
устье	$P_{ву}=P_{пл_1}/\epsilon^3$		226	
	опрессовка		опрессовка	
0	$P_{у.оп}=1.1 \times P_{ву}+0.1 \times (1.1 \times Y_{н}-Y_{ж}) \times L_o$		249	
4000	$P_{ви}=P_{у.оп}+0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$		293	
4500			397	

Примечание - При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность газонефтяной смеси принята равной плотности нефти.



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная (Хвостовик 177,8 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		177.8	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		171,4/203,2	*
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		3900	
	-низ	L		5065/5451	**
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		4500	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1.90	
	-бурового раствора,	Убр		0.96	
	-опрессовочной жидкости	Уж		0.96	
	-пластовой нефти	Ун		0.601	
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			0.601	***
	Рви			0.601	***
	-жидкости в колонне на поздней стадии	Уг.р.		0.844	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		3900	
	-жидкости в колонне на поздней стадии	H		2019	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	3900		-	
		4500		351	
		5065		344	
8	Пласт, которому соответствует				
	максимальное давление на устье	5087		346	
* Диаметр долота 171,4 мм с расширением до 203,2 мм.					
** В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу.					
*** Плотность пластовой нефти.					



Эксплуатационная (хвостовик 177,8 мм)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
3900	-	429	-	429
4500	351	495	-	495
5065	344	557	-	557

Минимальные внутренние давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3900	$P_{вз} = 0.1 \times Y_{в} \times Z$	329
4500		380
5065		427

Минимальные внутренние давления (поздний период)

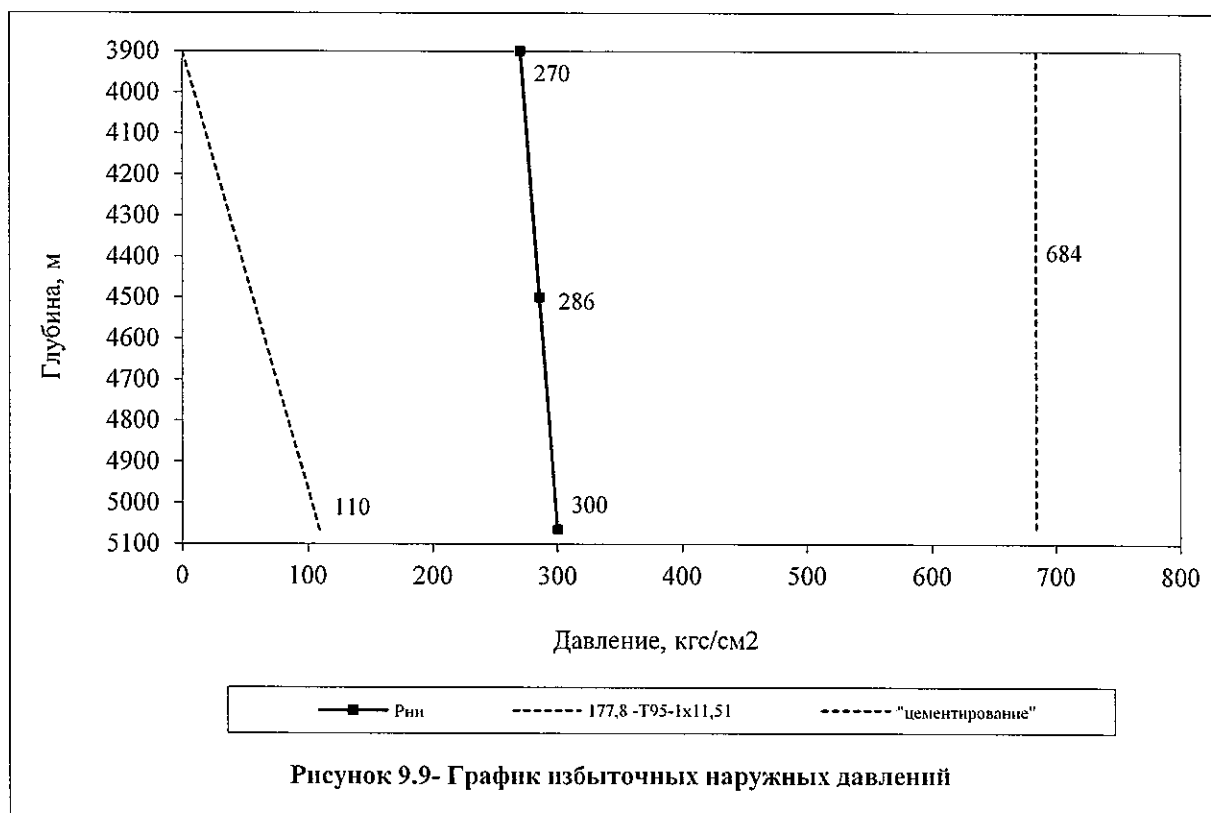
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3900	$P_{вз} = 0.1 \times Y_{в} \times (Z - H)$	159
4500		209
5065		257

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3900	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	270
4500		286
5065		300

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3900	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_{ц} - Y_{бр}) \times (Z - h)$	0
4500		56
5065		110

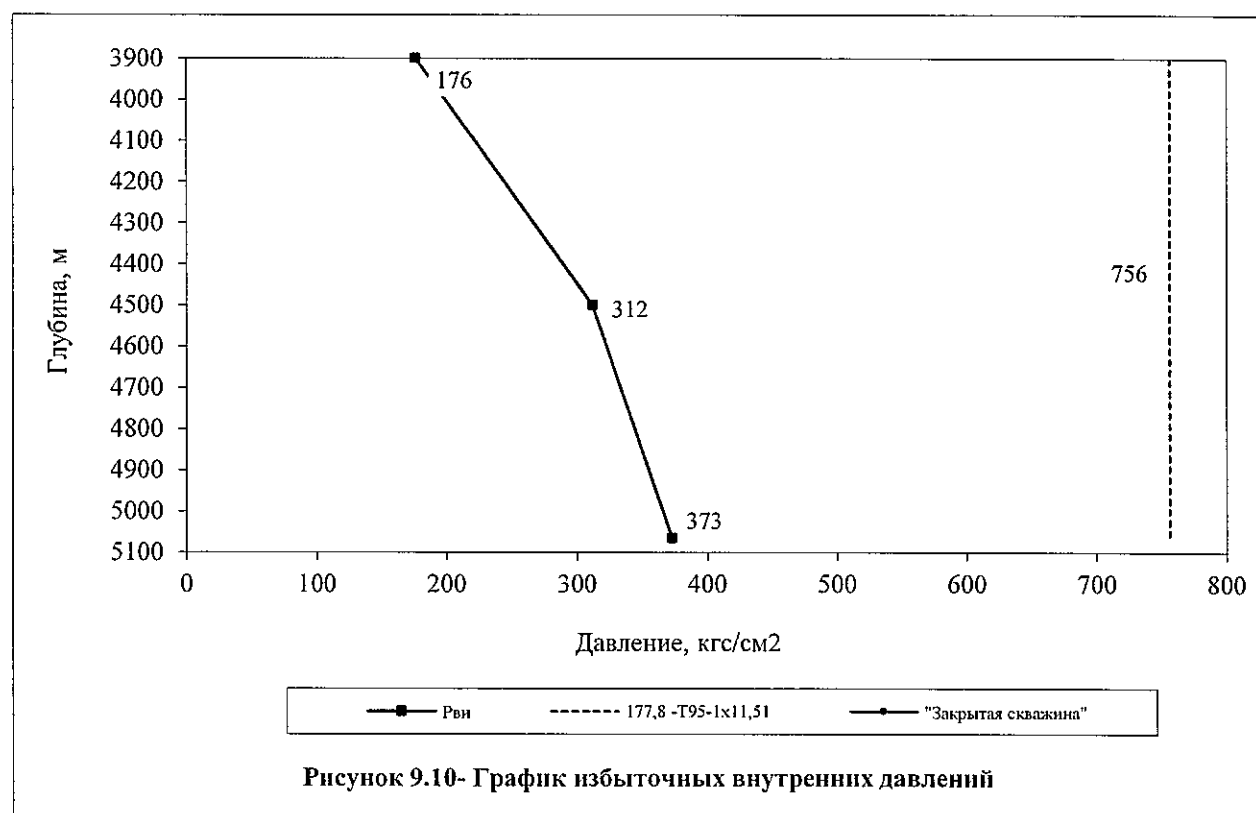


Избыточные внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора нефтью при вскрытии нефтяного горизонта на глубине 5100 м в соответствии с формулами п.4.4 [30].

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
устье	$P_{ву} = P_{пл} - 0,1 \times \gamma_v \times (L - L_f) / e^s$	НПП, эксплуатация (закрытая скважина)	
		210	
	опрессовка	опрессовка	
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$	231	
3900	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times \gamma_{ж} \times Z - P_n$	176	
4500		312	
5065		373	

Примечание - При расчете опрессовочных давлений, для получения расчетного запаса, плотность газонефтяной смеси принята равной плотности нефти.



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная (Надставка 177,8 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		177.8	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		-	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		2600	
	-низ	L		3900	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		5065/5451	*
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц		1.90	
	-бурового раствора,	Yбр		0.96	
	-опрессовочной жидкости	Yж		0.96	
	-пластовой нефти	Yн		0.601	
	-жидкости в колонне при расчете	Yв			
	Rни			0.601	**
	Rви			0.601	**
	-жидкости в колонне на поздней стадии			0.844	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		2600	
	-жидкости в колонне на поздней стадии	H		2019	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	2600		-	
		3500		-	
		3900		-	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	5100		347	
* В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу.					
** Плотность пластовой нефти.					



Эксплуатационная (надставка 177,8 мм)**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
2600	-	286	-	286
3500	-	385	-	385
3900	-	429	-	429

Минимальные внутренние давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2600	$P_{вз} = 0.1 \times Y_{в} \times Z$	112
3500		150
3900		167

Минимальные внутренние давления (поздний период)

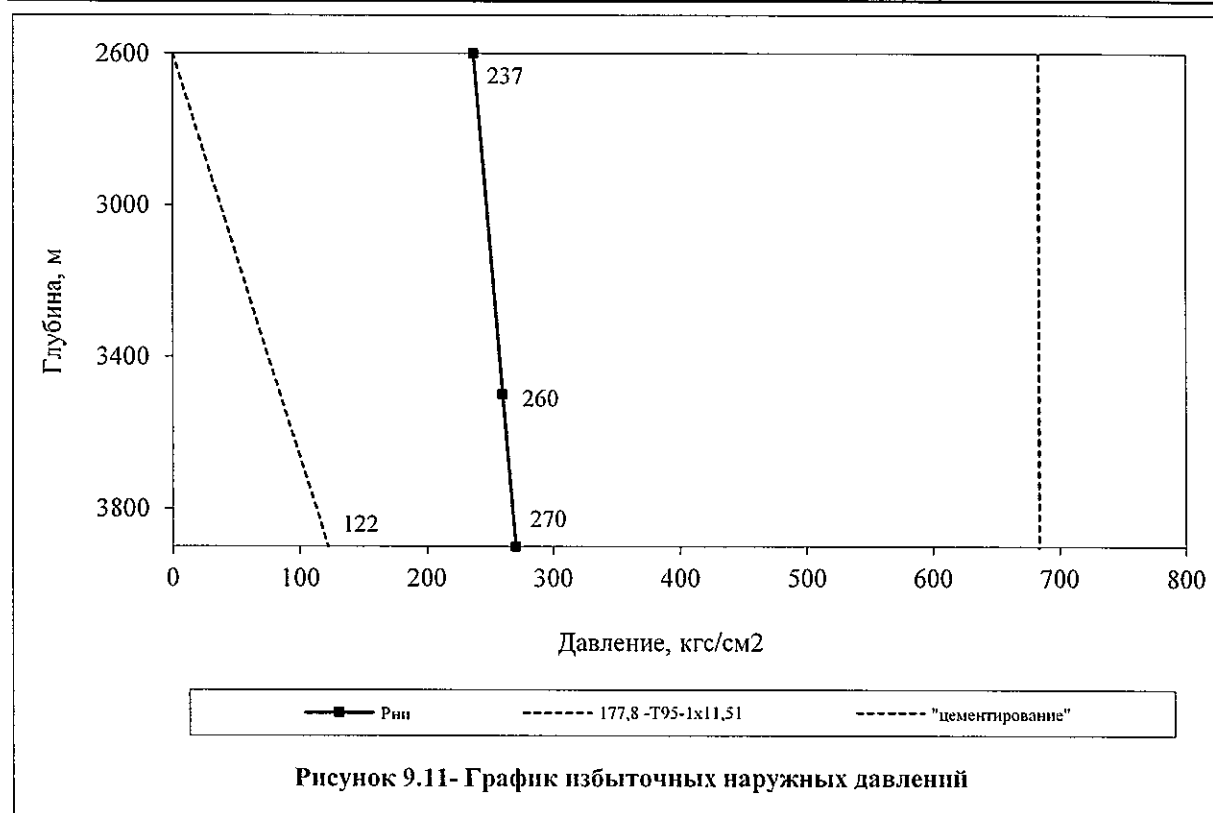
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2600	$P_{вз} = 0.1 \times Y_{в} \times (Z - H)$	49
3500		125
3900		159

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2600	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	237
3500		260
3900		270

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2600	$P_{ни} = 0.1 \times (Y_{ц} - Y_{бр}) \times (Z - h)$	0
3500		85
3900		122

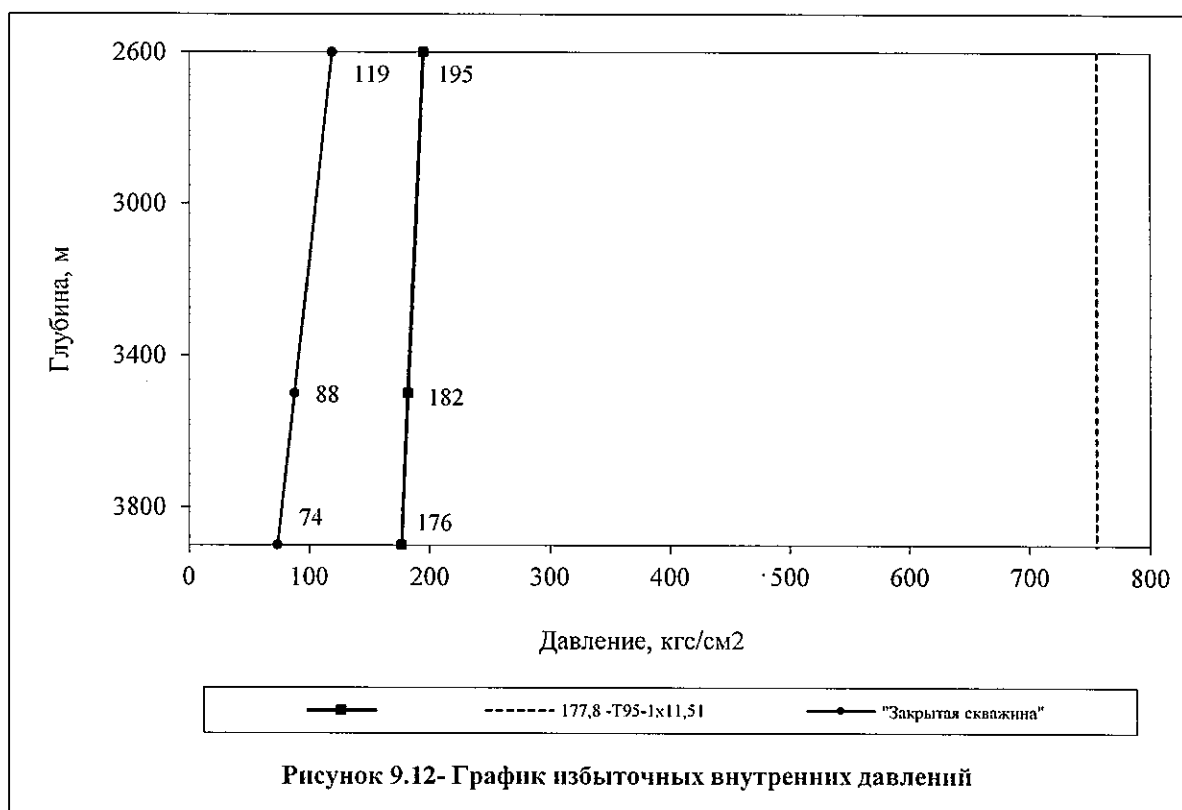


Избыточные внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора нефтью при вскрытии нефтяного горизонта на глубине 5100 м в соответствии с формулами п.4.4 [30].

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
устье	$P_{ву} = P_{пл} - 0,1 \times \gamma_v \times (L - L_f) / e^s$		НГП, эксплуатация (закрытая скважина)	
			210	
	опрессовка	закрытая скважина	опрессовка	закрытая скважина
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$	$P_{ву}$	231	210
2600	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times \gamma_{ж} \times Z - P_H$	$P_{ви} = P_{ву} + 0,1 \times \gamma_{вж} \times Z - P_H$	195	119
3500			182	88
3900			176	74

Примечание - При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность газонефтяной смеси принята равной плотности нефти.



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная (хвостовик 114,3 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		114.3	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		152.4	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		4950/5119	*
	-низ	L		5087/6715	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		5065/5451	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц		-	
	-бурового раствора,	Yбр		0.96	
	-жидкости гидроразрыва	Yж		1.12	
	-жидкости в колонне при расчете	Yв			
	Rни			0.844	**
	Rви			0.747	***
	-жидкости в колонне при освоении			1.02	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		-	
	-жидкости в колонне (поздний период)	H		2019	
	-жидкости в колонне при освоении	Ho		800	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	4950		505	
		5065		512	
		5087		509	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	5100		515	
* В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу. ** Плотность жидкости на поздней стадии эксплуатации. *** Плотность пластовой нефти.					



Эксплуатационная (хвостовик 114,3 мм)**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
4950	505	545	-	545
5065	512	557	-	557
5087	509	560	-	560

Минимальные внутренние давления (приток)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4950	$P_{vz}=0.1 \times Y_v \times Z$	212
5065		217
5087		218

Минимальные внутренние давления (поздний период)

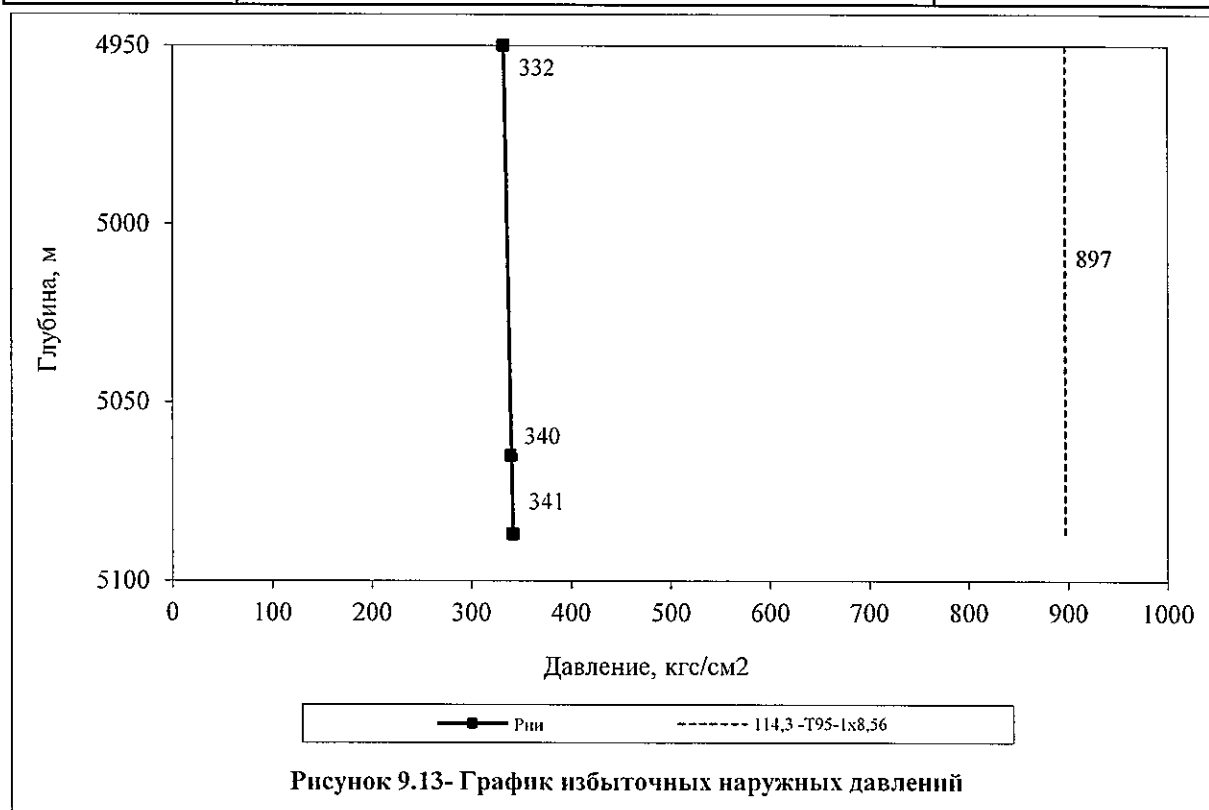
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4950	$P_{vz}=0.1 \times Y_v \times (Z-H)$	247
5065		257
5087		259

Минимальные внутренние давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4950	$P_{vz}=0.1 \times Y_v \times (Z-H_0)$	423
5065		435
5087		437

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4950	$P_{ни} = P_{hz} - P_{vz}$	332
5065		340
5087		341



Избыточные внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора нефтью при вскрытии нефтяного горизонта на глубине 5100 м в соответствии с формулами п.4.4 [30], а также гидроразрыва пласта.

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
	гидроразрыв	закрытая скважина	гидроразрыв	закрытая скважина
Устье	*	$P_{ву} = P_{пл-0} \cdot 1 \times Y_{в \times x} (L-L_f) e^S$	540	296
*Гидроразрыв производится с установкой пакера на "голове" хвостовика.				

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		гидроразрыв	закрытая скважина
0	$P_{у.оп} = 1.1 \times P_{ву}$	540	296
4950	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж \times Z} - P_n$	590	171
5065		596	168
5087		601	167
Примечание - При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность газонефтяной смеси принята равной плотности нефти.			

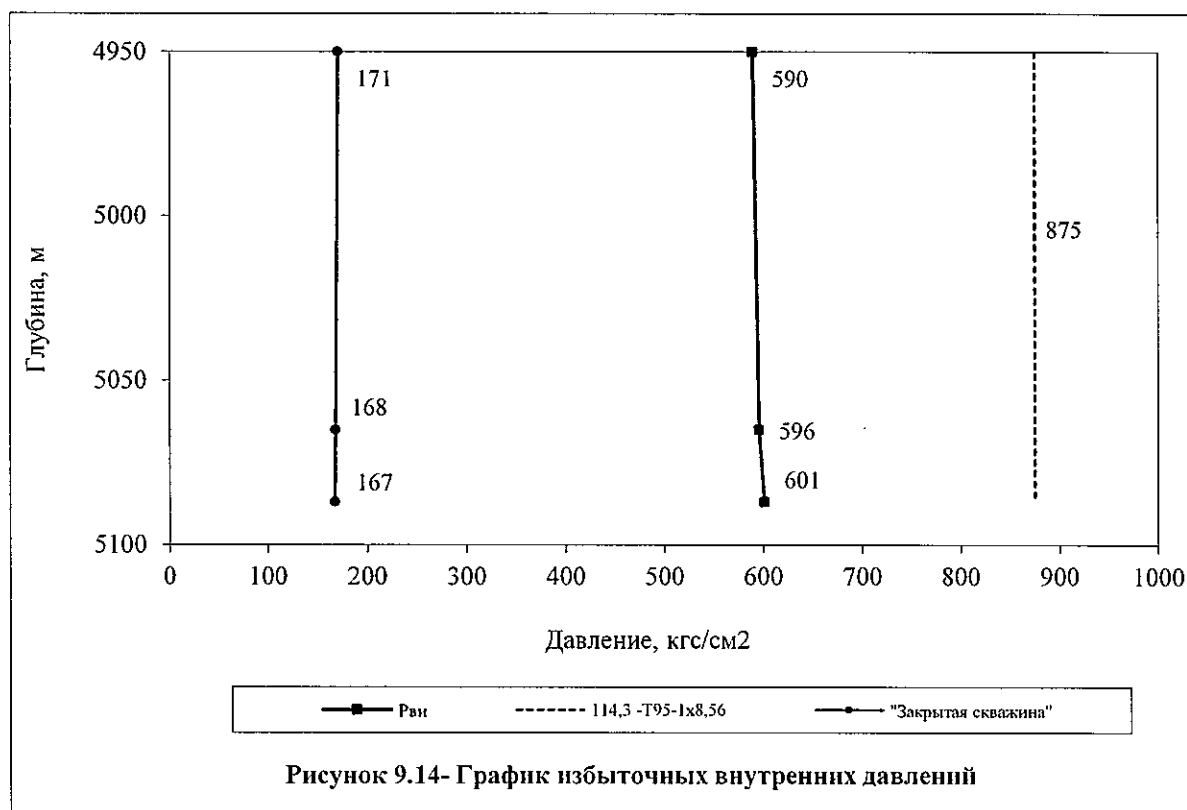




Таблица 9.1 - Способы расчета паружных давлений и опрессовки обсадных колонн

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 наружнегодавления 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	1.10	
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1.30	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1.34	Не рекомендуется
4	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1.54	
5	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1.11	
6	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	0.96	
7	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	0.96	
8*	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1.00	

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно по 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
1	Кондуктор	1	0	200	0	10	65	70
2	Резервная колонна	1	13.5	1000	0	36	65	47
3	I промежуточная	1	0	1900	0	61	210	275
4	Эксплуатационная	1	0	1900	0	201	393	409
			1900	4050	201	539	409	473
			4050	4180	539	560	473	537
5	II промежуточная (хвостовик)	1	4000	4500	120	40	293	397
6	Эксплуатационная (хвостовик)	1	3900	5065/5451**	270	300	176	373
7	Эксплуатационная (надставка)	1	2600	3900	237	270	195	176
8*	Эксплуатационная (хвостовик)	1	4950/5119**	5087/6715**	332	341	590	601

* Проверочный расчет на случай возможной опрессовки.

** Глубина по вертикали/по стволу.



Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию: да/нет
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	импортное	Antares ER	K55	11,13	да
406,4	импортное	TSH ER MS	K55	11,13	да
339,7	импортное	TSH BLUE-DPLS	L80-1	12,19	да
273,05	импортное	TSH W523; TSH MS	TN 95HS; T95-1	15,11; 18,64	да
219,1	импортное	TSH W511	TN 95HS	8,94	да
177,8	импортное	TSH W513; TSH BLUE-DPLS	T95-1	11,51	да
114,3	импортное	TSH BLUE-DPLS	T95-1	8,56	да

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	200	200	27,98	27,98	508	Antares ER	K55	11,13	3,75	2,11	24,0
2	1	1	13,5	1000	986,5	107	106,54	406,4	TSH ER MS	K55	11,13	1,97	3,85	5,00
3	1	2	0	1900	1900	192,3	192,28	339,7	TSH BLUE-DPLS	L80-1	12,19	2,62	1,29	3,66
4	1	1	1900	4180	2280	266,76	266,76	273,05	TSH W523	TN 95HS	18,64	1,15	1,76	3,66
		2	0	1900	1900	185,76	452,52	273,05	TSH MS	T95-1	15,11	6,04	1,58	1,81
5*	1	1	4000	4500	500	23,85	23,85	219,1	TSH W511	TN 95HS	8,94	1,93	1,20	9,5
6	1	1	3900	5451	1551	73,86	73,86	177,8	TSH W513	T95-1	11,51	2,28	2,03	3,5
7	1	1	2600	3900	1300	61,80	61,80	177,8	TSH BLUE-DPLS	T95-1	11,51	2,53	3,88	6,49
8	1	1	4950	6715	1765	39,62	39,62	114,3	TSH BLUE-DPLS	T95-1	8,56	2,63	1,46	4,92

Примечания

- В таблице (столбец 14) приведены минимальные коэффициенты запаса прочности на внутреннее избыточное давление: в числителе при обрессовке, в знаменателе при контакте труб со средой, содержащей H₂S.
- Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины.



Продолжение таблицы 9.4

- 3 Для нецементируемого хвостовика 114,3 мм выполнен расчет на избыточное внутреннее давление при проведении гидроразрыва пород.
- 4 Минимально допустимое значение запаса прочности на внутреннее избыточное давление, определенное с учетом коэффициента снижения несущей способности 2 и 3 промежуточных, а также эксплуатационных колонн в среде H_2S , в соответствии с Инструкцией по расчету обсадных колонн [30, раздел 12] и ТУ на применение обсадных труб марки Т95-1 [98, таблица 1.3.п], а также с учетом физико-механических характеристик стали TN 95HS, составит: $p_s = p/K_s = 1,1 / 0,80 = 1,38$. Значение K_s принято равным относительному пороговому напряжению СКРН.
- 5 Согласно данным столбца 14 минимальное значение $K_s = 1,66$, что больше допустимого значения 1,38 из п.4.
- 6 Обсадные трубы 273,05 мм с толщиной стенки 18,64 мм и 177,8 мм с толщиной стенки 11,51 мм необходимо проверять перед спуском в скважину специальным шаблоном следующих размеров:

Обсадные трубы	Диаметр, мм	Длина, мм
273,05x18,64	241,3	305
177,8x11,51	152,4	152

- 7 Глубины бурения и интервалы установки обсадных колонн корректируются по фактическому стратиграфическому разрезу и результатам ГИС.
- 8 Установка 177,8 мм хвостовика - надставки определяется стратиграфическим разрезом и результатами ГИС, с учетом перекрывания интервала пластичных солей двумя обсадными колоннами.
- * Спускается для ликвидации геологического осложнения (поглощения, осыпи и т.н.). При отсутствии осложнений, спуск колонны не производится и бурение продолжается до глубины 5451 м, под спуск 177,8 мм хвостовика.

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
Antares ER	508x11.13-K55	27,98	29,38	30,85
TSH ER MS	406,4x11,13-J55-2	106,54	111,87	117,46
TSH BLUE-DPLS	339.7x12.19-L80-1	192,28	201,89	211,99
TSH W523	273.05x18,64-TN 95HS	266,76	280,10	294,10
TSH MS	273.05x15.11-T95-1	185,76	195,05	204,80
TSH W511	219.1x8.94-TN 95HS	23,85	25,04	26,29
TSH W513	177,8x11.51-T95-1	73,86	77,55	81,43
TSH BLUE-DPLS	177,8x11.51-T95-1	61,80	64,89	68,14
TSH BLUE-DPLS	114.3x8.56-T95-1	39,62	41,61	43,69



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.		
						от (верх)	до (низ)		количество, шт.	масса, кг
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	508 мм (20") колонный башмак с обратным клапаном и гнездом для стыковки с цементировочной колонной бурных труб, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	150	-	200	1	1	150
			508 мм (20") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	24	188 0	200 188	2 8	10	236
2	Резервная	1	406,4 мм (16") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	95	-	1000	1	1	95
			406,4 мм (16") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	92	-	976	1	1	92
			406,4 мм (16") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	20	976 13,5	1000 976	3 27	30	600
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	24	-	-	2	2	48
			Подвеска резервной колонны*	-	89	13,5	-	1	1	89
3	Промежуточная колонна	I	339,7 мм (13 3/8") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	87	-	1900	1	1	87
			339,7 мм (13 3/8") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	82	-	1876	1	1	82
			339,7 мм (13 3/8") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	17	1876 200 0	1900 1876 200	3 47 3	53	876



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Промежуточная колонна	1	Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	21	-	-	2	2	42
4	Эксплуатационная колонна	1	273,1 мм (10 ³ / ₄ ") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	53	-	4180	1	I	53
			273,1 мм (10 ³ / ₄ ") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	42	-	4144	1	1	42
			273,1 мм (10 ³ / ₄ ") центраторы модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	13	4144 1500	4180 4144	4 73	77	1007
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	9	-	-	2	2	18
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	1	219,1 мм (8 ⁵ / ₈ ") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	48	-	4500	1	1	48
			219,1 мм (8 ⁵ / ₈ ") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	42	-	4476	1	1	42
			219,1 мм (8 ⁵ / ₈ ") посадочная муфта, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	22	-	4464	I	1	22
			219,1 мм (8 ⁵ / ₈ ") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	10	4464 4000	4500 4464	4 39	43	427
			Пробки продавочные, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	8	-	-	2	2	16
			Устройство для подвеса хвостовика 8 ⁵ / ₈ "x10 ³ / ₄ " , модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	140	4000	-	1	1	140
6	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	177,8 мм (7") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	30	-	5451	1	1	30
			177,8 мм (7") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10F	22	-	5427	1	1	22



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	177,8 мм (7") посадочная муфта модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	12	-	5415	1	1	12
			177,8 мм (7") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	8	5415 4450 3900	5451 5415 4450	4 80 17	102	814
			Пробки продажные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	7	-	-	2	2	14
			Устройство для подвеса хвостовика 7"x10 ³ / ₄ ", модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	140	3900	-	1	1	140
7	Эксплуатационная колонна (надставка)	1	177,8 мм (7") уплотнительный узел для подставки (PBR), модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	80	-	3900	1	1	80
			177,8 мм (7") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10F	30	-	3894	1	1	30
			177,8 мм (7") центраторы, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10D	10	2600	3894	36	360	360
			Пробка продажная, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	7	-	-	1	1	7
			Устройство для подвеса хвостовика 7"x10 ³ / ₄ ", модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	110	2600	-	1	1	110
8	Нижняя часть ПО	1	114,3 мм (4 ¹ / ₂ ") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	15	-	6715	1	1	15
			114,3 мм (4 ¹ / ₂ ") муфта-инициатор обработки (RSI 4 ¹ / ₂ "), модель фирмы Halliburton	-	40	-	6695	1	1	40
			114,3 мм (4 ¹ / ₂ ") набухающий пакер (Swellpacker OBM 4 ¹ / ₂ ")**, модель фирмы Halliburton	-	120	5451	6695	10	10	1200



Продолжение таблицы 9.6

Продолжение таблицы 5.0

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
8	Нижняя часть ПО	1	114,3 мм (4 1/2") сдвижная муфта для проведения обработки (RSS 4 1/2"), модель фирмы Halliburton	-	44	5451	6695	9	9	396
Внутриколонный пакер 7" обсадной колонны, модель фирмы BakerOilTools			-	80	-	4950	1	1	80	

Примечания

1 Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям стандартов API;

2 Количество и интервалы установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований (ГИС);

3 В интервале набора кривизны и в наклонном участке ствола скважины (4450-5451 м) устанавливаются жесткие центраторы;

4 114,3 мм (4 1/2") НКТ (нижняя компоновка ПО) оснащается системой для заканчивания скважин фирмы Halliburton или аналогом других производителей.

* Подвеска 406,4 мм резервной колонны сажается на посадочное кольцо, установленное изнутри 508 мм обсадной колонны;

** Количество и место установки пакеров и сдвижных муфт уточняется после проведения ГИС.



Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, снайдер, снайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одной допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные нормативы		
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	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Система CRT	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	200	0,3-0,4	200	п.1	200	1 цикл	40
2	Резервная	1	Система CRT	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	400	0,5-0,3	1000	п.1	400	1 цикл	40
						400	1000	0,25-0,2			1000	1 цикл	40
3	I Промежуточная	1	Система CRT	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	1700	0,5-0,3	1900	п.1	190	1 цикл	40
						1700	1900	0,25-0,2			690	1 цикл	40
											1190	1 цикл	40
											1690	1 цикл	40
											1900	1 цикл	40
4	Эксплуатационная	1	Система CRT	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	1700	0,7-0,5	4670	п.1	1900	1 цикл	35
						1700	3500	0,5-0,3			2400	1 цикл	35
						3500	4180	0,25-0,2			2900	1 цикл	35
											3400	1 цикл	35
											3700	1 цикл	35
											4000	1 цикл	35
											4180	1 цикл	35



Продолжение таблицы 9.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	II Промежуточная (хвостовик)	1	Система CRT	Фирмы-	Спец-	0	2000	0,7-0,5	4790	п.1	2800	1 цикл	18
				постав-	фикация	2000	3000	0,5-0,3			3000	1 цикл	18
				щика	API	3000	4500	0,3-0,25			4500	1 цикл	18
6	Эксплуатационная (хвостовик)	1	Система CRT	Фирмы-	Спец-	0	2000	0,7-0,5	5280	п.1	2400	1 цикл	25
				постав-	фикация	2000	3000	0,5-0,3			2800	1 цикл	25
				щика	API	3000	4670	0,3-0,25			3000	1 цикл	25
						4670	5451	0,25-0,2			3500	1 цикл	25
											3800	1 цикл	25
											4100	1 цикл	25
											4670	1 цикл	25
											Далее через 100 м.		
7	Эксплуатационная (надставка)	2	Система CRT	Фирмы-	Спец-	0	2000	0,7-0,5	4525	п.1	2800	1 цикл	18
				постав-	фикация	2000	3000	0,5-0,3			3500	1 цикл	18
				щика	API	3000	3900	0,25-0,2			3900	1 цикл	18

Примечания

- 1 При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: кондуктор - 82 м резервная 310 м I промежуточная колонна - 297 м эксплуатационная колонна - 794 м
2 промежуточная колонна - 525 м эксплуатационный хвостовик - 1781 м эксплуатационная надставка - 1781 м
- 2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями [70].
- 3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.



Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера кгс/см ²	Номер развощной секции в раздельно спускаемой части (спизу-вверх) (см. табл 9.4)	Давление опрессовки труб равномерной 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	-	-	-	65	-	-	-	-	1	-
2	Резервная	1	-	-	-	65	-	-	-	-	1	-
3	промежуточная	1	-	1.34	1.34	210	131	-	-	-	1	-
4	Эксплуатационная	1	147	1.54	-	393	-	-	-	-	1	-
5	II промежуточная (хвост.)	1	-	1.1	-	226	-	-	-	-	1	-
6	Хвостовик	1	-	0.96	-	210	-	-	-	-	1	-
7	Надставка	1	-	0.96	-	210	-	-	-	-	1	-
8	Хвостовик 114,3 мм	1	-	1,12*	-	-	-	-	4950	590*	-	-

Примечания

- 1 Давление опрессовки пород и цементного камня под башмаком обсадных колонн: кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16" - отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.

Номер обсадной колонны	Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Максимальный градиент давления	Давление на башмак, кгс/см ²	Плотность жидкости опрессовки, г/см ³	Р _{у.оп} кгс/см ²
3	1 Промежуточная	1900	0.104	367	1.34	131

Опресовка производится после ОЗЦ, разбуривания цем. стакана и выхода из башмака на 1-3 м, методом закачек малых порций до начала проникновения жидкости в пласт, не допуская гидроразрыва пород.

- 2 Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями можно не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100% гидронспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах [26, пункт 1.10].



Продолжение таблицы 9.8

- 3 Усилие натяжения 2 промежуточной колонны принято равным весу незацементированной части колонны [25, пункт 9.6], остальные обсадные колонны (кроме 114,3 мм подвесного хвостовика) цементируются до устья или подвески.
- 4 Опрессовка приустьевой части II промежуточной колонны и устьевого оборудования газом может производиться:
1. Компрессором соответствующего давления.
 2. С использованием системы газонагнетательных трубопроводов.
 3. В соответствии с п. 2.5.5 "Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность" [26] :
 - закачать компрессором азот с понижением уровня воды в затрубном пространстве до 140 м, создать давление на устье в затрубном пространстве 80 кгс/см^2 ;
 - закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном пространстве давление на устье согласно таблицы 9.8; глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.

* Гидроразрыв пласта.



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 раздельно 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	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 170	170 200
2	Резервная	прямой	1	13.5	1000	-	-	24	Тампонажный-1 Тампонажный-2	13.5 500	500 1000
3	Промежуточная колонна	прямой	1	0	1900	-	-	24	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 1000	1000 1900
4	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	4180	-	-	36	Тампонажный	1500	4180
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	прямой	1	4000	4500	-	-	24	Тампонажный	4000	4500
6	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	прямой	1	3900	5451	-	-	36	Тампонажный	3900	5451
7	Эксплуатационная колонна (надставка)	прямой	1	2600	3900	-	-	6	Тампонажный	2600	3900



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	объем 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	45.4	1.50	<1	н/р***	18-20	20-25	240	24
				Тампонажный-2	8.4	1.90	0	<500	30-32	23-25	180	-
				Продавочная**	1.8	1.00	-	-	-	-	-	-
2	Резервная	1	1	Буферная	15.9	1.35	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	40.4	1.60	<1	<250	45	20-22	480	24
				Тампонажный-2	51.2	1.90	0	<100	100	23-25	360	-
				Продавочная	116.4	1.30	-	0	миним.	25-30	-	-
3	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	15.9	1.35	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	25.2	1.60	<1	<250	45	20-22	480	24
				Тампонажный-2	107.6	1.90	0	<100	100	23-25	360	-
				Продавочная	153.3	1.34	-	0	миним.	25-30	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1	6.4	0.91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	12.7	1.63	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	149.4	1.90	0	<100	80-100	30-32	480	24
				Продавочная	191.9	1.54	-	0	миним.	27-32	-	-
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	1	1	Буферная	8.0	1.25	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	8.1	1.90	0	<30	80-100	25	320	24
				Продавочная	52.7	1.11	-	0	миним.	20-25	-	-
6	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буферная-1	6.4	0.91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	8.7	1.25	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	17.7	1.90	0	<100	80-100	30-32	480	24
				Продавочная	66.6	0.96	-	0	миним.	27-32	-	-



Продолжение таблицы 9.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7	Эксплуатационная колонна (надставка)	1	1	Буферная	12.7	1.00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	28.1	1.90	0	<250	42	34	240	24
				Продавочная	49.9	0.96	-	0	миним.	20-25	-	-

Примечания

- 1 Объемы тампонажных растворов взяты с учетом коэффициента кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;
 - 2 Продавочная жидкость - буровой раствор;
 - 3 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования резервной 406,4 мм, промежуточной 339,7 мм, эксплуатационной 273,1 мм колонн и эксплуатационного хвостовика 177,8 мм [70].
- * Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ);
- ** Техническая вода;
- *** Не регламентируется.



Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	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	-	-	698.6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2.15	-	-	14.0
					Облегчающая добавка (A-2)	2.40	-	-	27.9
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	758.9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1318.6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2.15	-	-	33.0
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	581.1
				Продавочная	Вода техническая	1.00	-	-	-
2	Резервная	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	-	-	698.6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2.15	-	-	14.0
					Облегчающая добавка (A-2)	2.40	-	-	27.9
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	758.9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1318.6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2.15	-	-	26.4
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	581.1
				Продавочная	Вода техническая	1.30	-	-	-
3	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода	1.00	-	-	890.7
					Полимер (GW-22)	1.50	-	-	3.1
					Дисперсант (US-40)	1.10	-	-	1.7
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4.20	-	-	459.4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	26.7



Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Промежуточная колонна	1	1	Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	879.1
					Хлористый кальций CaCl_2 (A-7)	2.15	-	-	4.4
					Облегчающая добавка (A-2)	2.40	-	-	15.8
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	5.3
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	720.6
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1318.6
					Хлористый кальций CaCl_2 (A-7)	2.15	-	-	6.6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	5.3
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3.20	-	-	6.6
					Понижитель вязкости (CD-32)	1.25	-	-	2.6
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	581.1
				Продавочная	Буровой раствор	1.34	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1.00	-	-	333.5
					Базовое масло (Lamix)	0.80	-	-	495.5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	48.6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1.00	-	-	784.6
					Полнмер (GW-22)	1.50	-	-	3.1
					Дисперсант (US-40)	1.10	-	-	6.3
					Утяжелитель BaSO_4 (Barite)	4.20	-	-	749.0
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	5.8
				Тампонажный	Цемент O (HSR)	3.18	-	-	1292.3
					Хлористый калий KCl (A-9)	2.71	-	-	25.8
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	4.5
					Понижитель вязкости (CD-32)	1.25	-	-	2.6
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3.20	-	-	5.2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1.36	-	-	5.2
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	581.6
				Продавочная	Буровой раствор	1.54	-	-	-
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	1	1	Буферная	Буферный материал (Ultraflush II)	0.91	-	-	26.0
					Утяжелитель CaCO_3	2.71	-	-	402.3
					Дисперсант (US-40)	1.10	-	-	71.4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	72.8
					Вода	1.00	-	-	678.4



Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	1	1	Тампонажный	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1236.2
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	6.2
					Реагент, блокирующий газ (BA-58)	2.20	-	-	98.9
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3.20	-	-	4.9
					Понижитель вязкости (CD-32)	1.25	-	-	3.7
					Замедлитель схватывания (R-3)	1.36	-	-	2.5
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	564.7
6	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Продавочная	Буровой раствор	1.11	-	-	-
				Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1.00	-	-	333.5
					Базовое масло (Lamix)	0.80	-	-	495.5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	48.6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1.00	-	-	784.6
					Полимер (GW-22)	1.50	-	-	3.1
					Дисперсант (US-40)	1.10	-	-	6.3
					Утяжелитель CaCO ₃	2.71	-	-	402.3
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	5.8
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1292.3
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	4.5
					Реагент, блокирующий газ (BA-58)	2.20	-	-	103.4
					Понижитель вязкости (CD-32)	1.25	-	-	2.6
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3.20	-	-	5.2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1.36	-	-	5.2
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.6
					Вода	1.00	-	-	581.6
				Продавочная	Буровой раствор	0.96	-	-	-
7	Эксплуатационная колонна (надставка)	1	1	Буферная	Вода	1.00	-	-	877.1
					Полимер (GW-22)	1.50	-	-	2.9
					Дисперсант (US-40)	1.10	-	-	52.4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1.02	-	-	48.6
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3.18	-	-	1318.6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1.28	-	-	5.3
					Замедлитель схватывания (R-3)	1.36	-	-	1.3
					Пеногаситель (FP-21L)	0.88	-	-	1.8
					Вода	1.00	-	-	581.1
				Продавочная	Буровой раствор	0.96	-	-	-



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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементирования части колонны (снизу-вверх)	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип (шифр) агрегата или бурового насоса	Назначение агрегата или бурового насоса	Количество агрегатов (буровых насосов), работающих на одном режиме	Режим работы агрегатов (буровых насосов)						Время выполнения технологической операции, мин	
								диаметр цилиндровых втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см ²		объем порции на данном режиме, м ³		
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции		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	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		15.9			6.4	7	7
				Тампоаж-1		затворен.	1	114.3		15.9			16.0	17	17
				Тампоаж-1		закачка	1	114.3		8.0			45.4	95	112
				Тампоаж-2		затворен.	1	114.3		8.0			8.4	18	130
				Тампоаж-2		закачка	1	114.3		5.3			8.4	26	156
				Тех. вода		продавка	1	114.3		5.3		11	1.8	6	162
2	1	1	Цементирование резервной колоппы	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			15.9	13	13
				Тампоаж-1		затворен.	1	114.3		18.6			16.0	14	14
				Сброс пробки									5	19	
				Тампоаж-1		закачка	1	114.3		18.6			40.4	37	56
				Тампоаж-2		затворен.	1	114.3		15.9			16.0	17	73
				Тампоаж-2		закачка	1	114.3		15.9			51.2	54	127
				Сброс пробки									5	132	
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		26.5			114.4	72	204
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		43	2.0	6	210
3	1	1	Цементирование промежуточной колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			15.9	13	13
				Тампоаж-1		затворен.	1	114.3		18.6			16.0	14	14
				Сброс пробки									5	19	
				Тампоаж-1		закачка	1	114.3		18.6			25.2	23	42
				Тампоаж-2		затворен.	1	114.3		15.9			16.0	17	59
				Тампоаж-2		закачка	1	114.3		15.9			107.6	113	172
				Сброс пробки									5	177	
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		26.5			151.3	95	272
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		77	2.0	6	278



Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Цементи- рование экспл. колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			19.1	15	15
				Тампонаж		затворен.	1	114.3		21.2			16.0	13	13
				Сброс пробки										5	18
				Тампонаж		закачка	1	114.3		15.9			149.4	157	174
				Сброс пробки										5	179
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		26.5			189.9	119	299
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		91	2.0	6	305
5	1	1	Цементн- рование промеж. колонны 2 (хвос- товпка)	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			8.0	6	6
				Тампонажный		затворен.	1	114.3		13.3			8.1	10	10
				Тампонажный		закачка	1	114.3		13.3			8.1	10	21
				Сброс пробки										5	26
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		21.2			50.7	40	66
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		42	2.0	6	72
6	1	1	Цементн- рование экспл. колонны (хвостов- вика)	Буфер	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			15.1	12	12
				Тампонажный		затворен.	1	114.3		13.3			16.0	20	20
				Тампонажный		закачка	1	114.3		13.3			17.7	22	42
				Сброс пробки										5	47
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		15.9			64.6	68	115
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		126	2.0	6	121
7	1	1	Цементи- рование экспл. колонны (подставки)	Буфер	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114.3		21.2			12.7	10	10
				Тампонажный		затворен.	1	114.3		13.3			16.0	20	20
				Тампонажный		закачка	1	114.3		13.3			28.1	35	56
				Сброс пробки										5	61
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		15.9			47.9	50	111
				Бур.раствор		продавка	1	114.3		5.3		128	2.0	6	117

Примечания

- 1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции, объем закачанной жидкости, объем вытесняемого раствора из скважины, газосодержание в вытесняемом из скважины растворе. Контроль и управление процессом цементирования осуществляется по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементировочным агрегатом;
- 2 Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и др.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.



Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных 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	-	FALCON/ TUCANO	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
2	1	1	13.5	1000		- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
3	1	1	0	1900	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
4	1	1	0	4180	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
5	1	1	4000	4500	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
6	1	1	3900	5451	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
7	1	1	2600	3900	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	



Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
			от (верх)	до (низ)	тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для 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				600ST	2	1	1	АЦН-20	3	1	2	-
2	1	1	13.5	1000	отсутствуют				600ST	4	2	2	АЦН-20	5	1	4	-
3	1	1	0	1900	отсутствуют				600ST	7	5	2	АЦН-20	6	1	5	-
4	1	1	0	4180	отсутствуют				600ST	8	-	-	АЦН-20	6	1	5	-
5	1	1	4000	4500	отсутствуют				600ST	1	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
6	1	1	3900	5451	отсутствуют				600ST	1	-	-	АЦН-20	1	-	-	-
7	1	1	2600	3900	отсутствуют				600ST	2	-	-	АЦН-20	2	1	1	-



Таблица 9.15 - Потребное для цементированния 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	4	5	6	7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цементировочный агрегат FALCON/ TUCANO Cement Unit	2	2	2	2	2	2	2	14
2	Цементовоз 600 ST	2	4	7	8	1	1	2	25
3	Осреднительная ёмкость	1	1	1	1	1	1	1	7
4	Автоцистерна	3	5	6	6	1	1	2	24

Примечание - Допускается использование цементировочной техники других фирм-производителей при условии обеспечения требований проекта.



Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере- ния	Потребное количество							суммарное на скважину
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)							
				1	2	3	4	5	6	7	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Цемент класса G(HSR)	API 10A	т	44.9	100.5	172.2	202.7	10.6	24.0	38.9	554.8
2	Хлористый кальций (А-7)	ТУ фирмы-изготовителя	кг	937.7	1971.2	844.6	-	-	-	-	3753.5
3	Облегчающая добавка (А-2)	то же	кг	1307.9	1162.2	410.2	-	-	-	-	2880.3
4	Пониизитель водоотдачи (FL-52)	- " -	кг	-	-	721.2	695.8	51.8	82.3	152.8	1551.1
5	Пониизитель вязкости (CD-32)	- " -	кг	-	-	292.3	397.6	31.1	47.0	-	768.0
6	Замедлитель схватывания (R-3)	- " -	кг	-	-	-	795.2	20.7	20.7	38.2	836.7
7	Хлористый калий KCl (А-9)	- " -	кг	-	-	-	3975.9	-	-	-	3975.9
8	Пеногаситель (FP-21L)	- " -	кг	86.7	147.5	213.8	240.6	13.1	28.4	51.5	730.1
9	Расширяющаяся добавка (EC-1)	- " -	кг	-	-	730.6	795.2	41.5	94.0	-	1661.3
10	Реагент, блокирующий газ (BA-58)	- " -	кг	-	-	-	-	829.35	1880.4	-	2709.7
11	Поверхн.активное в-во (MCS-A)	- " -	кг	159.1	397.7	437.7	394.6	596.5	370.8	-	2356.3
12	Полимер (GW-22)	- " -	кг	-	-	51.4	41.2	-	28.3	37.4	120.9
13	Дисперсант (US-40)	- " -	кг	-	-	28.3	82.3	584.8	56.6	686.6	751.9
14	Базовое масло (Lamix)	- " -	кг	-	-	-	3245.6	-	3245.6	-	6491.3
15	Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	- " -	т	-	-	7.5	9.8	-	-	-	17.3
16	Буферный материал (Ultraflush II)	- " -	кг	-	-	-	-	212.9	-	-	212.9
17	Утяжелитель (CaCO ₃)	- " -	кг	-	-	-	-	3294.4	3623.8	-	6918.2
18	Вода техническая для затворения	-	м ³	43.3	66.4	88.8	95.5	4.6	11.3	18.0	309.9
19	Вода техническая для буфера	-	м ³	6.2	17.1	14.2	13.3	5.9	3.2	12.3	59.9
20	Всего воды	-	м ³	49.5	83.5	103.0	108.9	10.5	14.6	30.3	275.9

Примечания

- 1 Допускается использование цемента марки ПЦТ I-G-CC-I или марки "G" разных фирм-производителей (Dykerhoff, Volsk Cement и др.) при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
- 2 Допускается использование других химических реагентов различных фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10);
- 3 Для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов - K=1,03, для воды затворения K=1,1 [70];



9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевое и пртивовибросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвяз- ки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудование и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изгото- вление	Коли- чество	Допус- тимое рабо- чее да- вление, кгс/см ²	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					еди- ницы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор		-	1	Дивертерная установка Hydril MSP 2 М - 21 1/4" (540 мм х 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	Резервная колонна		-	1	Дивертерная установка Hydril MSP 2 М - 21 1/4" (540 мм х 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	
3	I промежуточная колонна 339.7 мм (13 3/8")	67	210	135	Кольцевой превентор Hydril 13 5/8" сдвоенный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8"	API 16A	1 1	350 700	6.36 4.41	13.9
4	II промежуточная колонна 273.05 мм (10 3/4")	67	393	-	Одинарный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8" (Аналог ОП67-350/80 х 70 К22		1 1	700 700	3.13	
5	III промежут. Хвостовик	67	-	-	ГОСТ 13862-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных линия дросселирования 100 мм		1 1 1 1	700 700 700 700		
6	Хвостовик 177.8 мм (7")	67	-	-	блок дросселирования линия глушения 50 мм		1	700		
7	Надставка 177.8 мм (7")	67	-	-	Колонная головка FMC 30" х 20" х 13 3/8" х 10 3/4" х 5"	API 6A	1	700	2.85	
8	Хвостовик 114.3мм (4 1/2")	-	-	-	Фонтанная арматура FMC (Аналог АФ6А-80/65 х 70 К22 ГОСТ 13846-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных)	API 6A	1	700	3.31	



Продолжение таблицы 9.17

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.
- * Согласно инструкции завода-изготовителя он не предназначается для герметизации устья и создания противодавления, потому опрессовка не требуется.



10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластониспытателя, снускаемого на трубах

Объект испытан- ния		Вид операции (опробованне, испытание, ис- пытание с гео- физическими исследованиями	Затраты времени на испытании							Суммарное время по всем объектам, сут	
номер	глубина нижней границы, м		для буровой органнзации				для геофизической организации				
			нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			прора- ботка по нормам ЕНВ	промыв- ка по та- бл.3 Вр. УСИВ	испытание (опробова- ние) по табл. 2 Вр.УСНВ		ожидание прнтока по табл. 21 СНВ на ПГН	испытание (оп- робование) 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 пластониспытателя, снускаемого на трубах

Номер объекта испытания (см.табл. 10.1)	Количество одно- временно испытываемых объектов	Характеристика КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зума, м	Диаметр долота для бурения под зума, мм	Хвостовик	
		тип испытателя пластов	количество, шт.		Шифр пакера	Тип пробника		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
			испытателей пластов	пакеров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Таблица информации не имеет																

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, снускаемого на кабеле

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



10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип резьбы	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 рас- тяже- ние	на избыточное давление	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	4940	4950	114.3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7.37	20.09	10	0.2	-	-	822.83	-	-
	2	2000	4940	114.3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7.37	20.09	2940	59.1	-	-	2.30	1.33	1.35
	3	0	2000	139.7	TSH- Blue DPLS	T95.1	10.54	34.22	2000	68.4	-	-	2.04	4.40	1.58

Примечания

- 1 Место установки 7" пакера Premier (или аналогичного) на 10 м выше башмака НКТ;
- 2 Клапан-отсекатель Halliburton SP-2 (или аналогичный) установить на глубине 60 м;
- 3 Коэффициент запаса прочности рассчитан с учетом усилия натяжения, равного 12,7 т, для освобождения пакера;
- 4 Коэффициент запаса прочности на наружное избыточное давление рассчитан на случай смены бурового раствора в НКТ на азот;
- 5 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	объём 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 цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт
1	2	3
Таблица информации не несёт		

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
Таблица информации не несёт				



Таблица 10.8 - Продолжительность освоения (испытания) 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	Гидроразрывы пласта (ГРП)	местные нормы	15.0	15.0
	Вызов притока и очистка скважины	местные нормы	20.0	35.0
	Испытание скважины на режимах с сжиганием газа и жидкости	местные нормы	2.5	37.5
	Испытание скважины на режимах без сжигания газа и жидкости	местные нормы	7.5	45.0
Примечания				
1 Продолжительности операций приняты согласно раздела 5 (Продолжительность строительства) Технического задания;				
2 Гидроразрывы и солянокислотные обработки объекта проводить согласно табл. 10.12 или по программе Заказчика.				



Таблица 10.9 - Продолжительность работы агрегатов при освоении (испытании) 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	ГРП и СКО объекта в 11-ти зонах	АН -700, Coil tubing	15	местные нормы	132.0
	Очистка скважины	ЗЦА-400, Coil tubing	20	местные нормы	240.0
Примечания					
1 Допускается продолжительность работы агрегатов и азотных компрессоров в зависимости от Программы Заказчика;					
2 Допускается применение цементируемых агрегатов других фирм-производителей (Baker Huges, Halliburton, Schlumberger и др.).					



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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Наднакерная жидкость плотностью 1,00 г/см ³ , состав\объем:	См. примечание 2	м ³	103.6
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	м ³	102.0
	BARACOR 100 - ингибитор коррозии	Стандарт АНН	кг	517.8
	BARACOR 95 - ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	207.1
	OXYGON - поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	103.6
	SOURSCAV - поглотитель H ₂ S	Стандарт АНИ	кг	590.3
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНН	кг	72.5
	GLUTERALDEHYDE - бактерицид	Стандарт АНИ	кг	51.8
	Вода для промывки скважины перед испытанием	Местные нормы	м ³	#VALUE!
	Материалы для интенсификации притока	См. примечание 4		
Примечания				
1 Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора плотностью 0,96 г/см ³ в количестве двух объемов скважины, без учета объема бурового раствора плотностью 0,96 г/см ³ , находящегося в скважине, согласно пункту 5.14 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности;				
2 При необходимости увеличения плотности надпакерной жидкости производить ввод солей NaCl или CaCl ₂ ;				
3 В качестве 2-го варианта надпакерной жидкости допускается использовать буровой раствор на основе «Lamix» плотностью 0,96 г/см ³ (INNOVERT) после дополнительной очистки его от твердой фазы и обработки согласно разделу 7.2 Проекта;				
4 Наименование и объемы растворов и концентрации входящих в их состав хим. реагентов для интенсификации притока приведены в таблице 10.12 или в программе Заказчика.				



Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность сжигания, сут	Диаметр штуцера, мм	Объемы сжигания по характеру флюида	
			газ, тыс. м ³	ССПФ, т
1	2	3	4	5
1	0.8	6.35	163.483	126
	0.8	12.70	653.932	502
	0.8	15.90	1024.989	787
Всего	2.5		1842.404	1415
Примечание - Объемы сжигания приняты согласно информации по запланированному объему и времени сжигания газа и смеси (ССПФ), содержащей пластовый флюид с промывочной жидкостью, продуктами интенсификации притока скважины (водный раствор соляной кислоты, соли кальция, магния, механические примеси), образующейся при пуске, последующем ремонте и обслуживании скважины.				



Таблица 10.12 - Растворы для интенсификации притока из скважины

Зона №	Интервал зоны, м (по стволу)		Усредненная длина зоны, м	Эффективная длина зоны, м	Тип воз- действия	Необходимые объемы растворов, м ³		
						HCL28	SDA15	на зону
1	6715	6600	114,9	54,7	СКО	25,61	36,99	62,60
2	6600	6485	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
3	6485	6370	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
4	6370	6255	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
5	6255	6140	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
6	6140	6026	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
7	6026	5911	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
8	5911	5796	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
9	5796	5681	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
10	5681	5566	114,9	54,7	ГРП с СКО	25,61	-	25,61
11	5566	5451	114,9	54,7	СКО	25,61	36,99	62,60
Всего на скважину=						281,69	73,98	355,67

Жидкости и реагенты, входящие в составы растворов для интенсификации притока из скважины

Раствор HCl 28

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,136 м ³ /м ³	38,3 м ³
A270	Ингибитор коррозии	8,0 л/м ³	2253,5 л
W054	Неэмульгирующий агент	2,0 л/м ³	563,4 л
W060	Ингибитор эмульсии и осадкообразования	3,0 л/м ³	845,1 л
F110	Поверхностно-активное вещество	1,0 л/м ³	281,7 л
A201	Ингибитор коррозии	20,0 л/м ³	5633,8 л
A255	Поглотитель H ₂ S	2,0 л/м ³	563,4 л
H033	33% HCl	0,830 м ³ /м ³	233,8 м ³
L058	Поглотитель солей железа	1,2 кг/м ³	338,0 кг
J429	Загуститель кислоты	1,0 л/м ³	281,7 л



продолжение таблицы 10.12

Раствор SDA15

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,536 м ³ /м ³	39,7 м ³
A262	Ингибитор коррозии	6,0 л/м ³	443,9 л
W054	Неэмульгирующий агент	4,0 л/м ³	295,9 л
H033	33% HCl	0,419 м ³ /м ³	31,0 м ³
J548	Регулятор образования солей железа	10,0 л/м ³	739,8 л
J472	Понизитель фильтрации	5,0 л/м ³	369,9 л
J429	Загуститель кислоты	20,0 л/м ³	1479,6 л



11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
II Промежуточная колонна 273,05 мм	4500	30	209,6 УБТ (8 1/2" DC), переводники	21	Нипель и муфта	2.4	0.48
Эксплуатационная колонна 177,8 мм - Хвостовик	5451	60	СБТ 139,7 (5,5" DP)	1163	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300мм от утолщенной части.	2.4	26.29
		60	ТБТ 127 (5" HWDP)	18		2.4	0.41
Эксплуатационная колонна 114,3 мм - (нижняя часть ПО)	6715	60	БТ 88,9 (3,5" DP)	879	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300мм от утолщенной части.	2.4	19.86
		60	ТБТ 88,9 (3,5" HWDP)	12		2.4	0.26
Примечание - Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД 39 - 013 - 90 [30].							



Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операций техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шнфр)	количе- ство, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная колонна 339,7 мм	Промежуточная колонна совместно с ПВО	1900	35-8-5/PSM	1	210	ЕНВБ §109	1.35
	Цементное кольцо и горные породы	1903		1	131	ЕНВБ §112	1.53
Эксплуатационная колонна 273,05 мм	Эксплуатационная колонна совместно с ПВО	4180	35-8-5/PSM	1	393	ЕНВБ §109	1.35
Промежуточная колонна 2 (хвостовик)	Промежуточная колонна 2 совместно с ПВО	4500	35-8-5/PSM	1	226	ЕНВБ §109	1.35
Эксплуатационная колонна - хвостовик 177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой FMC	5451	35-8-5/PSM	1	210	ЕНВБ §109	1.35
Эксплуатационная колонна - надставка 177,8 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой FMC	3900	35-8-5/PSM	1	210	ЕПВБ §109	1.35
НКТ (нижняя часть ПО) 114,3 мм	Фонтанная арматура FMC Technologies/ Breda	6715	35-8-5/PSM	1	590	ЕНВБ §112	1.53
Примечания 1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями; 2 Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Величина пробного давления равна 1,5 Р _р (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная [51]), с участием АСС, с составлением акта. Время опрессовки не менее 10 минут, п. 473 [18].							

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 6715 м, при максимальном весе буровой колонны - 322,3 т и обсадной колонны - 452,5 т, а так же исходя из наличия буровых установок у бурового Подрядчика, выбраны буровые установки Rig-258, RIG-249 грузоподъемностью 650 т

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

Буровая установка ZJ-20 грузоподъемностью 147 т может использоваться для бурения и крепления под направление и кондуктор.

Буровое оборудование сконструировано, 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 аналогичной характеристикой.



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	-"-	9882	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 буровый 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 стронтельных и монтажных работ

№ вари анта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
2	9882	Rig 258, Rig 249, ZJ-20*	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 12.3 - Спецификация бурового и силового оборудования станков RIG-258 и RIG-249

№№ 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-249, RIG 258 максимальная грузоподъемность 650 т	комплект	2	1	
1	Вышепный 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 I 165E, г/п 650 т с электроприводом GE 752 Verticle	комплект	2	1	
1.6	Кронблок Detck Services, г/п 680 т	комплект	2	1	
1.7	Талевый блок Idco 750, г/п 750 т	комплект	2	1	
1.8	Крюкблок 5750 BJ Dynaplex г/п 750 т	комплект	2	1	
1.9	Вертул 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 павививания квадрата International Kelly Spinner	комплект	2	1	
2.8	Шпильная катушка для свививания труб типа 24-АН	комплект	2	1	
2.9	Шпильная катушка для разививания труб типа 37-АН	комплект	2	1	
2.10	Противозатаскиватель DUO-Matic Crown	комплект	2	1	
2.11	Направляющее устройство ходового конца Otoco с протновесом	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 капатной техники Mathey Surveyor 3-х скоростная, элетропривод 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, самонисцы параметров бурения, пульт управления ПВО	комплект	2	1	



продолжение таблицы 12.3

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	Магистраль 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 магистраль 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 песколоушкой и дегазатором:	комплект	2	1	
4.1.1	- электромешалка Brandt с двигателем 10 л.с.	комплект	2	1	
4.1.2	- пескоотделительная установка Detick 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	- смешивательная воронка Pioneer Sidewinder	комплект	2	2	
4.5.6	- смешивательная воронка Demco	комплект	2	1	
4.7	Долиточная емкость V=7,3 м ³ :	комплект	2	3	
4.8	Емкость для сбора шлама (выбуренной породы)	комплект	2	2	



продолжение таблицы 12.3

1	2	4	5	6	7
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 МСС	комплект	2	2	
6.3	Воздухосборник V=1,89 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 буровишка	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 12.3

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 H ₂ S):				
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	
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	



продолжение таблицы 12.3

1	2	4	5	6	7
14.10	Линия выхода от блока дросселирования к виброспам	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 Koomey 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 Koomey типа FA-42 на 210 атм	комплект	2	3	
15.1.4	- трехцилиндровый насос Koomey 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	Шлаги 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 буртуб Wooley 5" и 3 ¹ / ₂ " на 350 тс	комплект	2	1	
16.5	Ручные клинья Wooley A 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 буровых 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	
17.2	Переносные детекторы H2S Drager или аналог	комплект	2	3	
17.3	Взрывометр класса Industrial Scientific модель LTX-412	комплект	2	3	



продолжение таблицы 12.3

1	2	4	5	6	7
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 MHG 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	
21.6	Агрегат для очистки напорной струей воздуха	комплект	2	1	
21.7	Агрегат для очистки горячей водой Partech стационарный	комплект	2	1	
21.8	Система розжига факела на пропане	комплект	2	1	
21.8	Емкости для дизельного топлива 4 цистерны $V=313 \text{ м}^3$:				
21.8.1	- емкость $V=79,5 \text{ м}^3$ на трейлерах с откидной крышкой и ограждениями	комплект	2	3	
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 фильтрации	комплект	2	2	



продолжение таблицы 12.3

1	2	4	5	6	7
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	Стеллажи 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 воздухоподогреватель Tioga с двумя топочными камерами	комплект	2	2	
21.15	Паронагреватель Иолмап 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	
21.20.3	- 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 12.4 - Спецификация бурового и силового оборудования стапка ZJ-20

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. измере-я	Номер вариант	Коли- чество	Примеча- ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ-20"			к-т		1	
	Грузоподъемность - 88,2/ 147 т (рабочая/статическая)						
	Привод буровой установки - ДВС						
	Дизель CAT3412 N-485кВт и Дизель G12V190PZL N-810кВт			"-		1/1	
	Аварийное силовое устройство N-55 кВт			"-		1	
	Дизельный генератор VOLVO TAD1232GE N- 300 кВт			"-		1	
1	Буровая автоплатформа 13,55 м x 3,1 м x 2,9 м в том числе						
1.1	Вышка мачтовая JJ155/35-W высотой 35 м	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1;2	1	
1.2	Кроиблок TC155 грузоподъемностью (г/п) 155 т	"-	"-	"-	"-	1	
1.3	Крюкоблок YG150 г/п 147 т	агр.	"-	"-	"-	1	
1.4	Вертлюг XSL160 г/п 160 т на рабочее давление 350 атм	"-	"-	"-	"-	1	
1.5	Балкон верхового рабочего	кр. бл.	"-	"-	"-	1	
1.6	Страховочный канат верхового рабочего	агр.	агр.	"-	"-	1	
1.7	Буровая лебедка JC450-S N-450 кВт ; г/п 210 т:	кр.бл.	кр.бл.	"-	"-	1	
1.7.1	главный тормоз (ленточный)	агр.		"-	1	1	в к-кте
1.7.2	вспомогательный гидротормоз модель 202	"-		"-	"-	1	"-
1.7.3	гидравлическая катушка	"-		"-	"-	1	"-
1.7.4	таргальный барабан	"-		"-	"-	1	"-
1.7.5	противозатаскиватель	"-		"-	"-	1	"-
1.8	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната ZJ200	"-	агр.	"-	1;2	1	
1.9	Лебедка гидравлическая YJ г/п 5 т	"-	"-	"-	"-	1	
1.10	Лебедка гидравлическая YJ г/п 3 т	"-	"-	"-	"-	1	
1.11	Аварийное силовое устройство N-55кВт	"-	кр.бл.	"-	"-	1	
1.12	Дизель CAT3412 N-485 кВт для привода лебедки и ротора	кр.бл.	"-	"-	"-	1	
1.13	Коробка передач ALLISON S6610	агр.	"-	"-	"-	1	
1.14	Угловая приводная коробка передач E630-09	"-	"-	"-	"-	1	
1.15	Пневматическая система с компрессором (0,7 м³/мин) и воздухоохладителем 0,155 м³	"-	"-	"-	"-	1	
1.16	Гидравлическая система с масляным насосом (165 л/мин.	"-	"-	"-	"-	1	
1.17	Электрическая система	"-	"-	"-	"-	1	
1.18	Основание по вышку	кр.бл.	кр.бл.	"-	"-	1	
1.19	Система подъема вышки	агр.	агр.	"-	"-	1	



продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Рабочая площадка 5 м х 8 м с основанием высотой 4,5м (3,6 м - под ротором)	агр.	кр.бл.	к-т	1;2	1	
2.1	Ротор г/п ZP205 г/п 175 т с цепной передачей и клиповым захватом	-"	-"	-"	-"	1	
2.2	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомсром	-"	агр.	-"	-"	2	
2.3	Стойка стальной Ø - 75 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	
2.4	Подсвечник для бурильных труб	-"	кр.бл.	-"	-"	1	
2.6	Воздушный калорифер	-"	-"	-"	-"	1	
2.7	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 т	агр.	агр.	-"	-"	1	по необходимости
2.8	Модуль бурильщика:						
2.8.1	Пульт управления бурильщика:	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
2.8.2	индикатор веса па крюке	агр.		-"	1	1	в к-те
2.8.3	индикатор давления на стояке	-"		-"	-"	1	-"
2.8.4	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"	-"	1	-"
2.8.5	индикатор числа оборотов ротора	-"		-"	-"	1	по необход.
2.8.6	индикатор уровня в доливной емкости	-"		-"	-"	1	1" 1"
2.8.7	регистратор объема бурового раствора	-"		-"	-"	1	-"
2.8.8	пульт управления ПВО (дублирующий)	-"	агр.	-"	1;2	1	
3	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"		-"	1	1	-"
4	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"		-"	-"	1	-"
5	Воздушный калорифер	агр.	агр.	к-т	1;2	1	по необходимости
6	Энергетический модуль:	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
6.1	дизель- генератор VOLVO TAD1232GE N- 300 кВт	-"		-"	1	1	в к-те
6.2	щит управления	-"	м.бл.	-"	-"	1	
6.3	электрокомпрессор с электродвигателем N- 37 кВт	-"		-"	-"	1	в к-те
6.4	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере	-"		-"	-"	1	-"
7	Циркуляционная система:						
7.1	буровой насос F-1000 N-736 кВт с вытяжной вентилятором N-4кВт	м.бл.	м.бл.	-"	1;2	1	
7.2	привод бурового насоса- дизель G12V190PZL N-810кВт	-"	-"	-"	-"	1	
7.3	Вспомогательный насос НБТ-125 с электродвигателем N - 125 кВт	м.бл.	м.бл.	-"	1;2	1	
7.4	металлическая рама (сани)	-"	-"	-"		2	по необходимости



продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
7.5	всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-300	узел	узел	"-	"-	2	
7.6	задвигки низкого давления на всасывающей линии Ø-300 мм	агр.	агр.	шт.	"-	4	
7.7	выкидная линия бурового насоса высокого давления Ø-75 мм (от насоса до	узел	узел	к-т	"-	2	
7.8	линии высокого давления Ø-75 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от	"-	"-	"-	"-	1	
7.9	задвигки высокого давления Ø - 75 мм на манифольде	агр.	агр.	шт.	"-	2	
7.10	выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - ЦС)	узел	узел	м	1;2	10	
7.11	Емкость для очистки бурового раствора на 5 отсеков V- 40 м ³ :	м.бл.	м.бл.	"-	"-	1	по необходимости
7.11.1	вибросито сдвоенное PDS-1 с двумя эл/двигателями по N-1,84кВт	агр.		"-	1	1	по необход. в к-те
7.11.2	вакуумный дегазатор ZCQ1/4 со шламовым насосом и эл/двигателем к нему N-55кВт	"-		"-	"-	1	"-
7.11.5	шламовый насос SB-6x8-12 эл/двигателем к нему N- 55 кВт	"-		"-	"-	2	"-
7.11.6	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-5,5кВт	"-		"-	"-	1	"-
	гидроперсмешиватель	"-		"-	"-	1	"-
7.11.7	центрифуга со шламовым насосом и эл/двигателем к нему N-37 кВт						"-
	(по требованию заказчика)	"-	м.бл.	"-	1;2	1	
7.12	Ёмкость 50 м ³ для сбора перфорационной жидкости с обвязкой	"-	"-	"-	"-	1	
7.13	Ёмкость рабочая (всасывающая)V- 40 м ³ :	"-	"-	"-	"-	1	
7.13.1	пескоотделитель NCS-300 с п/бежным насосом и эл/двигателем к нему N- 55 кВт	"-		"-	1	1	в к-те
7.13.2	илоотделитель 2ZJ-125 с п/бежным насосом и эл/двигателем к нему N-55 кВт	"-		"-	"-	1	"-
7.13.3	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	"-		"-	"-	2	"-
7.13.4	гидроперемешиватель	"-		"-	"-	1	"-
7.13.5	емкость дозировочная для химреагентов V=2,5 м ³	"-		"-	"-	1	"-
7.13.6	модуль лабораторный буровых растворов	м.бл.	м.бл.	"-	1;2	1	
7.13.7	Ёмкость для смешивания бурового раствора на два отсека V=40 м ³	"-	"-	"-	"-	1	
7.13.8	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	"-		"-	1	2	в к-те
7.13.9	гидроперемешиватель	"-		"-	"-	1	"-
7.13.10	емкость V=7 м ³ для приготовления бурового раствора	"-		"-	"-	1	"-
7.13.11	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	"-		"-	"-	1	"-
7.14	Ёмкость для запаса бурового раствора V=40 м ³	"-	м.бл.	"-	1;2	6	
7.14.1	перемешиватель бурового раствора лопастной с эл/двигателем N-11 кВт	"-		к-т	1	12	в к-те
7.14.2	гидроперемешиватель	м.бл.		к-т	1	12	в к-те
7.15	Ёмкость доливная V= 7-12 м ³	"-	м.бл.	"-	1;2	1	
7.16	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	"-	"-	10	



продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Система приготовления бурового раствора:						
8.1	Буикер (контейнер) для материалов	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
8.2	емкость $V=2,5 - 4 \text{ м}^3$ на смешительной емкости			-"		1	в к-те
8.3	центробежный насос с эл/двигателем N-55 кВт	агр.	агр.	-"	1;2	2	
8.4	гидроворопка	-"	-"	-"	-"	2	
8.5	Шламовый насос с эл/двигателем к нему N- 5,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	-"	-"	-"	-"	1	
10	Шламовый насос с электродвигателем N-30 кВт для откачки жидкости из шахты с обвязкой трубопроводом с циркуляционной системой (по требованию заказчика)	-"	-"	-"	-"	1	
11	Емкость для сбора иластового флюида $V- 50 \text{ м}^3$ на концах линий ПВО	-"	-"	-"	-"	2	
12	Емкость для технической воды $V- 40 \text{ м}^3$ с центробежным насосом и эл/двигателем к ним N-7,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
13	Емкость для дизтоплива $V-20 \text{ м}^3$ с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
14	Бак для дизтоплива расходная $V-2 \text{ м}^3$	-"	-"	-"	-"	1	
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	-"	-"	1	
16	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)	узел	узел	-"	-"	4	
17	Противовыбросовое оборудование на 700 кгс/см^2 (аналог ОН5 230х700 ГОСТ 13862-2003) антикоррозийном исполнении К22 том числе:						
17.1	11" (280 мм) кольцевой превентор 2Н28-35 на 350 кгс/см^2	агр.	агр.	-"	-"	1	
17.2	11" (280 мм) превентор плащечный двойной 2FZ28-35 на 700 кгс/см^2	-"	-"	-"	-"	1	
17.3	11" (280 мм) четырехходовой переключатель FS28-35 на 700 кгс/см^2	-"	-"	-"	-"	1	
17.4	блок управления ПВО FKQ640-6G	-"	-"	-"	-"	1	
17.5	диспетчерская панель управления JY-120	-"	-"	-"	-"	1	
17.6	Манифольд линии дрессировки 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см^2 50 м	узел	узел	к-т	1;2	1	
17.7	Манифольд для глушения скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 350 кгс/см^2 100 м (К3)	-"	-"	-"	-"	1	
17.8	Штуцерный манифольд диаметром 103 мм на рабочее давление 350 атм (1гидравлический и 2 ручных клапана типа PUF 103/35) (К3)	агр.	агр.	-"	-"	1	



продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
17.9	Пульт управления гидравлическим штуцером (тнн манометра У40, на 400 атм с минимальной ценой деления 1,4 атм) (КЗ)	-"	-"	-"	-"	1	
17.10	Сепаратор газа из бурового раствора NQF800/0,7	-"	-"	-"	-"	1	
17.11	Аккумулятор для закрытия пресентора FKQ6404	-"	-"	-"	-"	1	
17.12	Электрический насос QB-21.80	-"	-"	-"	-"	1	
17.13	Воздушный насос QYB-40.60L	-"	-"	-"	-"	1	
18	Гидравлическая лебедка г/п 3 т	-"	-"	-"	-"	1	
18.1	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм x 25 м	узел	узел	-"	-"	2	
19	Фланцевая арматура: АФК6-80/65-700 КЗ	ягр.	ягр.	-"	-"	1	
20	Приемный мост металлический горизонтальный	м. бл.	м. бл.	-"	1;2	1	
21	Приемный мост наклонный	-"	-"	-"	-"	1	
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-"	-"	-"	-"	6	
23	Испытательная площадка	-"	-"	-"	-"	1	
24	Бойлер (котельная) или ПКН-2С или 2 электродвигателя по 100 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
25	Емкость V-20 м ³ для воды (питание котла) с центробежным насосом и	-"	-"	-"	-"	1	
26	Емкость V-4 м ³ для дизтоплива (питание котла) с центробежным насосом и	-"	-"	-"	-"	1	
27	Обвязка оборудования коммуникациями:						
27.1	Водопроводы	узел	узел	-"	-"	1	
27.2	Топливоводы	-"	-"	-"	-"	1	
27.3	Воздуховоды	-"	-"	-"	-"	1	
27.4	Паропроводы	-"	-"	-"	-"	1	
28	Металлические ограждения бурового оборудования	ягр.	ягр.	-"	-"	1	
29	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-"	-"	-"	-"	1	
30	Электромонтаж оборудования	-"	-"	-"	-"	1	
31	Электроосвещение буровой установки	-"	-"	-"	-"	1	
32	Контур заземления	узел	узел	к-тур	-"	3	
33	Опресовка обвязки буровых насосов			ягр/оп	-"	1	
36	Центрирование вышки в процессе бурения	опер.	опер.	вышка	-"	1	
37	Радистанция в режиме диспетчерской связи	узел	узел	к-т	-"	1	
38	Система внутренней связи	узел	узел	к-т	1;2	1	
39*	Двусторонняя связь с аварийными службами	-"	-"	-"	-"	1	
40	Мобильная радиостанция "Motorola GP 900" или аналог						
41	Трапные установки высокого и низкого давлений (КЗ) с отводом на факел	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1/1	



продолжение таблицы 12.4

1	2	3	4	5	6	7	8
42	Факельное устройство для бездымного сжигания газа типа " FKVP-H40-R8S-ERK" (труба вертикальная 10 м d-73-89 мм с узлами зажигания и досжигания тина LPG)	-"	-"	-"	-"	1	
43	Факельная линия 73 мм х 100 м па металл.стойках в бетоне	узел	узел	м./ст.	-"	1	
44	Выкидная линия 73 мм х 100 м для отработки скважины на металл. стойках в бетоне	-"	-"	-"	-"	1	
45	Задвижка д.-80 мм высокого давления на выкидных линиях	м.бл.	м.бл.	шт.	-"	4	
46	Замерная емкость 10 м ³ со связкой	-"	-"	-"	-"	1	
47	Демонтаж бурового оборудования			-"	2	1	
48	Подготовительные работы к транспортировке вышечпо-лебедочного блока	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
49	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину			-"	-"	1	
50	Металлические ограждения бурового оборудования			комплект	2	1	
51	Электромонтаж оборудования			операц.	2	1	
52	Электроосвещение буровой установки			комплект	2	1	
53	Контур заземления			комплект	2	3	
54	Молниезащита**			комплект	2	1	
55	Опрессовка обвязки буровых насосов			агр.-оп.	2	1	
56	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 пункту 7 ПУЭ-2015. Сокращенные термины: г/п-грузоподъемность; к-т - комплект; шт. - штук; агр/оп - агрегато-операцион; к-ур - контур; а/м - автомобиль; кр.бл.-крупно-блочный монтаж; агр. - агрегатный монтаж; м.бл. - мелкоблочный монтаж. №№ вариантов - 1: 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж. * Одна радиостанция (радиотелефон) для независимой связи с дежурными противопожарной и газоспасательной служб и транспортным средством согласно требованиям п. 724 [67]. При освоении и гидродинамических исследованиях скважины выпускные трубы двигателей внутреннего сгорания, в том числе автомобилей, тракторов и другой техники, находящейся около скважины, должны быть оборудованы искрогасителями согласно требованиям п. 770 [67]. ** Выполняется согласно разделу 5 ПУЭ-2015 и СН РК 2.04-29-2005 "Инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений".							



Таблица (объединенная) 12.5 - 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	вышечно-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 перевозочной вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	Всего	в том числе					
		строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
1	2	3	4	5	6	7	8
-	183.0	12.0	2.0	124.0	45.0	-	45.0

1625 - проектная скорость бурения, м/ст.мсс;

 $T_{\text{бур}} = (6715 \times 30) / 1625 = 124$ 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	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор (20")	2	0	200		3	
2	Резервная (16")	3	200	1000		10	
3	Промежуточная (13 3/8")	4	1000	1900		12	
4	Эксплуатационная (10 3/4")	4	1900	4180		31	
	Промежуточная 2						
5	(опциональный хвостовик) (8 5/8")	2	4180	4500		7	
6	Эксплуатационная (хвостовик) (7")	3	4500	5451		19	
7	Нижняя часть ПО (4 1/2")	2	5451	6715		22	
	Итого:	124				104	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Наименование объектов	Количество на объект
1	2	3	4
1	Лебёдка вспомогательная или безопасная шпнлевая катушка с направляющим роликом.	БУ	1 шт. на
2	Грузоподъёмное устройство (кран, тельфер) с комплектом тарированных грузозахватных приспособлений.	Приёмный мост	1 комплект
3	Тали ручные для ремонта гидравлической части буровых насосов и замены дизелей.	БУ	1 шт.
4	Противозатаскиватель талевого блока (ограничитель переиождёма) 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 части 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 ярусе 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.) подвешенная, 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 (ПБК) 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 ностом 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 (но 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 бурных 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 мехпзмов для очистки бурового раствора от твёрдых частиц и газонасыщения (вбросита, пескоотделитель, 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 нренторных установок.	БУ	Не менее чем на 2 заправки
38	Комплект ключей во взрывобезопасном исполнении для фланцевых соединений нренторной установки.	БУ	1 к-т
39	Указатель "Открыто" - "Закрыто" к задвижке высокого давления	БУ	1 шт.
40	Демпфер (нредохранитель) 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 снас. уст.)
53	Аварийная кнопка "стоп".	БУЭ	1 шт.
54	Влагоотслител для пневмосистемы.	БУ	1 к-т
55	Автоматическое устройство на отключение компрессоров.	Компрес-сор	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-ГИГИЕИЧЕСКИЕ 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, лицензированию, 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 СПиП 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 СПиП 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°C ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий 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 н.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 противовибросового оборудования	п.8 §5 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурового 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 НБ	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, отопление 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 НБ	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 обслуживание 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	Ежедневный 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 обробоании и испытании скважин	и.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. Строющаяся 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;	и.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 освещенности.
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 бригады 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 противогАЗа при хранении 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 освещенности 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 [13].
8	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещенности которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебедочный блок, сыловое 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 взрывонепригодное, 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, экранирующие источник света или отражатель от буровика 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 объектам промышленности» приказ Министра здравоохранения РК от 11.02.2022 года № КР ДСМ-13 строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.

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

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



Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, п 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, ном. 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, нолукомбинезон 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 нефтемаслостойкие с металлическими подносками	ГОСТ 5394-89	всем
11	Сапоги резиновые	ТУ 38.306004-95	всем
12	Каска защитная с подшлемником	ТУ 13-983-93 или аналогичн.	всем
13	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
14	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
15	Противогазы изолирующие		всем
16	Автономный дыхательный аппарат с положительным давлением (выше атмосферного) для защиты органов дыхания при любой концентрации в воздухе H ₂ S или серпистого 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 тёмных 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 противогаса с отрицательным давлением (ниже атмосферного), не должна использоваться во время работ, при которых можно подвергнуться воздействию сероводородной или сернистой - 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 газопасательной 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	Вертлужки-разрядники шипно-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 11.02.2022 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, воздухоудки, 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 ДЗП.

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-горизои- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ное осве- щение
					Освещённость, лк		показа- тель ос- леплён- ности более, %	
					при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой.	Шкала приборов, кнопки управления	Г. В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора.	Рычаги, рукоятки	Г. В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного.	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников.	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г. В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост.	Г	XI	10	10	-	-
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадк. Вышецо-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 буровых 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 (любка, 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	Емкость (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 (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	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 (освещенность снижена на одну ступень шкалы освещенности)	Пульт	В	IV г	75	100	-	10
26	Цементировочная головка (освещенность повышена на одну ступень шкалы освещенности)	Кран	В	X	50	50	-	-
27	Мерный бак цементировочного агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-
28	Место зарядки проточных и взрывных аппаратов (ПВД)	Место зарядки	Г	V г	75	100	-	-
29	Каротажный подъемник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъемника до блок баланса; от подвесного ролика до устья скважины	Барaban, пульт кабины машиниста Кабель	Г В Г	X XI	30 50 10	30 50 10	Освещенность установка 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

№№ п/п	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 снстемы, у вибросит, в насосном помещении (2 единицы), у приемных емкостей (2 едипицы), в помещенип отдыха персонала.
2	Стацнонарная система предупреждения о появлении токсичных газов. Сотрич 4120 Statox	комплект	
3	Стационарный индикатор сероводорода Модель 1201	комплект	
4	Карманный газоснгнализатор сероводорода УС-80HS	всем	
5	Индивидуальный газосигнализатор сероводо- рода с цифровой индикацней и сигнализацней тревоги HS - 82	всем	
6	Портативный газосигналнзатор сероводорода AG - 5100	всем	
7	Портативный газосигналнзатор сероводорода AG - 6000	всем	
8	Газоснгнализатор УГ - 2	комплект	
9	Газоонределитель ГХ - 4	комплект	

Примечание-

Допускается замена приборов котроля воздушной среды зарубежными нли
отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

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



Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Количес- тво, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Пожарный щит, состоящий:	ТУ 220	4*	ППБС РК 10-98
1.1	Ящики с песком объемом 0,1м ³	СТ РК 1174-2003	1	
1.2	Углекислотный огнетушитель		1	
1.3	Порошковые огнетушители		2	
1.4	Лопаты	ГОСТ - 19586 - 87	2	
1.5	Лом пожарный легкий	ГОСТ - 16714 - 71	1	
1.6	Топоры	ГОСТ - 18587 - 89	1	
1.7	Багор пожарный	ГОСТ - 16714 - 71	1	
1.8	Ведро пожарное	ТУ 220	2	
1.9	Плотное полотно (войлок) 2 x 2 м		1	
2	Огнетушители:			Размещаемые:
2.1	Передвижные порошковые по 100 л	ГОСТ - 51057 - 97	1	на площадке ГСМ
2.2	Хладоновые 2 л	"-	2	на площадке дизель-
	или порошковые по 5 л	"-	2	ного генератора
2.3	Хладоновые 2 л	"-	2	в электрощитовой
	или порошковые по 5 л	"-	2	
2.4	порошковые по 5 л или	"-	4**	в офисных и жилых
	воздушно-пенные по 10 л	"-	4**	модулях
3	Емкость пожарная	стальная	1	V = 50 м ³
4	Водяной насос		1	
Примечание- Средства пожаротушения размещаются вблизи пожароопасных мест (силовой и насосный блок, ТМУ, электростанция и др.). * На территориях пром. предприятий один пожарный щит определяется из расчета на 500 м². Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах [8]; ** Из расчета на каждые 800 м² площади (таб. 2 [8]).				





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

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

1. Аварии с бурильной колонией - 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: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 15.9

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	Слом бурильной (утяжеленной) трубы	1.1. Не допускать вибрации колонны при бурении. 1.2. При появлении вибрации необходимо изменить нагрузку на долото. 1.3. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса более 10 т. 1.4. Нагрузку на долото создавать не более 75% веса УБТ. 1.5. Контролировать момент на роторе при роторном бурении. 1.6. При ведении аварийных работ не допускать приложения усилий, превышающих прочность труб. 1.7. Проводить дефектоскопию бурильных и утяжеленных труб.	1.1. Определить конфигурацию "головы" сломанной трубы. 1.2. При необходимости произвести зачистку (торцевание). 1.3. Спустить труболовку, метчик или колокол, в зависимости от места слома, и соединиться с аварийной частью. 1.4. Произвести расхаживание и подъем аварийного инструмента. 1.5. В случае прихвата аварийных труб установить ванну.	1.1. Строго соблюдать проектные компоновки низа бурильной колонны. 1.2. При изменении КНБК ствола скважины тщательно проработать с принятием мер против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола. 1.3. При появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний, уменьшив или увеличив нагрузку на долото. 1.4. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны. 2.2. Спускоподъемные операций 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 изгибать КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 2.8. В компоновку буровой колонны включать ящики 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 ГТИ. 2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобчатых выработок. 3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину. 3.3. Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.	3.1. Определить место заклинивания. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом. 3.3. Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др. 3.3. Не оставлять на столе ротора различные инструменты.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
3		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 3.4. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.5. После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.4. При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье. 3.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
4	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок. 4.3. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.1. Определить место прихвата. 4.2. Рассчитать объем и установить ванну (нефтяную, водную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости). 4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны. 4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.5. Продолжить спуск колонны. 4.6. В случае безрезультатности установки ванны или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика".	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время. 4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. 4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. 4.6. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клипьев ротора, элеваторов. 5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений. 5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол. 5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб. 5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину. 5.4. Поднять аварийные трубы. 5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы. 5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную. 5.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ. 5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбурываемых 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, скорость бурения для определения момента подъема долота). 6.3. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клипсы ротора. 7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 7.2. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ
8	Нефтегазоводо- проявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4. Не допускать поршиевания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2. Установить обратный клапан иод квадрат. 8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии. 8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 43 ППБ ОПО НГОП. 8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу. 8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками". 8.12. Использовать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора. 8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. 8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		



Продолжение таблицы 15.9

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



Продолжение таблицы 15.9

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



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.23. При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных проектом. 9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластин и т.д. 9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса 9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.	9.1. При пачавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.) 9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. 9.4 Применить технологию бурения скважины без выхода циркуляции с закрытым устьем (CHCD) или бурение с непрерывной циркуляцией на забое (БНЦЗ)	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввод наполнителей осуществлять при спящих сетках вибросит. 9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на этот вид работ. 9.4 Подготовить и установить оборудование для бурения с использованием технологии CHCD или БНЦЗ. 9.5 Проверить заполнение пруда накопителя технической водой, используемой для закачки в поглощающие пласты по технологии CHCD. 9.6 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.



Продолжение таблицы 15.9

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

15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

Оценка коррозионного риска оборудования скважины

Коррозионная активность пластовых флюидов, вскрываемых продуктивных горизонтов, месторождения Карачаганак оценивается как потенциально высоко агрессивная. Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии скважинного и нефтепромыслового оборудования, - высокая концентрация H_2S (до 5 %) и CO_2 (до 4,7 %) в продуктивных горизонтах; высокая минерализация попутно добываемой пластовой воды.

При контакте оборудования скважин с пластовыми флюидами, содержащими вышеуказанные агрессивные компоненты, возникает опасность сульфидного коррозионного растрескивания сталей под напряжением (СКРН), индуцированное водородом растрескивание (ВИР), общей и местной (локальной) углекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования.

Коррозионная активность пластового флюида прогнозируется в пределах 0,05-0,1 мм/год при условии соблюдения проектных решений по применению нейтрализаторов CO_2 и H_2S в процессе бурения и в процессе эксплуатации, проектных компоновок обсадных колонн, стойких к воздействию агрессивной среды, содержащей углекислый газ и сероводород, подобранным и рассчитанным с учетом условий, указанных в методике «Особенности расчета трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородосодержащих месторождений» 1987 г., а так же по «Техническим условиям на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых «СУМИТОМО МЕТАЛ ИНДАСТРИЗ, ЛТД» (Япония) для нефтяных, газовых газоконденсатных месторождений Республики Казахстан» 1995 г., согласованным с Госгортехнадзором РК 17.03.95 г.

Возможность возникновения эрозионной коррозии определяется по методике API RP-14E, которая представляет эмпирическое уравнение для вычисления скорости движения жидкости, выше которой может возникнуть коррозия в условиях интенсивного потока флюида.

Коррозия труб в межтрубном пространстве обусловлена составом жидкостей для глушения скважин. Обсадные трубы (внутренняя поверхность) и НКТ (внешняя поверхность) скважин, которые глушились кальциевым раствором аммониевой селитры, подвержены риску коррозионного растрескивания под воздействием селитры, а также риску общей и местной коррозии. Проявление указанных выше видов коррозии в большой степени зависит от уровня pH раствора.

При негерметичности (некачественном цементировании) затрубного пространства скорость коррозии труб в межтрубном пространстве может быть очень высокой из-за насыщения воды кислыми газами.

Рекомендации по выбору материалов обсадных и лифтовых колонн

Для снижения риска коррозионного разрушения сталей (ВИР и СКРН) необходимо использовать материалы труб с повышенной стойкостью к коррозионному растрескиванию. Материалы труб промежуточной колонны, спускаемой в скважину перед вскрытием продуктивного пласта, содержащего сероводород, эксплуатационной колонны и ПО должны выбираться в соответствии с условиями работы в кислых средах и отвечать требованиям международного стандарта NACE MR0175 и публикаций EFC16 (металлургия в кислых условиях).

С учетом геологического разреза скважины, свойств пластового флюида и параметров эксплуатации приняты обсадные трубы следующих марок сталей:

- для 339,7 мм промежуточной колонны L80-1 с толщиной стенок 12,19 мм;
- для 273,05 мм эксплуатационной колонны T-95 тип 1 и TN 95HS с толщиной стенок 15,11; 18,64 мм;
- для 219,1 мм промежуточной колонны TN 95HS с толщиной стенок 8,94 мм;
- для 177,8 мм эксплуатационной колонны, состоящей из хвостовика - T95 тип 1, с толщиной стенок 11,51 мм;
- для 114,3 мм эксплуатационной колонны (нижняя часть ПО) - T95 тип 1, с толщиной стенок 8,56 мм;
- для НКТ T-95 тип 1, диаметром 139,7 мм с толщиной стенок 10,54 мм и диаметром 114,3 мм с толщиной стенок 7,37 мм.

Рекомендации по выбору материалов буровых колонн

- Для бурения на сероводородсодержащих площадях рекомендуется использовать специальные трубы марки AISI 4145 H или более высокого класса (TSS-105, XD-105).
- По буровым трубам, применяемым в сероводородсодержащих скважинах, следует вести учет отработанного времени и условий работы. Регистрируется число отработанных часов и каждое воздействие свободного сероводорода. Результаты контроля должны включаться в общую подборку информации по эксплуатации буровой колонны.



- Для исключения или максимального снижения воздействия сероводородсодержащих флюидов на трубы рекомендуется поддерживать допустимую высокую плотность бурового раствора с тем, чтобы в кольцевое пространство скважины не попадал газ, содержащийся только в выбуренной породе. Для растворения сульфидов pH бурового раствора на водной основе поддерживается на уровне 10,0. В дополнение к этому раствор может быть обработан раскислителем или ингибиторами, которые создают пленку на трубах, защищающую их от кратковременного воздействия сероводорода.

Мероприятия по предупреждению коррозии крепи скважины

- В состав бурового раствора вводить реагенты–нейтрализаторы и поглотители кислотных компонентов и кислорода (SOURSCAV; Lime (известь) – поглотители H_2S ; BARACOR 95 – ингибитор коррозии и поглотитель CO_2).
- В состав нагнетательной жидкости включать нейтрализаторы H_2S и CO_2 , а также ингибиторы коррозии (BARACOR 95, BARACOR 100, BARACOR 44).
- Щелочность промывочной и нагнетательной жидкостей поддерживать на уровне $pH > 10$.
- Для предотвращения появления межколонных давлений (МКД) между промежуточной и эксплуатационной колоннами, и затрубного давления между эксплуатационной колонной и ПО, цементирования следует проводить строго в соответствии с техническим проектом (таб. 9.6-9.16); обеспечивать применение эффективных химических реагентов и добавок, позволяющих получить непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень, а также хорошее сцепление цементного камня с обсадной колонной и породой. Наличие такой цементной оболочки позволяет также обеспечить защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.
- Надёжно герметизировать затрубное пространство скважины от проникновения кислотных газов. Для контроля герметичности затрубного пространства проводить периодический контроль давления, а также нерегулярный (один, два раза в месяц) анализ проб флюидов из затрубного пространства на содержание H_2S и CO_2 и продуктов их диссоциации, контроль показателя pH рассола. Проводить анализ коррозионной активности жидкости из затрубного пространства и, при необходимости, её нейтрализацию.
- В процессе эксплуатации скважины проводить нерегулярный контроль (один раз в месяц) обводнённости, минерализации и фракционного состава добываемого флюида.

Рекомендации по выбору устьевого, противовыбросового и добычного оборудования

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

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

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

15.4 МЕРОПРИЯТИЯ ПО 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 противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвешенного 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 возникновения 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 (СНЗ), систем отсоса и отвода газа. - Провести дополнительный инструктаж и тренировочное занятие по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и НТР, 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, ваин, 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, буровые трубы, трубопроводы, находящиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.	
15	Отработанная промывочная жидкость, иловые воды и шлам перед сбросом их в шламоборники 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 нпх) 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 100м. Отвод монтируется с применением герметизирующих смазок и проверяется 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 скважины 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 скважины, 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 скважины следующие:

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

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





Опасность	Возможный вред	В	С	Р	Необходимые меры для снижения опасности	*В	*С	*Р
Повреждение 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 ИГВП 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 буровые 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 кривошипа	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Обучение и компетентность персонала Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ Предупредительные знаки и барьеры опасной зоны Связь	2	2	4



Недостаточная компетентность бурового персонала	Травмы Смерть Повреждение оборудования	5	5	25	Обучение и компетентность персонала Оценка знаний по ТБ Проведение собрания по ТБ перед работами Ограниченный объем работ для необученного персонала Программа работ Связь	2	3	6
Острые углы и брусья Углы решеток Поврежденные стропы	Травмы Повреждение оборудования	5	2	10	Плановые проверки площадок 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 гигиенические сертификаты Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Связь	3	2	6
Шум и вибрация	Травмы Повреждение оборудования	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Предупредительные знаки Собрание по ТБ перед началом работ	5	2	10



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

Р - Риск

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

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

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

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

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

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

Третий этап - освоение скважины (вызов нритока, определение приемистости). Здесь целью риск - анализа может быть выявление опасностей в процессе вызова нритока из пласта (определения приемистости) 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 скважины, выборе параметров бурового раствора, противовыбросового оборудования, материалов и химреагентов для строительства скважины.

Проект должен учитывать опыт проведения 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 технологий проведения скважины и техники безопасности со стороны исполнителей работ.

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

К организационным мероприятиям относятся:

- обязательная подготовка кадров в специализированных учебно-курсовых комбинатах;
- стажировка на буровых под руководством опытных инструкторов;
- обучение на курсах тренинга по противофорсунной безопасности и управлению скважиной;
- сдача экзаменов по профессиям и видам работ;
- периодическая проверка знаний;
- инструктаж перед опасными видами работ;
- проведение учебных тревог по ликвидации НГВН 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 их противовыбросовым оборудованием на расчетное давление;
- применение высококачественных материалов и хим. реагентов;
- применение высокотехнологичного и безопасного оборудования (верхнего привода, гидравлических ключей, снайдер-элеваторов, превертеров, 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 Карачагак.

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 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ВОЗНИКНОВЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ФОНТАНОВ

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

15.6.1.1 Причины возникновения ГПВП

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

15.6.1.2 Признаки возникновения ГНВП

Прямые признаки в процессе углубления:

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

Косвенные признаки в процессе углубления:

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

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

- увеличение против расчетного объема вытесняемого бурового раствора при спуске буровой колонны;
- уменьшение против расчетного объема доливаемого бурового раствора при подъеме буровой колонны.

Признаки раннего обнаружения ГПВП при полностью поднятой из скважины буровой колонне в длительных остановках:

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



15.6.1.3 Причины открытых фонтанов

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

Основными причинами ОФ являются:

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

При наличии в пластовой продукции сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), борьба с ГНВП и, особенно, с открытыми фонтанами значительно осложняется. Наличие сероводорода представляет большую опасность. Более опасным является совместное содержание H_2S и CO_2 .

15.6.1.4 Мероприятия по предупреждению ГНВП и ОФ

Для предупреждения ГНВП и перерастания их в открытый фонтан необходимо:

- перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений;
- произвести проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу по сигналу «Выброс». Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием;
- обеспечить готовность буровой к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую;
- плотность бурового раствора поддерживать согласно ГТН. При получении новых данных о пластовом давлении плотность бурового раствора необходимо скорректировать;
- иметь на буровой запас бурового раствора с параметрами согласно ГТН в объеме 2-х кратного объема скважины;
- при появлении признаков начавшегося ГНВП при подъеме труб необходимо прекратить подъем и сразу же приступить к спуску труб до возможной глубины;
- подъем инструмента при ГНВП производить только после выравнивания параметров бурового раствора до установленных ГТН значений и прекращения проявления;
- при подъеме бурильной колонны необходимо производить долив скважины после подъема расчетного количества свечей или постоянно, поддерживая уровень близким к устью;



- подъем и спуск буровой колонны производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений была бы выше пластового и меньше давления гидроразрыва пород;
- спуск инструмента при ГНВП производить с промежуточными промывками и дегазацией раствора до приведения параметров раствора в соответствии с ГТН;
- длительные ремонтные или профилактические работы необходимо проводить при нахождении буровой колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана на буровых трубах и герметизацией устья;
- увеличить плотность бурового раствора, если происходит увеличение уровня в приемных емкостях и появляется избыточное давление в буровых трубах при закрытой скважине;
- при начавшемся поглощении поднимать буровую колонну в башмак последней обсадной колонны или прихватобезопасный интервал и приступить к его ликвидации;
- бурение с частичной потерей циркуляции или без выхода циркуляции разрешается только по специальному плану;
- объем вытесняемого из скважины при спуске буровых труб и доливаемого бурового раствора при подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла буровых труб;
- не допускать отклонения плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $20,0 \text{ кг/м}^3$ от установленной проектом величины;
- свойства доливаемого в скважину бурового раствора не должны отличаться от свойств бурового раствора, находящегося в ней;
- о замеченных признаках ГНВП необходимо немедленно сообщить в известность руководителя буровых работ;
- персонал буровой бригады должен быть инструктирован и обучен соответствующим правилам ведения работ при ГНВП и поглощениях, знать прямые и косвенные признаки возникновения проявлений и поглощений, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению, правилам эксплуатации ПВО, использованию средств индивидуальной защиты, оказанию доврачебной помощи. Буровики обязаны знать глубину залегания проявляющихся и поглощающих горизонтов. На буровой должен быть утвержденный график проведения учебных тревог по сигналу «Выброс» и проверка противовыбросового оборудования;

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



**16 СПИСОК НОРМАТИВНО-СПРАВОЧНЫХ И ИНСТРУКТИВНО-МЕТОДИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ
ПРИ ПРИЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН****Таблица 16.1 - Список литературы**

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК от 20 июня 2003г. №442-III ЗРК, по состоянию на 28.10.2019 г.	Раздел 3
2	Экологический Кодекс. Астана, от 02 января 2021г. №400-VI ЗРК.	Раздел 3
3	Кодекс Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 07.07.2020 г № 360-VI.	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", №125-IV от 27.12.2017 г, Астана, с изменениями на 25.06.20.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите", Астана, от 11.04.2014, №188-V ЗРК с изменениями на 24.11.2021.	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» утвержден МЧС РК № 405 от 17.08.2021 года.	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых, утверждены МЭ РК №123 от 10.02.11 г.	Раздел 1, подраздел 5, Раздел 1, подраздел 15 Раздел 3, подраздел 1
8	«Правила пожарной безопасности» ППБ РК от 9 октября 2014 года № 1077.	Раздел 1, подраздел 15
9	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», прМНЭ РК № 176 от 28.02.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
10	«Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» пр МНЭ РК №169 от 28.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
11	ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», пр МНЭ РК №155 от 27.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
12	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», пр МНЭ РК № 174 от 28.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», прМНЭ РК № 237 от 20.03.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
14	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности" приказ Министра здравоохранения РК от 11.02.2022 года № КР ДСМ-13.	Раздел 1, подраздел 15
15	«Методические рекомендации по организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» Утверждены комитетом ГК ЧС ПБ 12 апреля 2010 г. №12.	Раздел 1, подраздел 15
16	Правила идентификации опасных производственных объектов, пр МПР РК от 30.12.2014 г. № 353.	Раздел 1, подраздел 15



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
18	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355. (ППБ ОПО НГОП).	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
19	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК 2015), МЭ №230 от 20.03.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
20	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
21	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, пр МИР РК от 30.12.2014 г. № 358.	Раздел 1, подраздел 15
22	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНИ РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
23	"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,
24	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
25	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
26	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
27	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
28	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
29	РД Инструкция по расчёту буровых колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
30	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации буровых труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
31	РД 39-0147014-515-85. Особенности расчёта трубных колонн для нефтяных и газовых скважин с сероводородсодержащих месторождений. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987.	Раздел 1, подраздел 9
32	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНИ РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
33	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
34	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
35	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
36	РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газоанализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».	Раздел 1, подраздел 15
37	РД 39-3-819-91. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 3
38	Методика глушения при НГП. М, 1979.	Раздел 1, подраздел 5
39	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
40	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
41	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
42	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газокоидеисатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985.	Раздел 1, подраздел 10
43	ПСТ РК 27-2014 «Требования по предупреждению газонефтеводопроявлений, открытых газовых и нефтяных фонтанов»	Раздел 1,
44	СТ РК НСО 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
45	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
46	СТ РК НСО 15156-3-2011. Промышленность нефтяная и газовая. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при нефте- и газодобыче. Часть 3. Трещиностойкие коррозионностойкие и другие сплавы.	Раздел 1, подраздел 9, 10
47	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
48	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
49	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции	Раздел 1, подраздел 9
50	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
51	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
52	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
53	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
54	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
55	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
56	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 Раздел 3, подраздел 2
57	СНиП РК 2.04-05-2002* «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 15
58	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
59	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3,
60	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, ВНИНТнефть, 1995.	Раздел 1, подраздел 9



Таблица 16.2 - Справочные материалы

1
Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 г. №481-ІІ ЗРК.
Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23.11.2015г. №414-V ЗРК, раздел 4 Безопасность и охрана труда.
Закон Республики Казахстан от 7 февраля 2005 г. №30-ІІІ «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2007 г. №175-ІІІ «Об особо охраняемых природных территориях».
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 358. (ПОПБ ЭО РД).
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 359. (ПОПБ ЭГМ).
Методические рекомендации по проведению экспертизы промышленной безопасности (МР ЭПБ, согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью) от 24 мая 2010 года № 15.
Методика 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 гидромоторных 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 надежности крепи скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1984.
РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше. Москва, ВНИИБТ, 1990.
РД 39-0147009-723-88. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1988.
РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.
РД 03-26-2007 Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ.
СИ 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 комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва, Недра, 1980.
Каталог "Промышленные противогазы и респираторы".
КПР-96. Критерии принятия решений по ограничению облучения. Алматы, 1996.



Продолжение таблицы 16.2

Справочник по испытанию скважин. М 1984.
Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промысловой жидкости при бурении скважин. Москва, ВНИИБТ, 1974.
Справочник инженера по бурению, т. 1 под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976.
Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1978.
Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 1981.
Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник. Москва, Недра, 1986.
Мптельман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Москва, Недра, 1963.
Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. Москва, Недра, 1988.
Бабаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.
Спецификация АНН 5СЕ/ISO 11960-2001
Стандарт API 10A
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 водосна- бжения	Строить водо- провод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подвозить воду цистер- нами	Наименование	Место- распо- ложение	Рабочий расход, м ³ /ч	Расстоя- ние до буровой, км	Диа- метр, мм	Длина м
						(магистральный					
						водопровод, водо-					
						вод, водозабор, артнасосная скважина и т.д.)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG 258, RIG-249											
Для технических нужд 12.4	237	нет	нет	нет	да	магистральный водопровод технической воды, пруды	место- рождение	-	10.0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4.1	34	нет	нет	нет	да	магистральный водопровод питьевой воды, пруды	место- рождение	-	10.0	-	-
Примечание Водоснабжение буровой бригады технической водой для технических нужд и котельной установки будет осуществляется 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. Для стоек RIG 258, RIG 249: - хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом 83,4 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.											

1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водоотребление

Вариант 1

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5.2	3.3	-	8.4
2	Строительство и монтаж	38.6	-	-	38.6
3	Бурение и крепление	319.4	202.8	1402.9	1925.1
4	Испытание на продуктивность	115.9	73.6	320.3	509.8
	Итого	479.1	279.7	1723.2	2482.0

Вариант 2

№ ип	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	5.2	3.3	-	8.4
2	Строительство и монтаж	38.6	-	-	38.6
3	Бурение и крепление	319.4	202.8	2814.6	3336.9
4	Испытание на продуктивность	115.9	73.6	320.3	509.8
	Итого	479.1	279.7	3134.9	3893.7

Примечание

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

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 (СН 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:

$T = (2 + 124 + 45) \times 199 / 365 = 93$ сут;

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



2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСПАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электрообеспечение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электрообеспечения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электрообеспечения буровой	Трансформаторов	Наименование (электросистема, электростанция и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
RIG-258, RIG-249							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1750 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-258, RIG-249								
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 40		
бурение и крепление								
1735.6	1734.9	0.75	-	524.0		г. Аксай 40		
испытание								
209.7	209.6	0.09	-	190.2		г. Аксай 40		
всего								
1973.3	1972.5	0.9	-	722.6		г. Аксай 40		
RIG-258, RIG-249								
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: $137 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (2) = 27.95$ т								
Диз.топливо на бурение и крепление: $137 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (124) = 1732.78$ т								
Диз.топливо на испытание: $137 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (15) = 209.61$ т								
Масло на подготовительные работы: $0.0578 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (2) = 0.01$ т								
Масло на бурение и крепление: $0.0578 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (124) = 0.73$ т								
Масло на испытание: $0.0578 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times 5 \times (15) = 0.09$ 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.								
15 - продолжительность работы двигателей и оборудования БУ при испытании, сут;								



Продолжение таблицы 2.2**Оборудование для обогрева:**

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

Расход топлива на подготовительные работы: $100 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times 2 \times (2) \times 199 / 365 = 4.4$ т

Расход топлива на бурение и крепление: $100 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times 2 \times (124) \times 199 / 365 = 275.8$ т

Расход топлива на испытание: $100 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times 2 \times (45) \times 199 / 365 = 100.1$ т

где: 100 - расход топлива, л/час;

2 - количество комплектов.

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

Расход топлива на подготовительные работы: $180 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times (2) \times 199 / 365 = 4$ т

Расход топлива на бурение и крепление: $180 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times (124) \times 199 / 365 = 248.2$ т

Расход топлива на испытание: $180 \times 0.85 \times 0.001 \times 24 \times (45) \times 199 / 365 = 90.1$ т

Расход для обогрева на подготовительные работы: $4.4 + 4 = 8.4$ т

Расход для обогрева на бурение и крепление: $275.8 + 248.2 = 524$ т

Расход для обогрева на испытание: $100.1 + 90.1 = 190.2$ т

где: 180 - расход топлива, л/час;

0.85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часа в сутки;

0.001 - перевод кг в тонну;

124 - продолжительность бурения, сут;

45 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

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

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

Диз.топливо на бурение и крепление: $6 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times (17.2) = 2.11$ т

Масло на бурение и крепление: $0.0578 \times 0.85 \times 24 \times 0.001 \times (17.2) = 0.02$ 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.

17.2 - продолжительность работы сварочного агрегата, сут;

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

Диз.топливо: $0.306 \times 0.977 \times 2 = 0.6$ т

Масло: $0.006 \times 0.977 \times 2 = 0.012$ т

где: 0.306 - расход топлива, т/сут;

0.006 - расход масла за сутки, т/сут;

2 - количество комплектов;

0.977 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вилочный погрузчик при цементировании, N-170 кВт

Диз.топливо: $0.311 \times 0.977 = 0.304$ т

Масло: $0.0062 \times 0.977 = 0.006$ т

где: 0.311 - расход топлива, т/сут;

0.0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0.977 - продолжительность работы вилочного погрузчика, сут.





ОБЪЕДИНЕНИЕ СТРОИТЕЛЕЙ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

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



4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№	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 эксплуа- тационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	шт.	1	-	-	кондуктор 508 мм	1	-	-
2	Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (NBS)	шт.	1	-	-		1	-	-
3	Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
4	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
5	Переходной нереводник 241,3 x 209,6 мм	шт.	3	-	-		3	-	-
6	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
7	Переходной нереводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
8	Долото PDC 444,5 мм (17 1/2" IADC M223)	шт.	1			резервная 406,4 мм	1	-	-
9	Переводник с обратным клапаном	шт.	1				1	-	-
10	Короткий калибратор 444,5 мм (17 1/2" STB)	шт.	1				1	-	-
11	Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB)	шт.	2				2	-	-
12	Расширитель 444,5 x 457,2 мм с обрат. клапаном	шт.	1				1	-	-
13	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	1				1	-	-
14	209,6 мм ШМУ	шт.	1				1	-	-
15	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	2				2	-	-
16	241,3 мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	шт.	1				1	-	-
17	Циркуляционный нереводник	шт.	1				1	-	-
18	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1				1	-	-
19	Переходной нереводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1				1	-	-
20	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1				1	-	-
21	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	шт.	1	-	-	промежуточная 339,7 мм	1	-	-
22	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
23	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
24	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
25	Расширитель 406,4 x 444,5 мм с обрат. клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
26	Фильтр-нереводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	1	-	-		1	-	-
27	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
28	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	2	-	-		2	-	-



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	241,3 мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	шт.	1	-	-	промежуточная 339,7 мм	1	-	-
30	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
31	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
32	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
33	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
34	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)	шт.	1	-	-	экс. колонна 273,05 мм	1	-	-
35	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
36	Расширитель 311,1 x 330,2 мм с обрат клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
37	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
38	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
39	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	шт.	2	-	-		2	-	-
40	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
41	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
42	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
43	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
44	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
45	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
46	Долото 241,3 мм (PDC 9 1/2" M223)*	шт.	-	-	-	промежуточная 2 (опциональный хвостовик) 219,1 мм	1	-	-
47	Стабилизатор 238,13 мм (9 3/8" STB)	шт.	-	-	-		1	-	-
48	171,5 мм УБТ (6 3/4" DC)	комп.	-	-	-		1	-	-
49	Циркуляционный переводник	шт.	-	-	-		1	-	-
50	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	шт.	-	-	-		1	-	-
51	171,5 мм переводник ШМУ	шт.	-	-	-		1	-	-
52	165,1 мм Dart переводник	шт.	-	-	-		1	-	-
53	127 мм ТБТ (5" HWDP)	комп.	-	-	-		1	-	-
54	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	-	-	-		1	-	-
55	165,1 мм переводник	шт.	-	-	-		1	-	-
56	Долото 171,5 мм (PDC 6 3/4" M322)*	шт.	1	-	-	экс. колонна 177,8 мм "хвостовик"	1	-	-
57	Расширитель 171,5x203,2 мм (6 3/4" x 8")	шт.	1	-	-		1	-	-
58	Н/маг стабилизатор 168,3 мм (6 5/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
59	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
60	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
61	165,1 мм переводник ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
62	127 мм ТБТ (5" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
63	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
64	Долото 152,4 мм (6" IADC517)*	шт.	1	-	-	экс. колонна 114,3 мм (4 1/2") (нижняя часть ПО)	1	-	-
65	Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)*	шт.	2	-	-		2	-	-
66	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
67	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
68	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
69	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
70	СБТ 139,7 (5,5" DP) трубы по S-135	м	700	-	-	-	700	-	-
71	стандарту 5 АХ АНН: TSS - 105	м	4751	-	-	-	4751	-	-
72	СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ: XD - 105	м	4115	-	-	-	4115	-	-
73	Обсадные трубы 762 мм	м	30	-	-	направленне кондуктор 508 мм резервная 406,4 мм промежуточная 339,7 мм экс. колоина 273,05 мм промежуточная 2 (опц. хвостовнк) 219,08 мм экс. колоина (хвостовнк) 177,8 мм экс. колоииа (ниж. комп. ПО) 114,3 мм	30	-	-
74	Обсадные трубы 508 мм	м	200	-	-		200	-	-
75	Обсадные трубы 406,4 мм	м	986.5	-	-		986.5	-	-
76	Обсадные трубы 339,7 мм	м	1900	-	-		1900	-	-
77	Обсадные трубы 273,05 мм	м	4180	-	-		4180	-	-
78	Обсадные трубы 219,08 мм	м	500	-	-		500	-	-
79	Обсадные трубы 177,8 мм	м	2851	-	-		2851	-	-
80	Обсадные трубы 114,3 мм	м	1765	-	-		1765	-	-
81	НКТ 114,3 (4,5") мм	м	2950	-	-	-	-	-	2950
82	НКТ 139,7 (5,5") мм	м	2000	-	-	-	-	-	2000
83	Цемент класса G (HSR)	т	554.8	-	-	-	554.8	-	-
59	Химреагенты вариант 1	т	3011.4	-	-	-	3009.5	-	1.88
		т	1603.8	-	-	-	1601.9	-	1.88
		л	13751.7	-	-	-	-	-	13751.7
		33% HCl м ³	264.8	-	-	-	-	-	264.8
60	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	11	-	-	кондуктор 508 мм	11	-	-
		кг	386	-	-		386	-	-
		шт.	35	-	-	резервная 406,4 мм	35	-	-
		кг	924	-	-		924	-	-
		шт.	57	-	-	промежуточная 339,7 мм	57	-	-
		кг	1087	-	-		1087	-	-



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	-"	шт.	81	-	-	экс. колонна 273,05 мм	81		
		кг	1120	-	-		1120		
	-"	шт.	49	-	-	промежуточная 2 (опц.	49	-	-
		кг	695	-	-	хвостовик) 219,08 мм	695	-	-
	-"	шт.	472	-	-	экс. колонна (хвостовик)	472	-	-
		кг	1619	-	-	177,8 мм	1619	-	-
	-"	шт.	22	-	-	экс. колонна (ниж.	22	-	-
		кг	1731	-	-	комп. ПО) 114,3 мм	1731	-	-
61	Горюче-смазочные материалы:								
	RIG-249	т	2695.9	36.36	-	-	2259.6	-	399.9
62	Пресная и техническая вода	вариант 1	м ³	2482.0	8.4	38.64	-	1925.1	509.8
		вариант 2	м ³	3893.7	8.4	38.6	-	3336.9	509.8



Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

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

Таблица 4.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транс- портного сред- ства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно монтажные работы	бурение и кре- пление		испытание (освоение)	
						название колонны	значе- ние	в про- цессе бурения	в эксплуа- тационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Количество рейсов по этапам строительства					
		подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колоины	значе- ние	в процессе бурения	в эксплуата- ционной колоине
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту							

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1

№ ни	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проект- ного	факти- ческого	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважины	м			
	По вертикали (TVD)	"-	5087		
	По стволу (MD)	"-	6715		
2	Стоимость строительства скважины, всего	Тенге/\$ США	договорная		
	в том числе по этапам				
	- строительные и монтажные работы	"-	"-		
	- подготовительные работы к бурению	"-	"-		
	- бурение и крепление	"-	"-		
	- испытание (освоение)	"-	"-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего	сут	183		
	в том числе по этапам				
	- строительные и монтажные работы	"-	12		
	- подготовительные работы к бурению	"-	2		
	- бурение и крепление	"-	124		
	- испытание (освоение)	"-	45		
4	Глубина спуска обсадных колонн:	м			
	Направление 762 мм	"-	30		
	Кондуктор 508 мм	"-	200		
	Резервная колонна 406.4 мм	"-	13,5-1000		
	Промежуточная колонна 339.7 мм	"-	1900		
	Эксплуатационная колонна 273.05 мм	"-	4180		
	Промежуточная колонна 2 (опциональный хвостовик) 219.08 мм	"-	4000-4500		
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177.8 мм	"-	3900-5451		
	Эксплуатационная колонна (изоляционная надставка) 177.8 мм	"-	2600-3900		
	Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114.3 мм	"-	4950-6715		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны:	сут			
	Кондуктор 508 мм	"-	3		
	Резервная колонна 406.4 мм	"-	10		
	Промежуточная колонна 339.7 мм	"-	12		
	Эксплуатационная колонна 273.05 мм	"-	31		
	Промежуточная колонна 2 (опциональный хвостовик) 219.08 мм	"-	7		
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177.8 мм	"-	19		
	Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114.3 мм	"-	22		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн:	сут			
	Кондуктор 508 мм	"-	2		
	Резервная колонна 406.4 мм	"-	3		
	Промежуточная колонна 339.7 мм	"-	4		
	Эксплуатационная колонна 273.05 мм	"-	4		
	Промежуточная колонна 2 (опциональный хвостовик) 219.08 мм	"-	2		
	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177.8 мм	"-	3		
	Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114.3 мм	"-	2		



1	2	3	4	5	6
7	Расход долот по типоразмерам	шт.	1		
	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	-"	1		
	Долото PDC 444,5 мм (17 1/2" IADC M223)	-"	1		
	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	-"	1		
	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)	-"	1		
	Долото 241,3 мм (PDC 9 1/2" M223)*	-"	1		
	Долото 171,5 мм (PDC 6 3/4" M322)*	-"	1		
	Долото 152,4 мм (6" IADC517)*	-"	1		
	Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)*	-"	2		
8	Отбор керна:				
	метраж	м	-		
	вынос	%	-		
9	Материал для бурового раствора:				
	- утяжелители				
	- глинопорошок (по типам)				
	- химреагенты:				
	Вариант 1				
	KOH	т	0.212		
	Na ₂ CO ₃	-"	0.212		
	Bentonite	-"	2.500		
	CMO 568	-"	0.907		
	PHPA	-"	0.635		
	PAC L	-"	0.907		
	Lamix 30	-"	1111.6		
	GELTONE II	-"	29.63		
	ADAPTA	-"	6.238		
	CaCl ₂	-"	63.91		
	Lime (известь)	-"	67.06		
	DRILLTRIAT	-"	11.85		
	LE SUPERMUL	-"	37.43		
	EZ MUL NT	-"	44.45		
	LIQUITONE	-"	6.238		
	DURATONE HT	-"	29.63		
	Soltex	-"	17.78		
	RHEMOD L	-"	6.987		
	TAU MODE	-"	6.987		
	RM 63	-"	2.963		
	SOURSCAV	-"	8.204		
	CaCO ₃ (BARACARB)	-"	195.4		
	KCl	-"	18.13		
	Барит	-"	1170.7		
	Вариант 2				
	Na ₂ CO ₃	т	2.310		
	Bentonite	-"	3.500		
	CMO 568	-"	4.650		
	KCl	-"	100.3		
	BARAZAN D	-"	10.91		
	DEXTRID E	-"	32.75		
	KOH	-"	2.979		
	NaOH	-"	2.318		
	PAC L	-"	4.513		

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
9	PHPA	-"	3.159		
	Soltex	-"	17.78		
	NaCl	-"	462.2		
	BARACOR 95	-"	4.523		
	SOURSCAV	-"	10.12		
	GLUTARALDEHYDE	-"	1.365		
	Барит	-"	725.6		
	CaCO ₃ (BARACARB)	-"	108.3		

4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, планы, и др.)

«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник отдела скважинных операций, КПО б.в.



**Техническое задание
на разработку индивидуального технического проекта на
строительство горизонтальной добывающей скважины 9882 (PT_5)
на месторождении Карачаганак**

1. 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\DI18\0952 от 01.10.2018 г., действующий до 30.09.2023 г.

Геотехнический документ для скважины MBU_CO3_PT5 от 7 ноября 2021 г.

2. Основные проектные данные

2.1. Цель бурения: **добыча нефти**

2.2. Проектный горизонт: **Объект III**

2.3. Месторасположение: **Карачаганакское месторождение**

2.4. Проектная глубина (вертикальная глубина от уровня моря): **4987.52 м.**

Измеренная глубина: **6716 м.**

Профиль скважины согласно проекту, КРО б.в.

PT_5						
Комментарии	Изм. глубина, м	Угол наклона (°)	Азимут (°)	ВГ, м м	ВГ от уровня моря. м	Интенсивность набора кривизны, °/30 м
Позиция на поверхности скважины	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	N/A
	1900.00	0.00	215.00	1900.00	-1800.00	0.00
Глубина зарезки наклонного ствола	4450.00	0.00	215.00	4450.00	-4350.00	0.00
	4470.00	3.00	215.00	4469.99	-4369.99	4.50
	4500.00	7.50	215.00	4499.86	-4399.86	4.50
	4530.00	12.00	215.00	4529.42	-4429.42	4.50
	4560.00	16.50	215.00	4558.49	-4458.49	4.50
	4590.00	21.00	215.00	4586.89	-4486.89	4.50
	4620.00	25.50	215.00	4614.44	-4514.44	4.50
	4650.00	30.00	215.00	4640.99	-4540.99	4.50

	4680.00	34.50	215.00	4666.35	-4566.35	4.50
	4710.00	39.00	215.00	4690.38	-4590.38	4.50
	4740.00	43.50	215.00	4712.93	-4612.93	4.50
	4770.00	48.00	215.00	4733.86	-4633.86	4.50
	4795.97	51.90	215.00	4750.57	-4650.57	4.50
	5173.56	51.90	215.00	4983.57	-4883.57	0.00
	5190.00	54.36	215.00	4993.44	-4893.44	4.50
	5220.00	58.86	215.00	5009.94	-4909.94	4.50
	5250.00	63.36	215.00	5024.43	-4924.43	4.50
	5280.00	67.86	215.00	5036.82	-4936.82	4.50
	5310.00	72.36	215.00	5047.02	-4947.02	4.50
	5340.00	76.86	215.00	5054.98	-4954.98	4.50
	5370.00	81.36	215.00	5060.64	-4960.64	4.50
	5400.00	85.86	215.00	5063.98	-4963.98	4.50
	5420.92	89.00	215.00	5064.92	-4964.92	4.50
Глубина конечного набора угла	5450.92	89.00	215.00	5065.44	-4965.44	0.00
Проектная глубина	6715.91	89.00	215.00	5087.52	-4987.52	0.00

- 2.5. Тип скважины: **горизонтальная**
Профиль скважины согласно программе КПО
- 2.6. Способ бурения: **роторный, забойный двигатель, РУС**
- 2.7. Тип привода: **дизель-электрический**
- 2.8. Тип буровой установки: **RIG-249 или с аналогичными характеристиками**
- 2.9. Установка для достижения цели объектов: **буровая установка, КГТ**
- 2.10. Пропускная способность трубной базы: **10000 м БТ**
- 2.11. Среднее число буровых станков: **два**
- 2.12. Наличие цементировочного агрегата: **да**
- 2.13. Продолжительность присутствия трактора на скважине, час/дней: **по необходимости**

3. Конструкция скважины

Тип колонны	Диаметр, мм		Глубина установки колонны, м	Кровля цемента, м
	долото	обсадная труба		
Направление	-	762 (30")	30	До устья
Кондуктор	660,4 (26")	508 (20")	200	До устья
Промежуточная колонна	406,4-444.5 (16 x 17 1/2")	339,7 (13 3/8")	1900	До устья
Эксплуатационная колонна	311,1-342,9 (12 1/4"-13 1/2")	273.05 (10 3/4")	4180	До глубины 1500 м
Промежуточная колонна 2 (опциональный, хвостовик)	241.3 (9 1/2")	219.08 (8 5/8")	4000-4500	До верха хвостовика

Эксплуатационная колонна (хвостовик)	215,9 (8 ½")	177,8 (7")	3900-5451	До верха хвостовика
Эксплуатационная колонна (изоляционная надставка)		177,8 (7")	2600-3900	До верха надставки
НКТ(Нижняя часть ПО)	152,4 (6")	114,3 (4½") Разбухающие пакеры	4950–5576	Не цементируется

Примечание:

1. Проектная конструкция скважины корректируется по уточненному проектному горно-геологическому разрезу, условиям бурения скважины и расчетам.
2. Глубина спуска обсадной колонны будет установлена исходя из фактических данных стратиграфии и данных проведенных ГИС.
3. В нижней части будет установлено до 10 разбухающих пакеров. Глубина посадки разбухающих пакеров будет определена по результатам ГИС.
4. После достижения кровли продуктивного горизонта может быть пересмотрена глубина зарезки наклонного ствола скважины.
5. Спуск изолирующей надставки запланирован в проекте скважины для изолирования вероятной зоны риска смятия колонны.
6. Спуск 8 5/8 дюймового хвостовика - опциональный. Спуск опционального хвостовика запланирован для перекрытия зон с вероятными геологическими осложнениями.

4. Цементирование обсадных колонн

Тип колонны	№ секции	Интервал установки, м		№ цементирования этапы (снизу вверх)
		от (верх)	до (низ)	
Кондуктор	1	0	200	1
Промежуточная колонна	1	0	1900	1
Эксплуатационная колонна	1	1500	4180	1
Промежуточная колонна 2 (опциональный, хвостовик)	1	4000	4500	1
Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	3900	5451	1
Эксплуатационная колонна (изоляционная надставка)	1	2600	3900	1

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

5. Продолжительность строительства

Подготовительные работы: **2 дней**

Строительство и монтаж буровой установки и секций: **12 дней**

Время бурения и крепления: **124 дней (Примечание: количество дней на бурение скважины является предварительным и может быть изменено по результатам детального анализа)**

Испытания объектов:

- ГРП: **15 дней**
- Очистка скважины: **20 дней**
- 3 режима испытания скважины: **10 дней**

Примечание:

1. Испытание объектов проводится отдельно и количество дней является приблизительным.
2. Объёмы газа, нефти и конденсата, которые планируется отжечь, необходимо запросить у ОГиРМ.

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**

7. Сведения о строительстве площадки для буровой установки

Рельеф поверхности: **равнина**

Характеристика местности: **пахотные земли, пастбища**

Сведения о почве:

- Категория **II**
- Плодородный слой **34 см**
- Толщина снежного покрова **24-27 см**

8. Размер земельного участка для буровой установки **3,5 га**

9. Виды и объёмы подготовительных работ

Сооружение подъездных путей к БУ: **по отдельному проекту**

Строительство буровой площадки: **по отдельному проекту**

Строительство буровой площадки: **по отдельному проекту**

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

Описание	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов	Расстояние от источника до буровой (км)	Характеристики
Техническая вода	Магистральный водовод технической воды, пруды	10	Автоцистерна

Питьевая вода для хозяйственных и технических нужд	Магистральный водовод питьевой воды, пруды	10	Автоцистерна
Питьевая вода	Бутилированная вода. г .Акса́й	37	Автотранспорт
Электроснабжение	Дизель-электростанция	В пределах буровой	Автономное
Связь	Радиостанция, телефон	37	Связь с офисом
Местные строительные материалы	Песок, гравий	10	Самосвал

Дополнительные сведения по энергоснабжению:

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

11. Охрана окружающей среды

- 11.1. Безамбарная система сбора отходов при строительстве скважин: **да**
- 11.2. Дренажное оборудование под буровым оборудованием: **да**
- 11.3. Система лотков по периметру буровой площадки в гидроизолированный отстойник
- 11.4. Система сбора пластового флюида (нефть, газоконденсат) при испытании скважины: **отжиг через факельные установки при испытании скважины.**
- 11.5. Расчетный компонентный состав (%) направляемого на сжигание пластового газа в соответствии с фактическими данными лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 2-ое полугодие 2021 г.
- 11.6. Расчетный компонентный состав (%) возможного аварийного выброса согласно фактическим данным лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 2-ое полугодие 2021 г.
- 11.7. Вывоз и захоронение отходов бурения:
 - **Использованный буровой раствор вывозится на завод буровых растворов КУО для повторного использования;**
 - **Хозяйственно-бытовые сточные воды вывозятся автотранспортом в Буровой городок, откуда поступают на очистные сооружения АГК;**
 - **Переработку БШНО выполняют на установках КУО с последующим захоронением переработанного шлама на Полигоне для захоронения твёрдых промышленных отходов КУО;**
 - **БШВО вывозится на Полигон для захоронения твердых промышленных отходов КУО.**
- 11.8. Содержание H₂S в добываемой продукции **5%**, содержание CO₂ – **4,7%**.
- 11.9. Рекультивация земельного участка: **согласно проекту рекультивации почв**

12. Буровое оборудование

- 12.1. Тип и количество дизелей: **Caterpillar 3512 (3 шт.)**
- 12.2. Тип и количество вагон-домиков: **согласно тендеру**
- 12.3. Тип монтажа – первичный, повторный, смешанный **повторный**
- 12.4. Конструкция фундамента (трубный, сборный, блочный, бутобетонный)
Тип фундаментных блоков: **сборный**
Тип фундаментных плит: **дорожные плиты**
- 12.5. Пожарная емкость 70 м³, количество: **2 шт.**
- 12.6. Проведение проектно-изыскательских работ на буровой площадке: **да**
- 12.7. Противовыбросовое и устьевое оборудование: **ПВО согласно техническим характеристикам БУ**
- 12.8. Колонная головка: **FMC Technologies/Breda**
- 12.9. Фонтанная арматура: **FMC Technologies/Breda**

13. Материалы для обработки бурового раствора:

Материалы и химреагенты для приготовления бурового раствора:

согласно программе буровых растворов КПО б.в.

Объем бурового раствора для забуривания (м³): **50**

Способ приготовления: **индивидуальный или на заводе буровых растворов**

Оборудование для очистки бурового раствора: **минимум 3-ступенчатое**

14. Испытания объектов по окончании бурения

Диаметр НКТ: **в соответствии с программой заканчивания скважин КПО б.в.**

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

15. Транспортные средства для буровой бригады

Пункты		Расстояние км	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
Отправление	Прибытие			
Ваховый городок	Буровая	37	автобус	12 часов

Подписи:

От КПО б.в.:



Д. Маугери / П. Ламбкин
Начальник службы строительства скважин ОСО



С. Туосто / С. Лундяк
Старший инженер по планированию и
оптимизации производства



К. Абришев
Начальник службы обеспечения соответствия
нормативным требованиям

От АО «НИПИнефтегаз»:



В. Усков
Главный специалист департамента бурения



ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Цель бурения: **Добыча нефти**
Проектный горизонт: **C₁s (III объект)**
Проектная глубина по вертикали: **5087 м**
Проектная глубина по стволу: **6716 м**
Буровые установки: **RIG-258, RIG-249**

Оборудование устья скважины:

КГ - FMC/Breda (API 6A) 30"x20"x13⁵/₈"x10³/₄"x5"

ФА - FMC/Breda (API 6A) 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 "U" - 13⁵/₈" 10M**
4. Плащечный одинарный: **Cameron "U" - 13⁵/₈" 10M**
5. RCD: **Shaffer - 13⁵/₈" 5M**

[illegible]

Г. Белоножкин

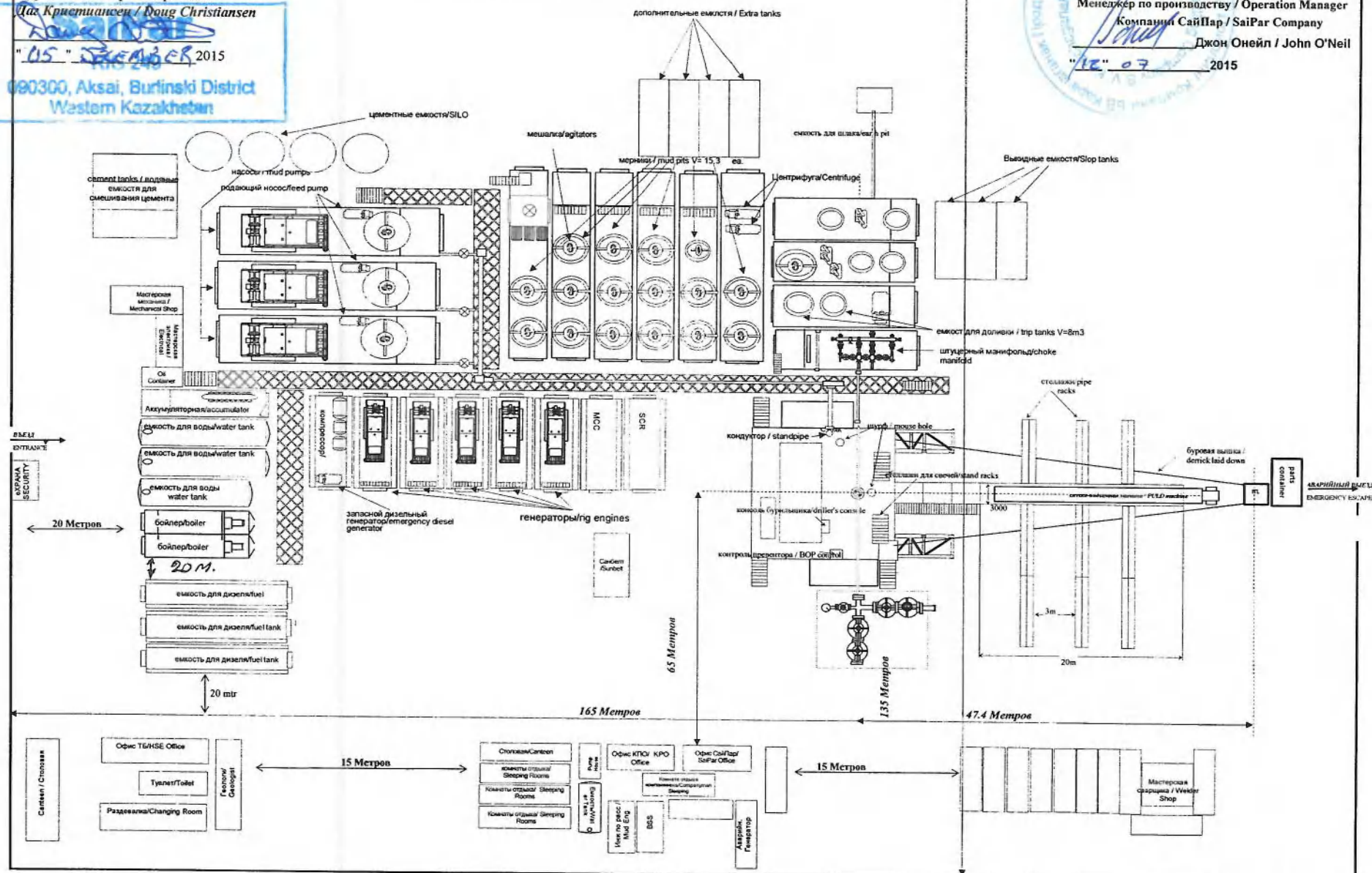
СОГЛАСОВАНО / Agreed by:
Буровой Мастер / Toolpusher:
Дан Кристиансен / Doug Christiansen

"15" DECEMBER 2015

080300, Aksai, Burlinski District
Western Kazakhstan

Схема расположения бурового оборудования на БУ 249 Rig 249 Drilling equipment layout

УТВЕРЖДЕНО / APPROVED by:
Менеджер по производству / Operation Manager
Компаний СайПар / SaiPar Company
Джон Онейл / John O'Neil
"12" 07 2015



ПОДГОТОВЛЕНО / PREPARED by:
Начальник Буровой / Rig Manager
Phil Arnold

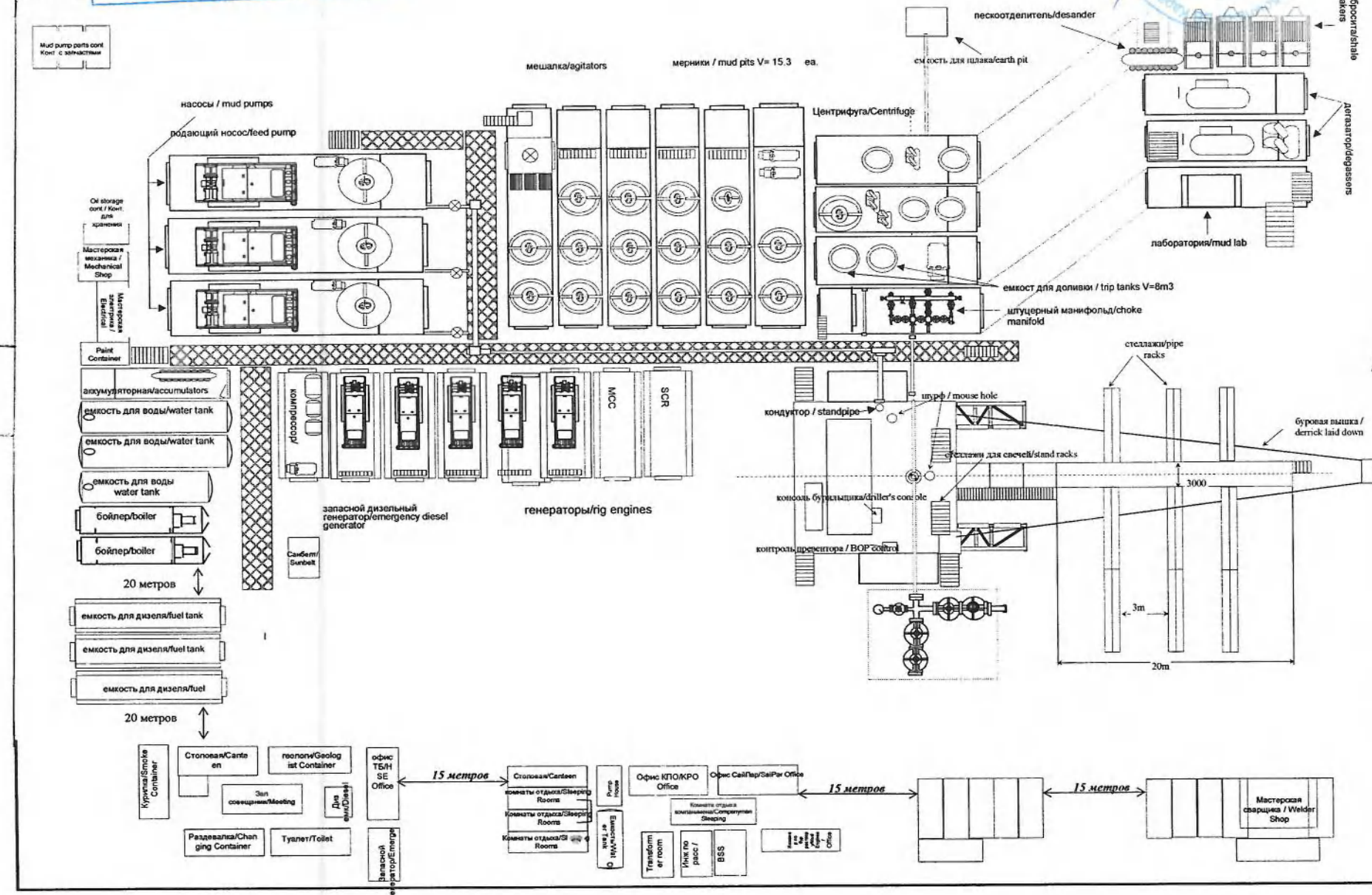
SaiPar

RIG 258
090300, Aksai, Burlinski District
Western Kazakhstan

05" Декабрь / December 2015

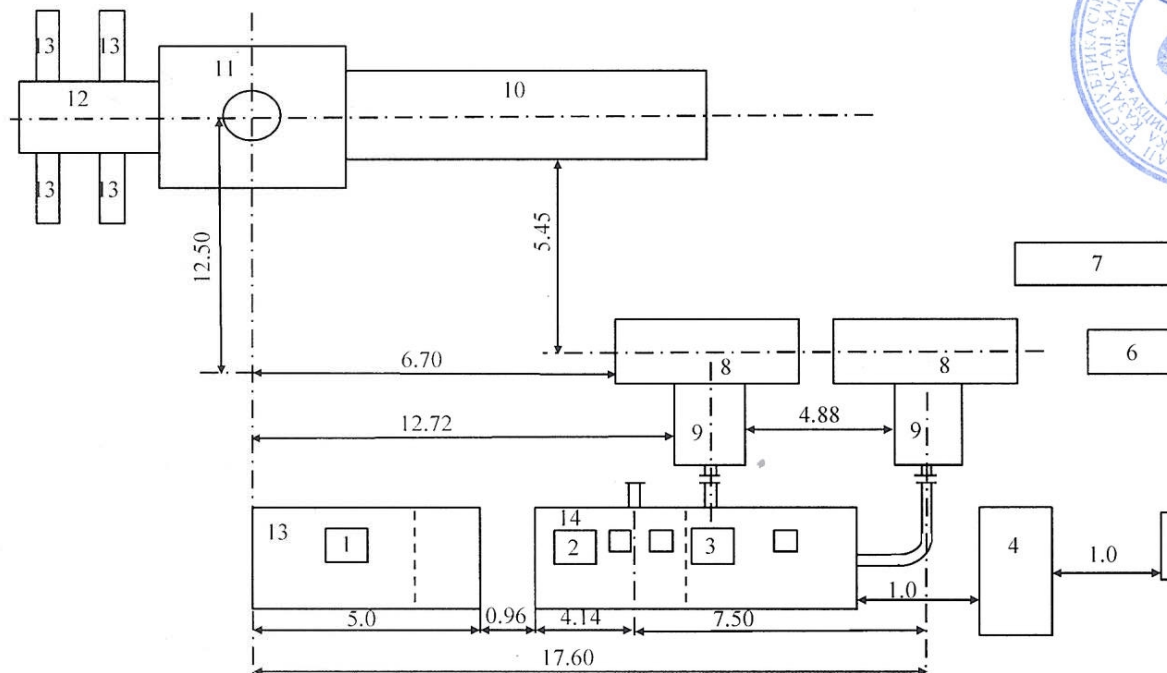
Схема расположения бурового оборудования БУ 258 Rig 258 equipment layout

УТВЕРЖДЕНО / APPROVED by:
Менеджер по производству / Operations Manager
Компания SaiPar / SaiPar Company
Джон О'нил / John O'neil
05" Декабрь / December 2015



ВЪЕЗД

Фактическая схема
Расположения оборудования буровой установки "ZJ-20" на месторождении "Карачаганак"



№	Наименование	кол-во
1	Вибросито	1
2	Песко-пидотделитель	1
3	Центрифуга	1
4	БПР-15м³	1
5	Котельная	1
6	Компрессорная станция	1
7	ДЭС-200кВт (Ямз-7514)	1
8	Привод насоса д/в GT2V190	2
9	Буровой насос SL3NB1300	2
10	Буровая установка ZJ-20	1
11	Роторный стол	1
12	Приемный мост	1
13	Емкость №1-12м³	1
14	Емкость №2-35м³	1
15	Стеллажи для труб	2



"Утверждаю"

Вице-президент по производству

АО "Казбургаз"

Байкадамов К.С.

2014г.

АО "Казбургаз"
Исполнитель: Хамидуллин Н.Н.
тел: +77710323132
Подготовил: Малкин М.
тел: +77710323112



Согласовано
Начальник УГКЧСБ



12.12.06

Утверждаю
Менеджер ОСО

ТИПОВАЯ СХЕМА

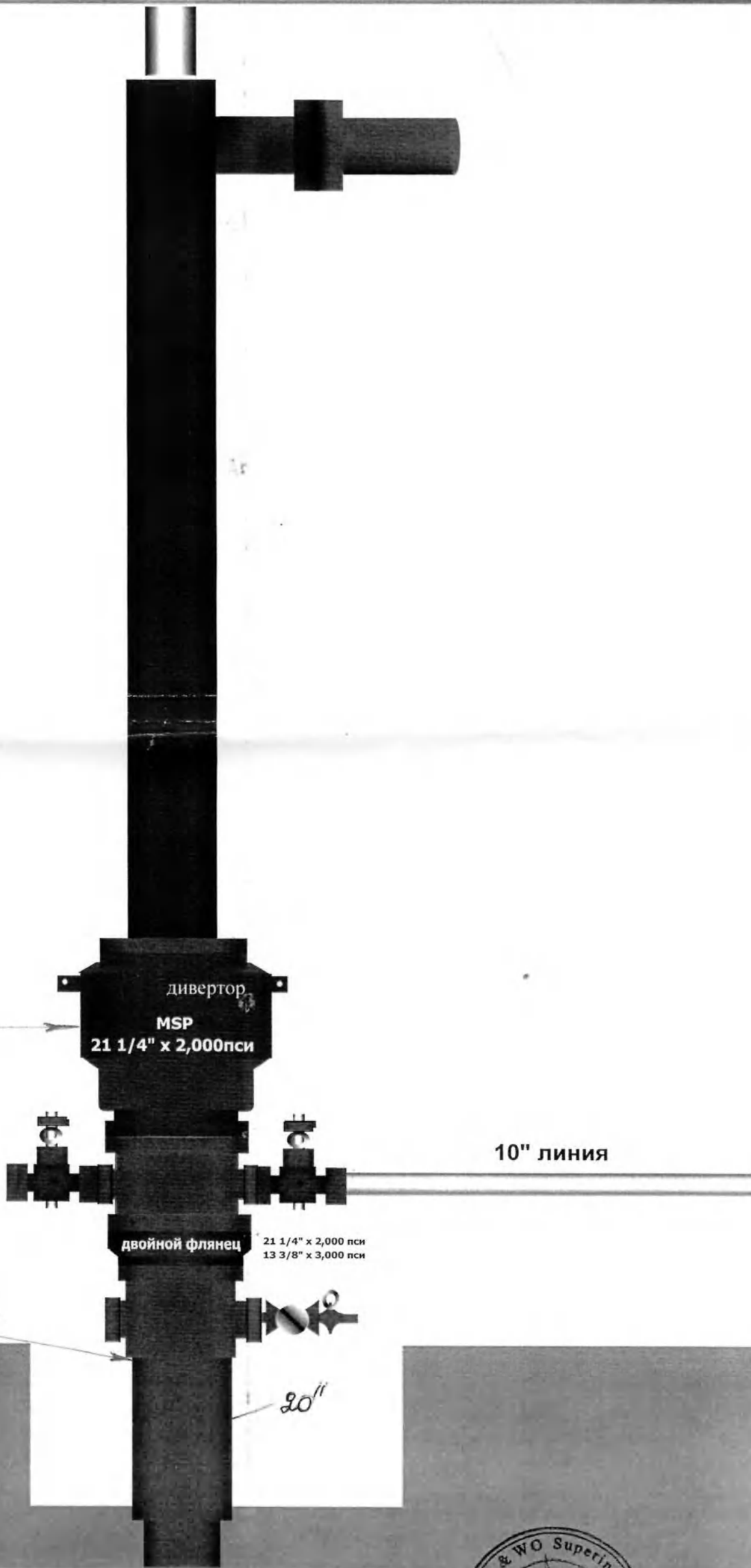
для месторождения Караганак'
МОНТАЖА УСТЬЯ С ДИВЕРТОРОМ

20.12.06
Согласовано

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



РОТОРНЫЙ СТОЛ



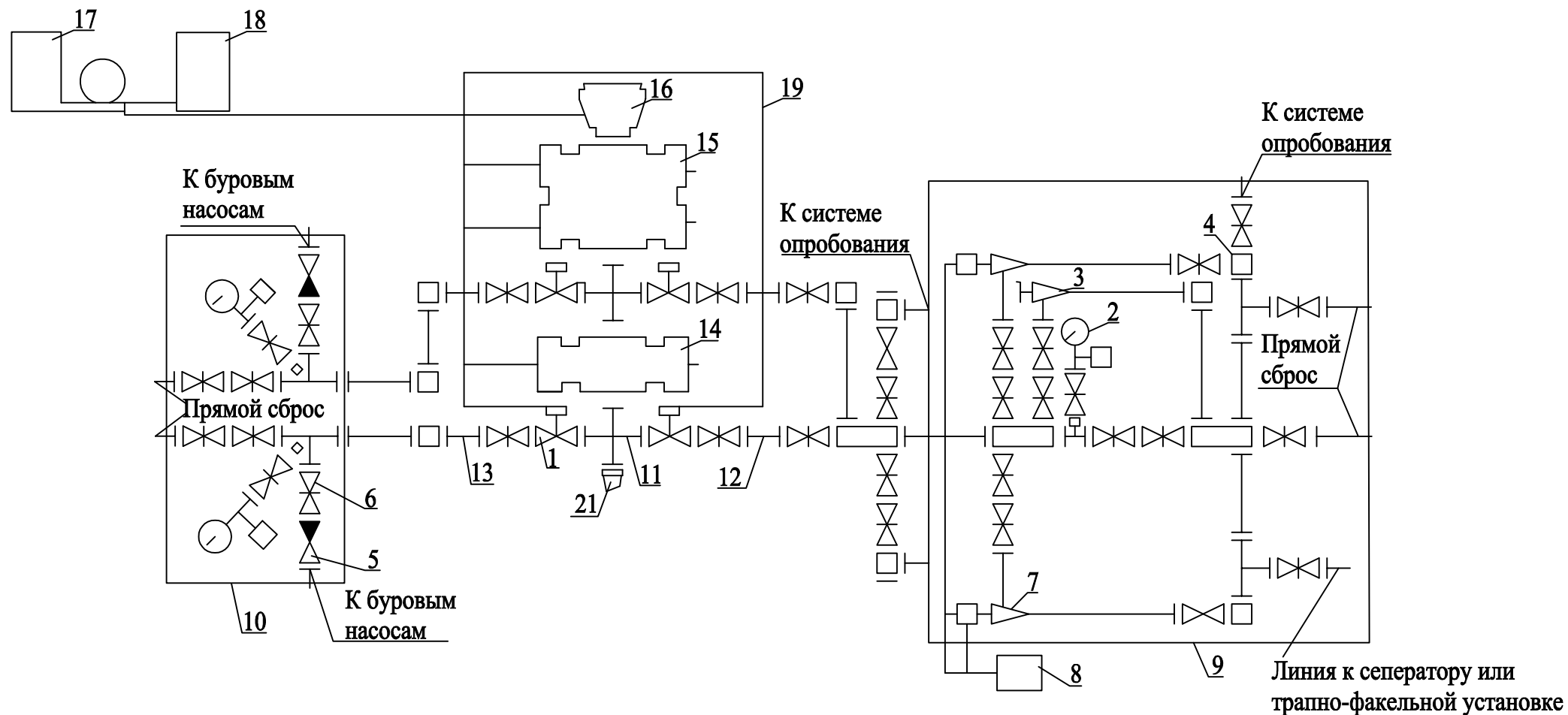
УРОВЕНЬ ЗЕМЛИ

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

12.12.06



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



- 1-задвижка 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-задвижка 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 плащечный превентор; 16-кольцевой превентор; 17-станция гидравлического управления;
19-вспомогательный пульт; 20-линия гидравлического управления; 21 - устье скважины

СОГЛАСОВАНО:
Зам. начальника ДЧС ЗКО
по промышленной безопасности



А. Г. Гусманов

СОГЛАСОВАНО:
Директор Филиала Западно-Казахстанского
РГКП "Ак Берен"



А. Ж. Кубенов

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер ООО КПО 6.6.



С. Мацей / Э. Суэйл

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер по производству
Компании "СайПар"



Р. Кроусон / Д. О'Нил

Типовая схема обвязки устья скважины на месторождении Карачаганак с вращающимся превентором

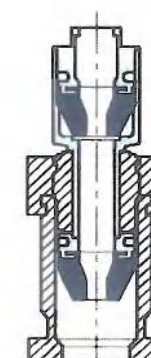
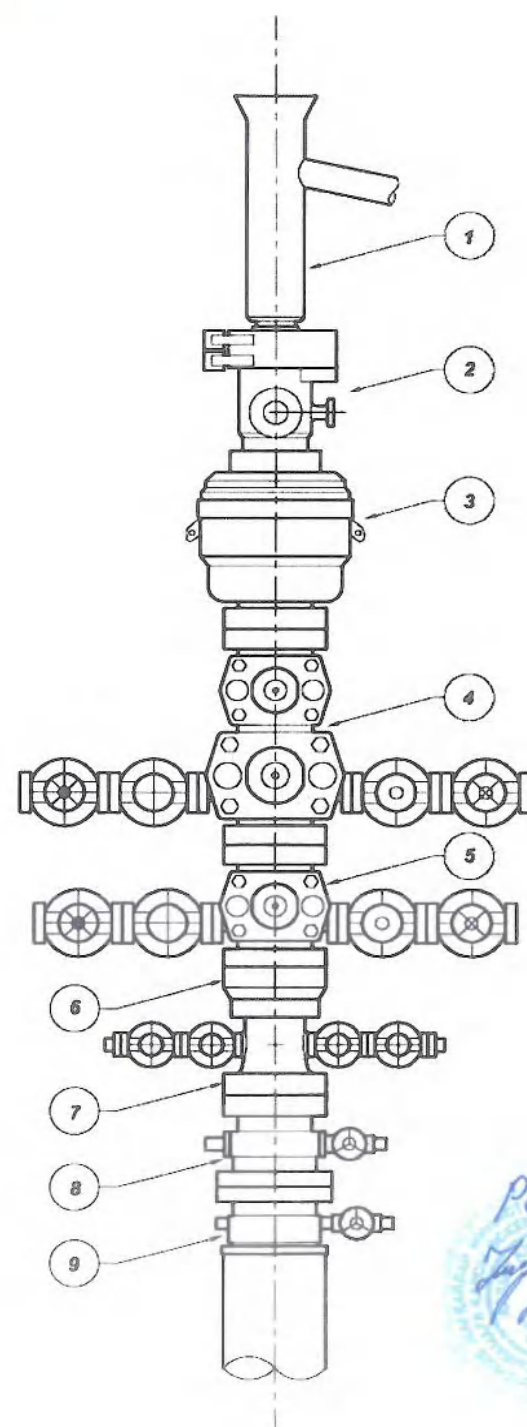


Fig 1

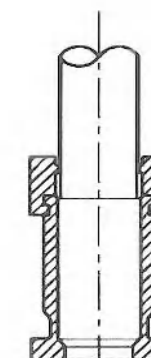


Fig 2

1. Вращающийся превентор с уплотняющими элементами в рабочем состоянии
2. Вращающийся превентор без уплотняющих элементов, применяется до вскрытия продуктивного горизонта

1	Направляющий жепоб
2	Вращающийся превентор Williams 7100
3	Универсальный превентор HydriL GK 13 5/8" x 5000 пси
4	Сдвоенный превентор верхний с трубными плашками, нижний со срезающими плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
5	Одинарный превентор с трубными плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
6	Адаптер 13 5/8"x11" (13 5/8"x9")
7	Трубная головка 13 5/8"x10 000 пси
8	Колонная головка 13 5/8"x11"x10 000 пси
9	Колонная головка 13 5/8"x 9"x 10 000 пси

Рассмотрено 23.10.09
И.И. Шаткин



Типовая схема обвязки устья скважины с вращающимся превентором	
Месторождение Карачаганак	
Выполнил	Ф. Иллари
Проверил	Е. Давлетов

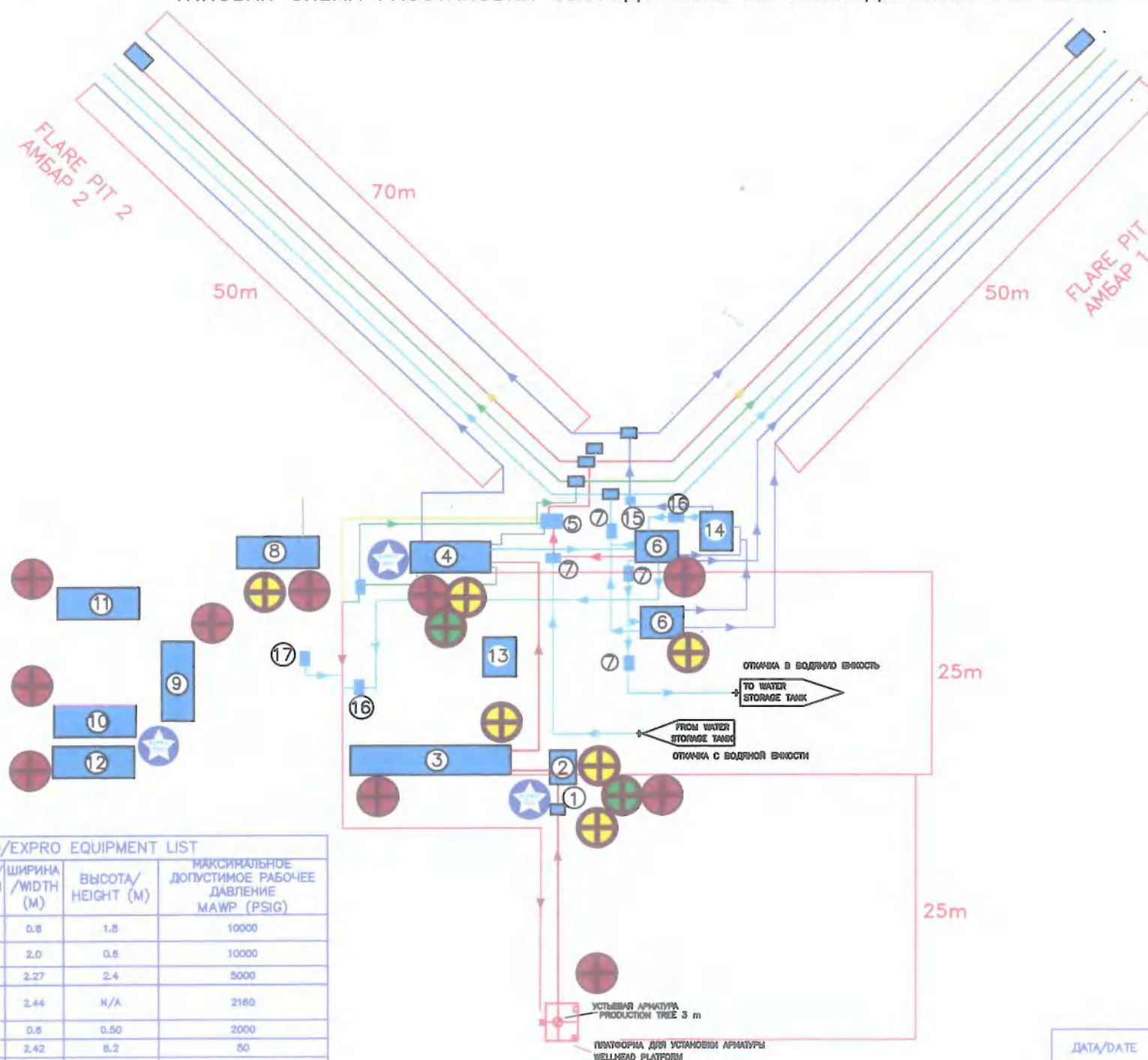
Согласовано
Директор филиала ЗКО ВПФО "Ак Берен"
Г-ном Кубеновым А.Ж.

21.08.2015 г.

Утверждаю
Производственный координатор
"Эскпро-Евразия ЛТД"
Николаас Хьюм

21.08.2015 г.

WELL TEST LAYOUT DIAGRAM ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИНЫ



ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПРО/
INDICATES LOCATION OF EXPRO EQUIPMENT



КНОПКА ДЛЯ ОТСЕЧКИ КЛАПАНА
/ESD SHUTDOWN BUTTON

МНОГОВИДНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ/
MULTI-PHASE PROCESS LINE
НЕФТЯНАЯ ЛИНИЯ/OIL LINE
ГАЗОВАЯ ЛИНИЯ/GAS LINE
ВОДЯНАЯ ЛИНИЯ/WATER LINE
ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ/AIR LINE
ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ЛИНИИ/RELIEF/VENT LINE

СПИСОК ОБОРУДОВАНИЯ ЭКСПРО/EXPRO EQUIPMENT LIST

НОМЕР/ITEM	DESCRIPTION	ДЛИНА LENGTH (M)	ШИРИНА WIDTH (M)	ВЫСОТА/ HEIGHT (M)	МАКСИМАЛЬНОЕ ДОПУСТИМОЕ РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ MAWP (PSIG)
1	ОТСЕЧНЫЙ КЛАПАН SHUTDOWN VALVE	1.1	0.8	1.8	10000
2	ШТИЦЕРНЫЙ МАНИФОЛД/CHOKER MANIFOLD	2.80	2.0	0.8	10000
3	ТЕПЛООБМЕННИК/HEAT EXCHANGER	6.6	2.27	2.4	5000
4	СЕПАРАТОР ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ TP-10 /HIGH PRESSURE SEPARATOR TP-10	6.00	2.44	N/A	2160
5	НЕФТЯНОЙ МАНИФОЛД/OIL MANIFOLD	1.2	0.6	0.50	2000
6	ЕМКОСТЬ/SURGE TANK	3.2	2.42	6.2	50
7	НАСОС/PUMP	1.80	1.1	1.8	125
8	КОМПРЕССОР/COMPRESSORS	6.1	2.4	2.4	300
9	ЛАБОРАТОРИЯ/TEST LABORATORY	6.1	2.4	2.4	300
10	МАСТЕРСКАЯ/WORKSHOP	6.1	2.4	2.4	
11	ГЕНЕРАТОР/GENERATOR	6.1	2.4	2.4	
12	КАБИНА ДЛЯ ПИТАНИЯ/TEA SHACK	6.1	2.4	2.4	
13	КАБИНА ДЛЯ НАСОСОВ ХИМИЧЕСКОГО НАПЕЧАТЕНИЯ CHEMICAL INJECTION PUMP CABIN	3	2.4	2.4	
14	ПАРОВЫЙ СЕПАРАТОР/STEAM-OUT POT	3	2	2.5	
15	ПЛАМЯЗАЩИТЕЛЬ/FLAME ARRESTOR				
16	НАСОС/PUMP	1.80	1.1	1.8	
17	НАСОС/PUMP	1.80	1.1	1.8	

DATA/DATE	REV./REV #	ПРИЧИНА ВЫПУСКА/REASON FOR ISSUE	РИСОВАЛ/ DRAWN	ПРОВЕРЕНО/ CHECKED	АВТОР/AUT
10.12.2013	0	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ/ISSUED FOR REVIEW	A.H./A.N	H.X./N.H.	A.S./A.S.H.
ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИНЫ/ WELL TEST LAYOUT DIAGRAM					
АВТОР/AUTHOR	АЛИАС НУРГАЛИЕВ/ALIAS NURGALIEV		ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИНЫ/ WELL TEST LAYOUT DIAGRAM		
DATA/DATE	02.02.2014				
 EXPRO			 Karachaganak		
			ЧЕРТЕЖ/DRAWING #	REV./REV	
			GAD-123	T	

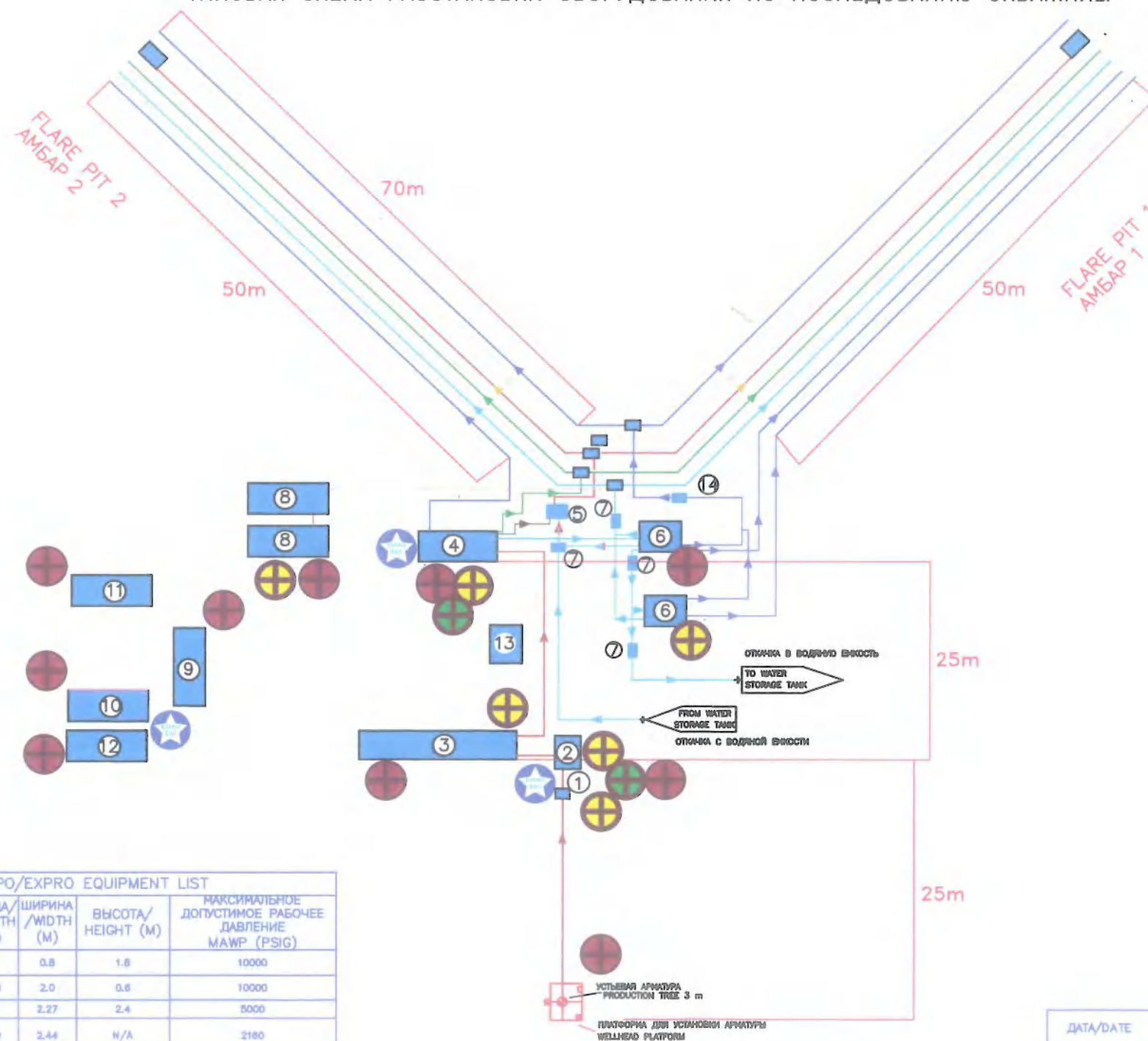
Согласовано
Директор филиала ЗКО ВПФО "Ак Берен"
Г-ном Кубеновым А.Ж.

"21" 2015г.

Утверждаю
Производственный координатор
"Эскпро-Евразия ЛТД"
Николаас Хьюм

"21" 2015г.

WELL TEST LAYOUT DIAGRAM ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИНЫ



ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭСКПРО/
INDICATES LOCATION OF EXPRO EQUIPMENT



КНОПКА ДЛЯ ОТСЕЧКИ КЛАПАНА
/ESD SHUTDOWN BUTTON

МНОГОФАЗНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ЛИНИИ/
MULTI-PHASE PROCESS LINE
НЕФТЯНАЯ ЛИНИЯ/OIL LINE
ГАЗОВАЯ ЛИНИЯ/GAS LINE
ВОДЯНАЯ ЛИНИЯ/WATER LINE
ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ/AIR LINE
ВЕНТИЛЯЦИОННЫЕ ЛИНИИ/RELIEF/VENT LINE

СПИСОК ОБОРУДОВАНИЯ ЭСКПРО/EXPRO EQUIPMENT LIST

НОМЕР/ITEM	DESCRIPTION	ДЛИНА/ LENGTH (M)	ШИРИНА/ WIDTH (M)	ВЫСОТА/ HEIGHT (M)	МАКСИМАЛЬНОЕ ДОПУСТИМОЕ РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ MAWP (PSIG)
1	ОТСЕЧНЫЙ КЛАПАН SHUTDOWN VALVE	1.1	0.8	1.8	10000
2	ШТУЦЕРНЫЙ МАНИФОЛД/SHOKE MANIFOLD	2.80	2.0	0.8	10000
3	ТЕПЛООБМЕННИК/HEAT EXCHANGER	6.6	2.27	2.4	5000
4	СТАНДАРТНЫЙ СЕПАРАТОР/STANDARD SEPARATOR	8.00	2.44	N/A	2180
5	НЕФТЯНОЙ МАНИФОЛД/OIL MANIFOLD	1.2	0.8	0.50	2000
6	ЕМКОСТЬ/SURGE TANK	3.2	2.42	8.2	50
7	НАСОС/PUMP	1.80	1.1	1.8	125
8	КОМПРЕССОР/COMPRESSORS	6.1	2.4	2.4	300
9	ЛАБОРАТОРИЯ/WELL TEST LABORATORY	6.1	2.4	2.4	300
10	МАСТЕРСКАЯ/WORKSHOP	6.1	2.4	2.4	
11	ГЕНЕРАТОР/GENERATOR	6.1	2.4	2.4	
12	КАБИНА ДЛЯ ПИТАНИЯ/TEA SHACK	6.1	2.4	2.4	
13	КАБИНА ДЛЯ ХИМИЧЕСКОГО НАПРАВЛЕНИЯ CHEMICAL INJECTION PUMP CABIN	3	2.4	2.4	
14	ПЛАМЯЗАДЕРЖИВАТЕЛЬ/FLAME ARRESTOR	2	2	2.5	

ГАС ДЕТЕКТОР
ГАЗОВЫЕ ДЕТЕКТОРЫ

БРЕАТИНГ АППАРАТУС
ДЫХАТЕЛЬНЫЕ АППАРАТЫ

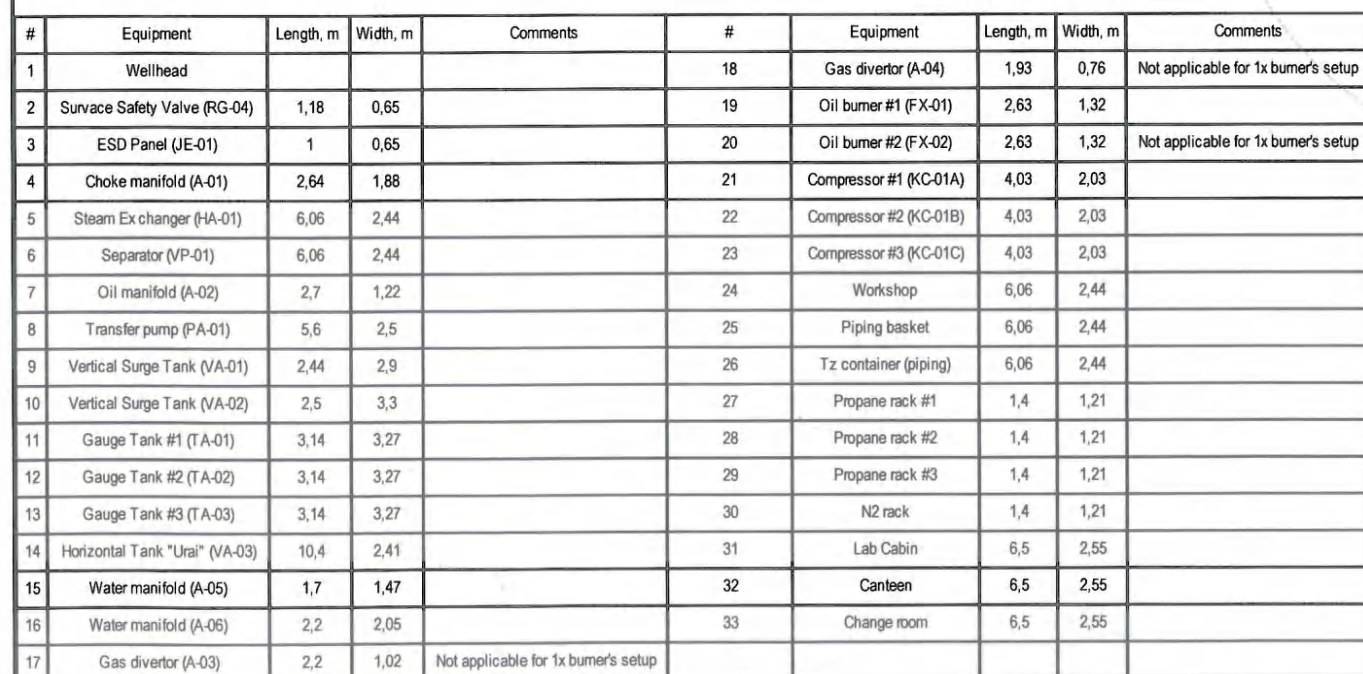
ФИРЕ ЕХТИНГУИШЕР
ОГНЕТУШИТЕЛИ

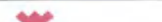
DATA/DATE	REV./REV	ПРИЧИНА ВЫПУСКА/REASON FOR ISSUE	РИСОВАЛ/ DRAWN	ПРОВЕРЕНО/ CHECKED	АВТОР/AUTH
10/07/2015	0	ВЫПУЩЕНО ДЛЯ РАССМОТРЕНИЯ/ISSUED FOR REVIEW	A.H./A.N	H.X./N.H.	A.W./A.S.H.

АВТОР/AUTHOR	АЛМАС НУРГАЛИЕВ/ALMAS NURGALIYEV	ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАНИЯ ПО ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИНЫ/ WELL TEST LAYOUT DIAGRAM
DATA/DATE	02.02.2014	

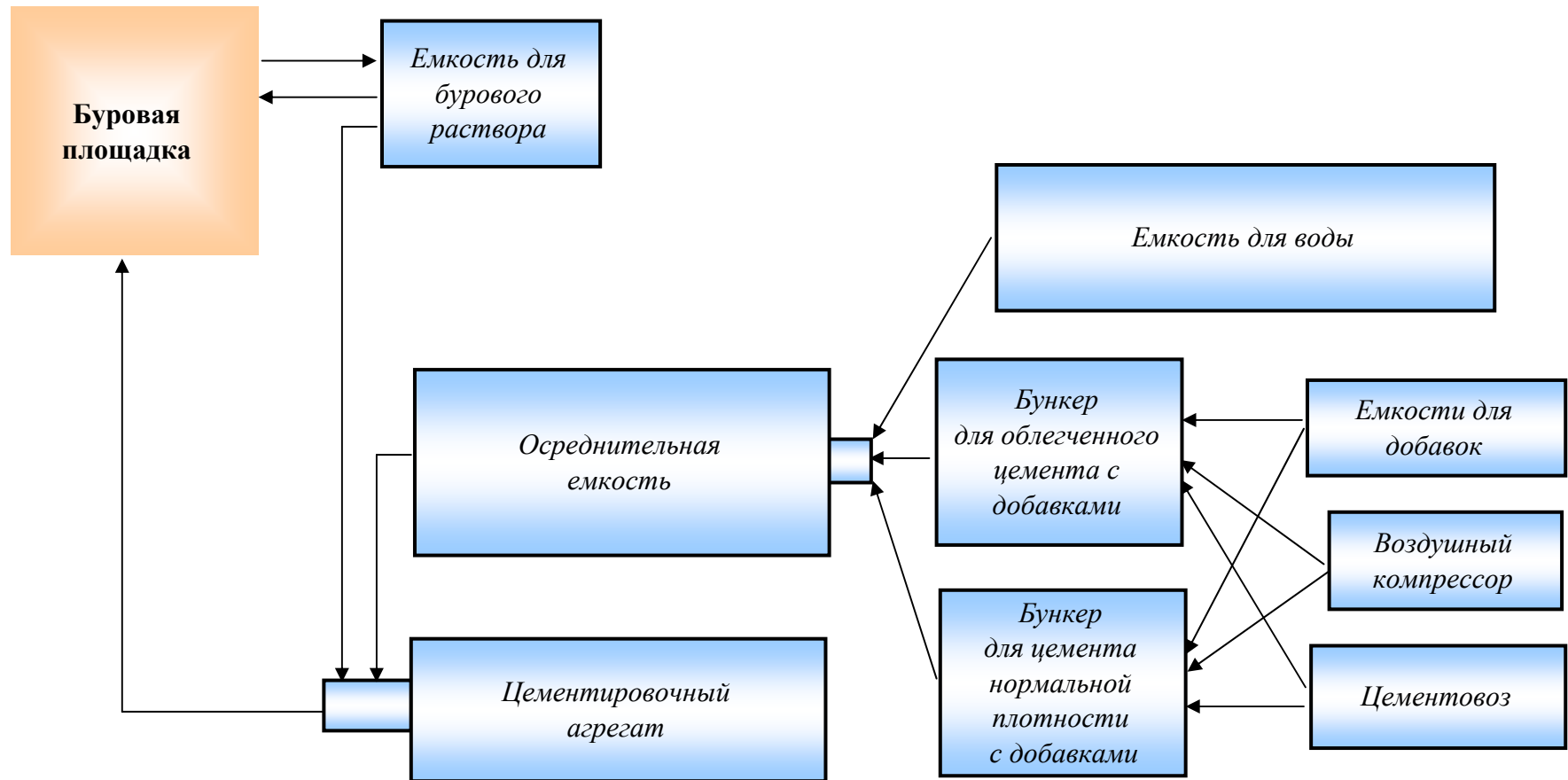


ЧЕРТЕЖ/DRAWING #	REV./REV
GAD-160	0



	Testing & Production Services
Client: KPO Country: Kazakhstan	Well: 127-1 Test type: Clean Up
Drawing number: AKS0415-1-L Scale: 2mm = 1m	Drawing Type: Layout Revision: Rev 1 Page 1 of 1

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?

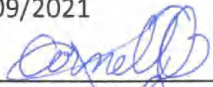
Дизельное топливо – 137 л/час

Моторное масло – 0,0578 л/час

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

Дата: 28/09/2021

Подпись: _____


Cornel Dances

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

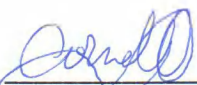
Diesel fuel – 137 liters per hour

Engine oil – 0.0578 per hour

This information was extracted from Oracle.

Date: 28-Sept-2021

Signature. _____


Cornel Dances