



АО «НИПИнефтегаз»

УТВЕРЖДАЮ:

И.о. генерального директора

ТОО «Емир-Ойл»

 Ли Чан

« _____ » 20 ____ г.

ДОПОЛНЕНИЕ
К ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
СК103-Н НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНЫЙ КАРИМАН

Договор № 12/2022 193 от 10.11.2022 г.

Генеральный директор,
д-р техн. наук

Заместитель генерального
директора по экологии

Заместитель генерального
директора по бурению

Заместитель генерального
директора по геологии



О.С. Герштанский

А.О. Дусенбаева

Г.А. Белоножкин

Л.Р. Белько

Актау, 2022



АО «НИПИнефтегаз»



ТОО «Емир-Ойл»

**ДОПОЛНЕНИЕ
К ИНДИВИДУАЛЬНОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ПРОЕКТУ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
СК103-Н НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНЫЙ КАРИМАН**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № skr-439

Актау 2022

ПРОТОКОЛ
совместного совещания ТОО «Емир-Ойл»
и департамента бурения АО «НИПИнефтегаз»

« ____ » _____ 202_ г.

г. Актау

Присутствовали:

Сейтов Е.Т. – менеджер по бурению и КРС ТОО «Емир-Ойл»

Маникулова А.А. – начальник отдела геологии ТОО «Емир-Ойл»

Белоножкин Г.А. – зам. генерального директора по бурению АО «НИПИнефтегаз»

Кулиева А.Ю. – специалист департамента бурения АО «НИПИнефтегаз»

Рассматриваемый вопрос:

«Дополнение к Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман».

Выступили:

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

Сейтов Е.Т. отметил, что проект выполнен на качественном уровне, в соответствии с техническим заданием, требованиями нормативной документации, соблюдением сроков выполнения работ.

В обсуждении приняли участие: Маникулова А.А., Кулиева А.Ю.

Принятое решение:

Рекомендовать «Дополнение к Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман» для рассмотрения и согласования с органами Государственного контроля Республики Казахстан.

Подписи:



Сейтов Е.Т.



Белоножкин Г.А.



Маникулова А.А.



Кулиева А.Ю.

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

«___» _____ 202__ 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

Кулиева А.Ю. – специалист департамента бурения

Рассматриваемый вопрос:

«Дополнение к Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман».

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 «Дополнение к Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман» для рассмотрения и согласования Заказчику ТОО «Емир-Ойл».

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Кулиева А.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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

РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Дополнение к Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман», далее Проект.

Проект содержит 561 стр., 20 рис., 180 табл., 143 источников, 19 приложений.

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

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

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

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

- «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 НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ СК103-Н НА МЕСТОРОЖДЕНИИ СЕВЕРНЫЙ КАРИМАН.

СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	<u>стр.</u>
Раздел 1 Общая пояснительная записка	11
Описание процесса технологии производства работ	12
1. Сводные технико-экономические показатели	15
2. Основание для проектирования	18
3. Общие сведения	19
4. Геологическая характеристика	21
5. Конструкция скважины	53
6. Профиль ствола скважины	61
7. Выбор типа промывочной жидкости для бурения (бурового раствора), перфорационной и надпакерной жидкости	
7.1 Буровые растворы	67
8. Углубление скважины	85
8.1 Нормы на механическое бурение	99
9. Крепление скважины	
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	100
9.2 Цементирование обсадных колонн	120
9.3 Оборудование устья скважины	131
10. Испытание скважины	
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	132
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	133
11. Дефектоскопия и опрессовка	140
12. Строительные и монтажные работы	
Выбор буровой установки	142
12.1 Подготовительные работы к строительству скважины	143
12.4 Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования	
- ZJ50	148
- ZJ70	154
- XJ-550	160
13. Продолжительность строительства скважины	167
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средств контроля и диспетчеризации	168
15. Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно- гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважин	172

15.1 Оценка степени риска при строительстве скважины	191
15.2 Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	195
15.3 Требования к коррозионной защите оборудования и труб	205
15.4 Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов	208
16. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и строительстве скважин	212
Раздел 2 Организация строительства	219
1. Сведения о водоснабжении	220
1.1 Расчет расхода воды	221
2. Сведения об энергоснабжении	222
3. Схема транспортировки грузов и вахт	227
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	228
5. Паспорт технического проекта	231
Раздел 3 Охрана окружающей среды	233
1. Охрана недр	234
2. Охрана окружающей среды	240
Введение	240
2.1 Оценка воздействия на состояние атмосферного воздуха	243
2.2 Оценка воздействия на состояние вод	312
2.3 Оценка воздействия на недра	327
2.4 Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	332
2.5 Оценка физических воздействий на окружающую среду	349
2.6 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	362
2.7 Оценка воздействия на растительность	376
2.8 Оценка воздействия на животный мир	386
2.9 Оценка воздействий на ландшафты и меры по предотвращению минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения	396
2.10 Оценка воздействий на социально-экономическую среду	397
2.11 Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе	410
2.12 Методика оценки воздействия на окружающую среду	426
2.13 Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды	431
Приложение 1 – Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный при	

подготовительных работах к строительству в скважины (подготовка буровой площадки)	435
Приложения 2 – 4 – Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования Буровых установок ZJ-50, ZJ-70, XJ-550.	439
Приложение 5 – Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматива НДС	472
Приложения 6 – 8 – Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере при строительстве и испытании скважины (Буровые установки ZJ-50, ZJ-70, XJ-550)	486
Приложение 9 – Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от аварийных дизельных генераторов и ориентировочные расчеты нормативных платежей за спецприродопользование	552
Приложение 10 – Лицензия АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ»	559

4 Рабочая документация

Приложение 1. Задание на разработку технического проекта	
Приложение 2. Геолого-технический наряд	
Приложение 3. Типовая схема расположения оборудования буровой установки ZJ50	
Приложение 4. Типовая схема расположения оборудования буровой установки ZJ70	
Приложение 5. Типовая схема расположения оборудования буровой установки XJ-550	
Приложение 6. Типовая схема № 45 обвязки устья скважины ПВО при бурении	
Приложение 7. Схема оборудования устья скважины	
Приложение 8. Схема обвязки цементировочного оборудования	
Приложение 9. Технология установки аварийного цементного моста	

ВВЕДЕНИЕ

«Дополнение к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман» (далее Дополнение) разработано АО «НИПИнефтегаз», по техническому заданию ТОО «Емир-Ойл» к имеющемуся у Заказчика «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман», 2022 г. (разработчик АО «НИПИнефтегаз»), согласованному в установленном порядке с Контролирующими органами:

- Департаментом экологии по Мангистауской области, Заключение №KZ 09VWF00063434 от 13.04.2022 г.
- Департаментом Комитета промышленной безопасности по Мангистауской области, Заключение № KZ90VQR00030646 от 27.04.2022 г.

Первоначально строительство скважины СК 103-Н планировалось осуществить в 2022 году, однако по ряду причин срок реализации проекта был перенесен на 2023 год. Необходимость пересчета нормативов эмиссий на более поздний срок реализации проекта, а также внесение корректировок в связи с внесением изменений в экологическое законодательство послужило причиной разработки Дополнения.

Основные технические решения и расчеты остались без изменений и соответствуют приведенным в «Индивидуальном техническом проекте на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман».

Раздел 1

Общая пояснительная записка



ОПИСАНИЕ ПРОЦЕССА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

Основной задачей бурения скважины СК103-Н является добыча нефти из отложений среднего триаса.

Бурение скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман будет осуществляться с применением одной из двух буровых установок ZJ-50 или ZJ-70 с грузоподъемностью соответственно 322 и 450 т.

Для испытания скважины, где не требуется большая грузоподъемность, задействовать тяжелые БУ нерационально. Поэтому для испытания планируется использовать буровую установку XJ-550 номинальной грузоподъемностью 117 т.

Буровые установки имеют 4-х ступенчатую систему отчистки, которая обеспечит соблюдение проектных параметров промывочной жидкости, тем самым, обеспечивая минимальное воздействие промывочной жидкости на проницаемые (продуктивные) пласты.

Буровые установки оснащены современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяют требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

Проектная глубина скважины по вертикали составит 3993 м и по стволу – 4100 м. Исходя из горно-геологических условий разреза, для обеспечения надежности, технологичности и безопасности запроектирована следующая конструкция скважины:

Направление Ø 720 спускается на глубину 20 м, предусмотрено для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор Ø 473,1 мм спускается на глубину 200 м, для предупреждения гидроразрыва пород при водопроявлении и обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.

1 Промежуточная колонна Ø 339,7 мм спускается на глубину 1500 м, с целью перекрытия верхних водоносных горизонтов, а также монтажа ПВО.

2 Промежуточная колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 3100 м, с целью перекрытия водоносных горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установки ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 4100 м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения нефтяных и водоносных горизонтов, испытания продуктивных объектов, добычи углеводородов.

Бурильная колонна Ø 127,0 мм, укомплектована трубами марки G-105, с толщиной стенок 9,19 мм, что позволит без риска работать на верхних пределах рекомендуемых режимов.

С целью недопущения открытого нефтегазового выброса на обсадные колонны, устанавливается комплект противовыбросового оборудования (ПВО), включающий в себя универсальный превентор FH35-35 и сдвоенный плащечный превентор 2FZ35-70, обеспечивающий герметичность устья скважины при возможных ГНВП.

Процесс ведения работ строительства скважины будет состоять из следующих этапов (всего 164,5 суток):

- 1) строительно-монтажные работы – 14,0 суток;
- 2) подготовительные работы к бурению – 6,0 суток;
- 3) бурение и крепление – 130,0 суток;
- 4) испытание – 14,5 суток.

Строительно-монтажные работы включают:

- обустройство площадки под буровое оборудование;
- работы по созданию фундамента под оборудование и монтажа бурового оборудования, строительству привышечного сооружения и емкостей для сбора отходов бурения.

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Бурение и крепление включает ряд операций:

- спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;
- разрушение породы забоя; наращивание бурильного инструмента по мере углубления скважины;
- промывку забоя скважины буровым раствором с целью выноса разрушенной породы из скважины. Тип бурового раствора и его рецептура подобраны, исходя из горно-геологических условий строительства скважины, а также из наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почву и подземные воды. Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему. Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина – металлические желоба – блок очистки –

приемные емкости – насос буровой – манифольд (труба) – скважина. При строительстве скважины будет применяться безамбарный метод бурения.

- крепление стенок скважины при достижении определенной глубины обсадными трубами, с последующим цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами. Скважины укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов, предотвращения НГВП и эксплуатации.

Испытание скважины состоит из ряда операций:

- подготовительные работы к испытанию;
- шаблонирование обсадной колонны;
- перфорация обсадной колонны, с целью образования каналов и соединения продуктивных пластов с внутритрубным пространством. Перфорация будет осуществляться кумулятивными перфораторами ПКО-114;
- вызов притока в скважине, посредством снижения гидростатического давления.

Вызов притока осуществляется несколькими способами, сменой жидкости в скважине, снижением уровня и т.д.;

- освоение, очистка скважины и проведение исследований. Процесс заключается в подборе оптимальных режимов эксплуатации скважины, исследования будут проводиться на штуцере 6мм. При освоении и испытании с целью вывода скважины на эксплуатационный режим нефтегазовая смесь со скважины будет направлена на коллектор Кариман-Долинное. Затем по коллектору, данная смесь будет поступать в НГС на Долинном, где газ будет отделяться и через ГС будет направлен на УПГ Долинное для дальнейшей прокачки на УПГ Аксаз. Отжиг газа не предусматривается.

После проведения всего цикла испытаний скважина считается освоенной и строительство скважины законченным.

1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины.	13Г
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту.	СК103-Н
3	Площадь (месторождение).	Северный Кариман
4	Расположение (суша, море).	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м.	-
6	Цель бурения и назначение скважины.	эксплуатационная ; эксплуатация
7	Проектный горизонт.	T ₂
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали;	3993
	по стволу.	4100
9	Число объектов испытания:	
	в колонне;	1
	в открытом стволе.	-
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	наклонно-направленная
11	Тип профиля.	трехинтервальный, J-образный
12	Азимут бурения, град.	61
13	Максимальный зенитный угол, град.	30
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м.	4,00
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м.	3620
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	Металлоёмкость конструкции, кг/м.	129,3
19	Способ бурения.	роторный; забойный двигатель
20	Вид привода.	Дизель-электрический
21	Вид монтажа (первичный, повторный).	первичный, повторный
22	Тип буровой установки.	ZJ-50; ZJ-70 или аналоги
23	Тип вышки.	A- образная
24	Наличие механизмов АСП (да, нет).	нет
25	Номер основного комплекта бурового оборудования.	-
26	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной;	201,0
	бурильной.	145,3
27	Тип установки для испытания.	XJ-550 или аналог
28	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	164,5
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы;	14,0
	подготовительные работы к бурению;	6,0
	бурение и крепление;	130,0
	испытание, всего	14,5
	в том числе:	
	в открытом стволе;	-
	в эксплуатационной колонне.	14,5
29	Проектная скорость бурения, м/ст.мес.	946,2



Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	720	0	20	-	-
Кондуктор	473,1	0	200	-	-
1 Промежуточная	339,7	0	1500	-	-
2 Промежуточная	244,5	0	3100	-	-
Эксплуатационная колонна	168,3	0	3993	0	4100
Примечание - Глубины спуска обсадных колонн следует корректировать по фактическим геологическим данным.					

Таблица 1.3 -Дополнительные сведения

Мощность буровых станков	Наличие тампонажной колонны	Среднегодовое количество буровых станков в бурении		Время пребывания турбобура на забое, %	Время механического бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буровой бригады: сдельная, повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачиваемости бур. труб, %
		в испытании	в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	ДА	2	-	-	нет	по заявке	повременная	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					
								число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)	количество	рей			Всего	вывозу	захоронению	сбору		
при бурении	до	от	при испытании	интервал глубины, м	количество	число смен работы	рей	монтеров	11	2	12	13	14	15	16	17		
	от	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	0	4100	0	4100	0	4100	2	2	-	1	1	2	1320,1*	Шлам	579,3	579,3		
														Сточные воды	392,5	392,5		
														Отработанный буровой раствор**	201,0	201,0		

* Оставшийся после бурения и испытания скважины буровой раствор объемом 1320,1 м³ допускается использовать повторно при бурении другой скважины. В случае отсутствия необходимости в использовании данного раствора, вывозится на утилизацию.

** Вывозится на утилизацию в составе шлама.



Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации	Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год		Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ
	от	до	глубина, м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		
1	2	3	4	6	7	8	9	тип
фонтанный (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	в течении всего срока эксплуатации		не планируется	4076	152,4	Общая коррозия	30 м выше башмака НКТ	плотность, г/см ³
								11
								1,0

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

Таблица 1.6 - Номера скважин, подлежащих ликвидации или консервации

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



2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1 - Список документов, которые являются основанием для проектирования

№№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы (проект) разработки площадей (месторождений), задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия и инициалы лица, утвердившего документ
1	2
1	Проект разработки месторождения Северный Кариман, 2019 г.
2	Договор № 12/2022 193 от 10.11.2022г. на оказание услуг по разработке «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман глубиной 4100 метров», подписанный И.о генерального директора ТОО "Емир-Ойл" Ли Чан.
3	Техническое задание на разработку «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман глубиной 4100 метров», подписанное И.о генерального директора ТОО "Емир-Ойл" Ли Чан.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Северный Кариман
Блок (номер и /или название)	
Административное расположение	
республика	Казахстан
область (край)	Мангистауская
район	Мунайлинский
Год ввода площади в бурение	2011
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	-
Температура воздуха, С ⁰	
среднегодовая	+15
наибольшая летняя	+45
наименьшая зимняя	-20
Среднегодовое количество осадков, мм	100
Максимальная глубина промерзания грунта, м	0,78
Продолжительность отопительного периода в году, сут	158
Продолжительность зимнего периода в году, сут	95
Азимут преобладающего направления ветра, град	Северо-восточное
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Сейсмичность района работ	6

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Равнина
Состояние местности	не заболоченная
Толщина, см	
снежного покрова	25
почвенного слоя	отсутствует
Растительный покров	Скудный, полупустынного типа
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	2,1 га	СН 459-74

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; энергоснабже- ние, связь, местные строймате- риалы и т.д.)	Источник за- данного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго- привода, связи и строймате- риалов
1	2	3	4
Техническая вода	Куйлыс	5	Водовод
1. Для хозяйственных нужд - пресная вода	ст.Мангистау	60	Автоцистерна
2. Для питьевых целей - бутилированная	г.Актау	70	Автомобиль
Энергоснабжение	Дизель-генератор буровой установки	Буровая	Низковольтная ЛЭП 100 м на ж/б или метал.опорах
Связь	Телефон, сотовая связь		
Местные стройматериалы	Местный карьер	50	Автосамосвал

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяжённость, км	Характер покрытия (гравийное, из лесомате- риалов и т.д.)	Ширина, м	Высота насыпи, см	Характеристика дороги
1	2	3	4	5
Спланированные бульдозером временные дороги				

Таблица 3.6 - Сведения о магистральных дорогах и водных транспортных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	Название	расстоя- ние до буровой км	наличие (да, нет)	Название	расстоя- ние до буровой км
1	2	3	4	5	6
Да	Актау	70	нет	-	-

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

**месторождения Северный Кариман
для разработки дополнения к индивидуальному техническому проекту на
строительство наклонно-направленной эксплуатационной скважины**

№ скважин:	СК103-Н
Цель бурения:	Добыча нефти
Проектный горизонт:	T₂A, T₂Б, T₂В
Проектная глубина по вертикали, TVD:	3993
Проектная глубина по стволу, MD:	4100 м
Альтитуда земли:	минус 84 м

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

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	20	Четвертичные	Q	-	-	-
20	330	Палеоген	P	1	180	1,10
330	582	Верхний мел, сенон-туронский ярус	K _{2sn+t}	1	180	1,10
582	700	Верхний мел, сеноманский ярус	K _{2cm}	1	180	1,12
700	1295	Верхний мел, сеноманский ярус	K _{2al}	1	180	1,12
1295	1400	Нижний мел, аптский ярус	K _{1a}	1	180	1,12
1400	1550	Нижний мел, барремский ярус	K _{1br}	1	180	1,10
1550	1600	Нижний мел, готеривский ярус	K _{1g}	1	180	1,10
1600	1703	Нижний мел, валанжинский ярус	K _{1v}	1	180	1,34
1703	1804	Верхняя юра, кимеридж-титонский	J _{3km+t}	2	180	1,10
1804	2002	Верхняя юра, оксфордский ярус	J _{3o}	2	180	1,10
2002	2181	Верхняя юра, келловейский ярус	J _{3k}	2	180	1,10
2181	2440	Средняя юра, батский ярус	J _{2bt}	2	180	1,10
2440	2760	Средняя юра, байосский ярус	J _{2b}	2	180	1,10
2760	3050	Средняя юра, ааленский ярус	J _{2a}	2	180	1,10
3050	3150	Нижняя юра	J ₁	2	180	1,15
3150	3450	Верхний триас	T ₃	2,5	272	1,42
3450	3500		T _{3надбаз-1}			
3500	3550		T _{3надбаз-2}			
3550	3620		T _{3баз}			
3620	3680	Средний триас	T ₂	2,5	280	1,40
3680	3770		T _{2A}			
3770	3840		T _{2Б}			
3840	3900		T _{2В}			
3900	3993		T _{2 под}			
Примечание - стратиграфический разрез принят по скв. СК101-Н, СК2, СК1БС1, СК3						



Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в ин- тервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	20	Суглинки	100	Суглинки лессовидные, с обломками раковин, песчано-гравийными наносами.
P	20	330	Глины	35	Глины серые, белые, зеленые, буровато-серые, светло-коричневые, мелоподобные, сланцеватые, песчанистые.
			Известняки	35	Известняки светло-серые, коричневые, белые, мелоподобные.
			Мергели	30	Мергели белые, серые, крепкие, с включениями конкреций пирита.
			Известняки	35	Известняки светло-серые, крепкие, органогенно-обломочные, глинистые, песчанистые.
K ₂ sn+t	330	582	Мергели	35	Мергели пестроцветные, плотные, крепкие, трещиноватые, мелоподобные, глинистые.
			Мел	30	Мел белый, пыльный, плотный, участками мягкий до рыхлого, с включениями мелких конкреций пирита.
K ₂ cm	582	700	Глины	40	Глины темно-серые, зеленоватые, тонкослоистые.
			Песчаники	40	Песчаники темно-серые, рыхлые.
			Пески	10	Пески серые полимиктовые.
			Мергели	10	Мергели плотные, мелкозернистые.
K ₁ al	700	1295	Алевриты	40	Алевриты зеленовато-серые, разномерные.
			Глины	35	Глины темно-серые, черные.
			Песчаники	15	Песчаники темно-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые.
			Пески	5	Пески темно-серые, зеленовато-серые, мелкозернистые.
			Мергели	5	Мергели плотные, мелкозернистые.
			Мергели	25	Мергели с обломками раковин пелеципод и фораминифер.
K ₁ a	1295	1400	Алевриты	25	Алевриты темно-серые, разномерные.
			Песчаники	25	Песчаники зеленовато-серые, мелкозернистые.
			Глины	25	Глины темно-серые, карбонатные.
			Известняки	35	Известняки органогенно-обломочные, мелкозернистые с прослоями алевритов, доломитов и мергелей..
K ₁ br	1400	1550	Песчаники	35	Песчаники пестроцветные, разномерные, кварцевые с прослоями алевритов, доломитов и мергелей..
			Мергели	10	Мергели тонкослоистые, с обломками раковин.
			Доломиты	10	Доломиты мелкозернистые.
			Алевриты	10	Алевриты, крупнозернистые, плотные.
K ₁ h	1550	1600	Известняки	100	Известняки органогенно-обломочные, мелкозернистые.
K ₁ v	1600	1703	Песчаники	70	Песчаники пестроцветные, разномерные, кварцевые, с различной степенью цементации.
			Доломиты	10	Доломиты мелкозернистые.
			Алевриты	10	Алевриты крупнозернистые, плотные, песчанистые.
			Известняки	10	Известняки мелкозернистые.



Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
J ₃ km+t	1703	1804	Известняки	40	Известняки серые, светло-серые, твердые.
			Песчаники	20	Песчаники и алевролиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, полимиктовые, плотные.
			Алевролиты	20	Алевролиты серые, зеленовато-серые, темно-серые, полимиктовые, плотные.
			Мергели	20	Мергели серые до темно-серых, твердые, глинистые.
J ₃ ox	1804	2002	Глины	45	Глины темно-серые, зеленовато-серые, плотные, мергелистые, слабопесчанистые.
			Известняки	15	Известняки серые, темно-серые.
			Мергели	15	Мергели серые, мелкозернистые, трещиноватые, с примесью алевролитового материала.
			Песчаники	15	Песчаники светло-серые, мелкозернистые.
J ₃ k	2002	2181	Алевролиты	10	Алевролиты темно-серые, мелко- и разнозернистые.
			Глины	40	Глины серые, темно-серые, светло-серые, плотные, алевроитистые, слабопесчанистые.
			Песчаники	30	Песчаники серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые.
			Алевролиты	30	Алевролиты серые, темно-серые, мелко- и среднезернистые.
J ₂ bt	2181	2440	Глины	40	Глины темно-серые, плотные.
			Алевролиты	30	Алевролиты серые, темно-серые, буроватые и желтовато-серые, мелкозернистые, редко среднезернистые.
			Песчаники	30	Песчаники серые, темно-серые, буроватые и желтовато-серые, мелкозернистые, редко среднезернистые.
			Песчаники	35	Песчаники серые, светло-серые, мелко-, среднезернистые, твердые, глинисто-алевритовые.
J ₂ b	2440	2760	Алевролиты	30	Алевролиты серые, бурые.
			Аргиллиты	30	Аргиллиты светло-серые, темно-серые, твердые, песчанистые, алевитистые.
			Мергели	5	Мергели серые, мелкозернистые с редкими прослоями углей.
			Песчаники	40	Песчаники серые, светло-серые, бурые, мелко- и крупнозернистые, глинисто-алевритистые.
J ₂ a	2760	3050	Глины	20	Глины серые, темно-серые, аргиллитоподобные, встречаются углистые прослойки.
			Алевролиты	20	Алевролиты серые, темно-серые, твердые, крепкие.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты светло-серые, серые, коричневые, твердые, плитчатые.
			Глины	45	Глины серые, темно-серые, аргиллитоподобные, встречаются углистые прослойки.
J ₁	3050	3150	Алевролиты	45	Алевролиты серые, темно-серые, твердые, крепкие.
			Песчаники	10	Песчаники серые, светло-серые, мелко- и среднезернистые, плотные, крепкие, слоистые, кварцевые.
			Песчаники	35	Песчаники черные, коричнево-серые, зеленовато-серые, среднезернистые, редко крупнозернистые полимиктовые.
			Алевролиты	35	Алевролиты темно-серые с коричневым оттенком, зеленовато-серые, мелкозернистые, редко крупнозернистые полимиктовые.
T ₃	3150	3620	Аргиллиты	30	Аргиллиты серые, светло-серые, черные, алевитистые, с линзами и прослоями угля.
			Известняки	45	Известняки серые, темно-серые и черные, пелитоморфные и мелкозернистые, органогенно-детритовые.
			Доломиты	20	Доломиты серые, кремовые, оолитовые, оолито-обломочные, пелитоморфные, комковатые, туфы, окремненные.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты темно-серые, черные, плотные, алевитистые, с рыбной чешуей, с редкими прослоями туфов.
T ₂	3620		Мергели	10	Мергели темносерые до черных, коричневые, светло-коричневые, с прослоями известняков и туфов.
			Туфы	5	Туфы кристаллокластические, пепловые, неравномерно доломитизированы.



Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название 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- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэф- фици- ент Пуас- сона	Мо- дуть Юнга, 10 ⁷ Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы
	от (верх)	до (низ)															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q	0	20	Суглинки	1,95	-	-	-	-	-	-	10	-	1	M	-	-	-
P	20	330	Глины	2,01	-	-	-	-	-	3,5	10-40	1	3	M+C	0,5	200	0,75
			Известняки	2,46	10	20	10	95	-	1		2	3		0,25	1200	0,16
			Мергели	2,46	-	-	-	-	-	2		1	3		0,36	1100	0,21
K ₂ sn+t	330	582	Известняки	2,47	10	20	10	95	-	2,5	10-40	2	2,5	M+C	0,25	1200	0,16
			Мергели	2,47	-	-	-	-	-	3		1	2,5		0,36	1100	0,21
			Мел	2,47	-	-	-	-	-	2		2	1		0,3	400	0,75
K ₂ cm	582	700	Глины	2,08	-	-	-	-	-	3,5	10-40	1	3	M+C	0,5	200	0,75
			Песчаники	1,87	26	150	20	6	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Пески	1,87	37	350	10	5	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
			Мергели	2,47	-	-	-	-	-	3		1	2,5		0,36	1100	0,21
			Алевриты	2,49	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
K _{1a} l	700	1295	Глины	2,18	-	-	-	-	-	3,5	10-40	1	1,5	M+C	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,00	26	150	20	6	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Пески	2,00	37	350	10	5	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
			Мергели	2,49	-	-	-	-	-	3		1	3		0,36	1100	0,21
			Мергели	2,49	-	-	-	-	-	3		1	3		0,36	1100	0,21
K _{1a}	1295	1400	Алевриты	2,12	-	-	-	-	-	1,5	20-90	2	6	M+C	0,3	400	0,21
			Песчаники	2,02	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
			Глины	2,20	-	-	-	-	-	3,5		1	1,5		0,5	200	0,75
			Известняки	2,50	-	-	-	-	-	2,5		2	3		0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,05	13	100	30	12	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
K ₁ br	1400	1550	Мергели	2,50	-	-	-	-	-	3	20-125	1	3	M+C+T	0,36	1100	0,21
			Доломиты	2,50	-	-	-	-	-	7,5		2	6,5		0,25	1200	0,16
			Алевриты	2,16	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Известняки	2,50	10	100	10	95	-	3		1	3		0,36	1100	0,21
			Песчаники	2,09	13	100	30	12	-	1,5		2	6,5		0,27	500	-
K ₁ h	1550	1600	Доломиты	2,50	-	-	-	-	-	1,5	30-127	2	6,5	C+T	0,25	1200	0,16
			Алевриты	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Известняки	2,50	-	-	-	-	-	2,5		2	3		0,25	1200	0,16
K ₁ v	1600	1703	Песчаники	2,50	-	-	-	-	-	1,5	30-127	2	6,5	C+T	0,27	500	-
			Доломиты	2,50	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,25	1200	0,16
			Алевриты	2,20	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Известняки	2,50	-	-	-	-	-	2,5		2	3		0,25	1200	0,16



Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
J ₃ km+t	1703	1804	Известняки Песчаники Алевролиты Мергели	2,50 2,11 2,22 2,50	-	-	-	-	-	2,5 1,5 1,5 3	30-127	2 2 2 1	4 7 6,5 2,5	C+T	0,25 0,27 0,3 0,36	1200 500 400 1100	0,16 - 0,21 0,21
J ₃ o	1804	2002	Глины Известняки Мергели Песчаники Алевролиты	2,31 2,51 2,51 2,15 2,27	-	-	-	-	-	3,5 2,5 3 1,5 1,5	30-127	1 2 1 2 2	4 6 2,5 7 6	C+T	0,5 0,25 0,36 0,27 0,3	200 1200 1100 500 400	0,75 0,16 0,21 - 0,21
J ₃ k	2002	2181	Глины Песчаники Алевролиты	2,34 2,19 2,32	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	30-127	1 2 2	4 6 6	C+T	0,5 0,27 0,3	200 500 400	0,75 - 0,21
J ₂ bt	2181	2440	Глины Алевролиты Песчаники	2,39 2,38 2,25	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	30-127	1 2 2	3 6 6	C+T	0,5 0,3 0,27	200 400 500	0,75 0,21 0,16
J ₂ b	2440	2760	Песчаники Алевролиты Аргиллиты Мергели	2,32 2,46 2,45 2,53	-	-	-	-	-	1,5 1,5 3,5 3	25-140	2 2 3 1	6 6 3 2,5	C+T	0,27 0,3 0,5 0,36	500 400 200 1100	- 0,21 0,75 0,21
J ₂ a	2760	3050	Песчаники Глины Алевролиты Аргиллиты	2,38 2,50 2,53 2,50	-	-	-	-	-	1,5 3,5 1,5 3,5	25-140	2 1 2 3	6 3 6 3	C+T	0,27 0,5 0,3 0,5	500 200 400 200	- 0,75 0,21 0,75
J ₁	3050	3150	Глины Алевролиты Песчаники	2,52 2,56 2,40	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	25-140	1 2 2	3 6 6	C+T	0,5 0,3 0,27	200 400 500	0,75 0,21 -
T ₃	3150	3620	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	2,50 2,68 2,60	-	-	-	-	-	3,5 1,5 1,5	54-181	3 2 2	3 6 6	C+T	0,28 0,27 0,3	200 500 400	0,75 0,16 0,21
T ₂	3620	3993	Известняки Доломиты Аргиллиты Мергели Туфы	2,57 2,57 2,67 2,57 2,58	20	150	15	75-95	-	2,5 1,5 3,5 3 1,5	58-244	2 2 3 1 2	6 6,5 3 2,5 6,5	C+T+K	0,25 0,25 0,5 0,36 0,25	1200 1200 200 1100 1200	0,16 0,16 0,75 0,21 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	Содер- жание серы % по весу	Содер- жание пара- фина % по весу	Свобод- ный де- бит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					давление на- сыщения в пластовых условиях, 10 ⁵ Па
	от (верх)	до (низ)		в пласто- вых ус- ловиях	после дегаза- ции					газовый фактор, м ³ /м ³	содержа- ние серо- водорода, %	содержа- ние углеки- слого газа, %	относитель- ная по возду- ху плотность газа	коэффи- циент сжимае- мости	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
T ₃ набаз	3550	3570	поровый	0,783	0,846	0,0112	0,06	22,9	7,4	43,55	-	0,84	0,979	0,857	81,4
T ₃ баз	3605	3620	поровый	0,783	0,846	0,0112	0,06	22,9	4,7	43,55	-	0,84	0,979	0,862	81,4
T ₂ A	3700	3750	порово- каверновый	0,721	0,851	0,0112	0,06	18,3	90	95,00	-	2,36	0,893	0,905	155,8
T ₂ Б	3780	3820	каверново- поровый	0,721	0,851	0,0112	0,06	18,3	90	95,00	-	2,18	0,893	0,914	155,8
T ₂ В	3845	3870	каверново- поровый	0,736	0,851	0,0112	0,06	18,3	65	95,00	-	2,03	0,854	0,931	130,8

Примечание - Дебиты при диаметре штуцера 8 мм.



Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Продукти- вный горизонт	Интервал, м		Тип коллектора	Состоя- ние (газ, конденсат)	Содержание в %		Относи- тельная по возду- ху плотность газа	Кэффици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконден- сата, г/см³		Фазовая проницае- мость, мД
		от (верх)	до (низ)			серово- дородо- газа	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	14
Газовые залежи отсутствуют													



Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит, м ³ /сут	Фазо- вая про- ница- емость мД	Химический состав воды, (мг-экв/л)/(мг/л)					Степень минера- лизации, мг/л	Тип воды по Сулину СФН - сульфатнонатриевый ГКН - гидрокарбонатно- натриевый, ХЛМ(Н) - хлормagneзий(натриев) ХЛК - хлоркальциевый (ДА, НЕТ)	Относится к источни- ку питье- вого вода- снабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	16
Р	20	100	поров.	1,010	5	20	150,092	13,063	13,168	158,784	8,273	9,266	СФН	Да
	180	195					5336,61	627,9	414,8	4584,8	100,8	185,9	11250,8	
K ₂ sn+t	330	330	поров.	1,010	5	20	150,092	13,063	13,168	158,784	8,273	9,266	СФН	Да
	582	582					5336,61	627,9	414,8	4584,8	100,8	185,9	11250,8	
K ₂ cm	582	700	поров.	1,010	50	200	150,092	13,063	13,168	158,784	8,273	9,266	СФН	Да
	700	1295					5336,61	627,9	414,8	4584,8	100,8	185,9	11250,8	
K ₁ al	1295	1400	поров.	1,017	25	100	404,274	34,96	9,006	379,727	19,493	49,02	ХЛК	Нет
	1400	1550					14374,2	1678,1	283,7	10964,4	237,5	983,5	28521,4	
K ₁ br	1400	1550	поров.	1,017	25	100	404,274	34,96	9,006	379,727	19,493	49,02	ХЛК	Нет
	1600	1703					14374,2	1678,1	283,7	10964,4	237,5	983,5	28521,4	
J ₃ k	2002	2181	поров.	1,090	-	-	2259,15	3,092	2,13	1647,13	127,57	480,67	ХЛК	Нет
	2181	2440					78271,2	49,6	48,8	39488	1194,8	8186,3	127239	
J ₂ bt	2181	2440	поров.	1,090	-	-	2259,15	3,092	2,13	1647,13	127,57	480,67	ХЛК	Нет
	2440	2760					78271,2	49,6	48,8	39488	1194,8	8186,3	127239	
J ₂ b	2440	2760	поров.	1,090	-	-	2259,15	3,092	2,13	1647,13	127,57	480,67	ХЛК	Нет
	2760	3050					78271,2	49,6	48,8	39488	1194,8	8186,3	127239	
J ₂ a	2760	3050	поров.	1,090	-	-	2259,15	3,092	2,13	1647,13	127,57	480,67	ХЛК	Нет
	3150	3620					666,3	31,3	6,6	367,7	32,5	305		
T ₃	3150	3620	кавер.- поров	1,026	-	-	23689,2	1502	414,8	8457,4	396	6120	ХЛК	Нет
	3770	3840					474,4	1,1	9,1	56,1	100	6,1		
T ₂ Б	3770	3840	кавер.- поров	1,012	-	-	16868	52,7	572,2	1122,2	1219	121,92	ГКН	Нет
	3840	3900					179,2	5,7	40,9	230,7	0,1	0,6		
T ₂ В	3840	3900	кавер.- поров	1,009	-	-	6369,75	271,6	2575,5	5307	1,7	12,69	ГКН	Нет
												14538,3		



Таблица 4.8 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
			пластового, 10 ⁵ Па/м			порового, 10 ⁵ Па/м			гидро разрыва пород, 10 ⁵ Па/м			горного давления, 10 ⁵ Па/м				
			от (верх)	до (низ)	источник получе- ния	от (верх)	до (низ)	источник получе- ния	от (верх)	до (низ)	источник получения	от (верх)	до (низ)	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q	0	20	0,100	0,100	РФ3	0,100	0,100	ПГФ	0,000	0,178	ПГФ	0,000	0,195	РФ3	-	РФ3
P	20	330	0,124	0,124	РФ3	0,124	0,124	ПГФ	0,178	0,209	ПГФ	0,195	0,228	РФ3	30,2	РФ3
K ₂ sn+t	330	582	0,124	0,124	РФ3	0,124	0,124	ПГФ	0,209	0,216	ПГФ	0,228	0,236	РФ3	38,0	РФ3
K ₂ cm	582	700	0,113	0,113	РФ3	0,113	0,113	ПГФ	0,216	0,210	ПГФ	0,236	0,230	РФ3	41,7	РФ3
K ₁ al	700	1295	0,113	0,113	РФ3	0,113	0,113	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,230	0,229	РФ3	60,2	РФ3
K ₁ a	1295	1400	0,113	0,113	РФ3	0,113	0,113	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,229	0,229	РФ3	63,4	РФ3
K ₁ br	1400	1550	0,113	0,112	РФ3	0,113	0,112	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,229	0,229	РФ3	68,1	РФ3
K ₁ h	1550	1600	0,112	0,111	РФ3	0,112	0,111	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,229	0,230	РФ3	69,7	РФ3
K ₁ v	1600	1703	0,111	0,111	РФ3	0,111	0,111	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,230	0,229	РФ3	72,9	РФ3
J ₃ km+t	1703	1804	0,111	0,113	РФ3	0,111	0,113	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,229	0,229	РФ3	76,0	РФ3
J ₃ o	1804	2002	0,113	0,114	РФ3	0,113	0,114	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,229	0,230	РФ3	82,2	РФ3
J ₃ k	2002	2181	0,114	0,114	РФ3	0,114	0,114	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,230	0,230	РФ3	87,7	РФ3
J ₂ bt	2181	2440	0,114	0,114	РФ3	0,114	0,114	ПГФ	0,210	0,210	ПГФ	0,230	0,230	РФ3	95,8	РФ3
J ₂ b	2440	2760	0,114	0,113	РФ3	0,114	0,113	ПГФ	0,210	0,212	ПГФ	0,230	0,232	РФ3	105,7	РФ3
J ₂ a	2760	3050	0,113	0,113	РФ3	0,113	0,113	ПГФ	0,212	0,213	ПГФ	0,232	0,233	РФ3	114,8	РФ3
J ₁	3050	3150	0,113	0,115	РФ3	0,113	0,115	ПГФ	0,213	0,212	ПГФ	0,233	0,232	РФ3	117,9	РФ3
T ₃	3150	3620	0,135	0,135	РФ3	0,135	0,135	ПГФ	0,212	0,216	ПГФ	0,232	0,236	РФ3	132,5	РФ3
T ₂	3620	3993	0,125	0,125	РФ3	0,125	0,125	ПГФ	0,216	0,218	ПГФ	0,236	0,238	РФ3	144,1	РФ3



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 /ч	Расстояние от устья 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
Поглощений не ожидается								



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	Мероприятие 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	водоотдача, см ³ / 30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T ₃	3150	3620	Глин	1,30-1,40	65	5	При вскрытии	Промывка, проработка
T ₂	3620	3993	Глин	1,30-1,40	65	5	При вскрытии	Промывка, проработка



Таблица 4.11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избы- точных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		внутрен.	наруж.		
1	2	3	4	5	5	7	8
Р	60	100	Вода	1,01	1,01	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
	180	195					
	320	330					
K ₂ sp+t	570	582	Вода	1,01	1,01	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
K ₂ cm	670	686	Вода	1,01	1,01	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
K ₁ al	750	800	Вода	1,01	1,01	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
K ₁ a	1390	1400	Вода	1,017	1,017	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
	1450	1487	Вода	1,017	1,017	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
	1600	1634	Вода	1,017	1,017	При вскрытии водонасыщенных пластов	Увеличение водоотдачи, перелив воды
T ₃ надбаз	3389	3471	Нефть	0,783	0,846	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти
T ₃ баз	3495	3529	Нефть	0,783	0,846	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти
T ₂ A	3680	3770	Нефть	0,721	0,851	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти
T ₂ Б	3770	3840	Нефть	0,721	0,851	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти
T ₂ В	3840	3900	Нефть	0,736	0,851	При вскрытии нефтенасыщенных пластов	Разгазирование бурового раствора, появление пленки нефти

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	водот- дача см ³ /30м	смазываю- щие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P	250	320	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
K ₂ cm	582	686	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
K ₁ al	1173	1273	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
K ₁ al	1273	1295	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
K ₁ a	1295	1400	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
K ₁ br	1400	1507	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
J ₂ bt	2181	2440	Затяжки	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Нет	Затяжки и прихваты из-за сужения ствола скважины в отдельных интервалах
T ₃	3150	3620	Сальникообр.	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Да	В результате осыпей и сальникообразования возможны затяжки и прихваты бурильного инструмента
T ₂	3620	3993	Сальникообр.	Полимерный	1,33-1,38	4-5	-	Да	В результате осыпей и сальникообразования возможны затяжки и прихваты бурильного инструмента



Таблица 4.13 - Текучие породы

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



Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

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

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	от (верх)	Интервал, м		Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Кол-во образцов пород, шт.
1	от (верх)	до (низ)	4	5		от (верх)	до (низ)			
Q	2	3				6	7	9	10	11
P						0	20			
K ₂ sn+t						20	330			
K ₂ cm						330	582			
K ₁ al						582	700			
K ₁ a						700	1295			
K ₁ br						1295	1400			
K ₁ h						1400	1550			
K ₁ v						1550	1600			
J ₃ km+tt						1600	1703			
J ₃ o						1703	1804			
J ₃ k						1804	2002			
J ₂ bt						2002	2181			
J ₂ b						2181	2440			
J ₂ a						2440	2760			
J ₁						2760	3050			
T ₃						3050	3150			
T ₂						3150	3620			
						3620	3993			
Отбор керна не планируется										
Отбор грунтов не планируется										

Примечание - В перспективных интервалах отбор шлама необходимо производить через 3 м проходки.



Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ППИ
		на глубине, м	в интервале, м	до (низ)	тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Открытый ствол/Open hole									
1. КС, ПС, БК, ГК, кавернометрия, профилометрия, инклинометрия, термометрия, резистивиметрия, азимут или аналоги SP, LLS, LLD, GR, Cal, Profilmometry, Devi/Azim, Thermometr, Resistivity	1:500	200	0	200	—	—	—	—	—
		1500	200	1500					
		3100	1500	3100	—	—	—	—	—
2. ГК, ИК, КВ, ПР, СГК, ННК, ГТКл, АК, БК, МБК, инклинометрия, термометрия или аналоги GR, Cal, Profilmometry, NGL, CNL, DENL, Acoustic log, MultisondeLL, MicroLL, Devi/Azim, Thermometr	1:500 1:200	4100	3100	4100	—	—	—	—	—
Обсаженный ствол/Close hole									
1. АКЦ или аналоги CBL	1:500 1:200	200	0	200	—	—	—	—	—
		1500	0	1500	—	—	—	—	—
		3100	0	3100	—	—	—	—	—
		4000	0	4100	—	—	—	—	—
Примечания									
1 Глубины указаны по стволу;									
2 Виды и интервалы проведения ГИС могут быть уточнены в процессе бурения скважины.									



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

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

Таблица 4.18 - Прочие виды исследований

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
Исследование шлама		
Макроописание	Образец	911

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

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

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Но- мер объ- екта (сни- зу вверх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип кон- струкции продуктив- ного забоя	Тип уста- новки для испытания (освоения): ПЕРЕ- ДВИЖ- НАЯ СТАЦИ- ОНАРНАЯ	Пласт фон- тани- рую- щий (ДА, НЕТ)	Коли- чество режи- мов (шту- церов) испы- тания, шт.	Диа- метр шту- це- ров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетатель- ной скважины: смена раствора на воду РАСТВОР - ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР - НЕФТЬ), смена воды на нефть ВОДА - НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессором (КОМПРЕССОР)	Опорожнение ко- лонны при испы- тании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- маль- ное сниж. уровня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
T _{2B}	I	3930	3985	-	-	Колонна	Передвижная	Да	3	3 5 7	1 Смена раствора на воду. 2 Снижение уровня 3 Очистка 4 Испытание скважины.	2500	1
T _{2Б}		3855	3910	-	-								
T _{2А}		3770	3823	-	-								
Примечание - Глубины указаны по стволу скважины.													



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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфора- ции, м	Вид перфорации: КУ- МУЛЯТИВНАЯ, ПУ- ЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ ГИДРОПЕСКО- СТРУЙНАЯ, ГИДРО- СТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Количес- тво от- верс- тий на 1 м, шт.	Количес- тво одновре- менно спускае- мых заря- дов, шт.	Количес- тво спус- ков перфо- ратора	Предусмо- трен ли спуск пер- форатора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидропеско- струйной перфорации	
	Вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	Плот- ность, г/см ³								диаметр, мм	количество, шт.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	CaCl ₂	1,30	163	кумулятивный	ПКО-114	20	3260	1	Да	-	-

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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРА- БОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕ- МЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и дру- гие операции, выполняемые по местным нормам	Количес- тво опе- раций, устано- вок, им- пуль- сов, спу- сков	Плот- ность жид- кос- ти в колон- не, г/см ³	Давле- ние на устье, кгс/см ²	Темпе- ратура закачи- ваемой жидко- сти, °C	Глуби- на ус- танов- ки пакера м	Мощ- ность перфо- рации, м	Типо- размер перфо- ратора	Коли- чест- во от- верстий на 1 м, шт.	Коли- чест- во одно- времен- но спус- каемых зарядов, шт.	Местные нормы времени, сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Дополнительные работы не планируются											



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 азаций; 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, сутки
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 давление на период поздней эксплуатации, 10 ⁵ Па	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ			Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10
I	0,716-0,747	0,847-0,853	170,6	2500	64,8	141	-	-		1,15



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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относятся ли к объектам, которые (ДА, НЕТ)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (ДА, НЕТ)		Работы по испытанию	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощности до 5 м	при мощности до 6 м	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов потока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	Нет	Нет	Нет	Нет	2	Да	Нет	Нет	Нет

Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

Индекс стро- тиграфичес- кого подраз- деления	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетае- мого 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- сивность нагнета- ния, тыс.м ³ /сут	давле- ние на устье, кгс/см ²	темпе- ратура нагне- таемо- го аген- та, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Данным проектом нагнетательные скважины не предусмотрены													



Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь	Интервал		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора, глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от	до			
1	2	3	4	5	6	7
СК3	Сев.Кариман	254	300	P	Посадки	
СК3	Сев.Кариман	300	560	K ₂ sp+t	Посадки, затяжки	При бурении в интервале 300-560 м отмечены посадки и затяжки 3-5 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	560	631	K ₂ cm	Посадки, затяжки	При бурении в интервале 560-631 м отмечены посадки и затяжки 3-8 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	700	1250	K ₁ al	Посадки, затяжки	При бурении в интервале 700-1250 м отмечены посадки и затяжки 1-6 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК2	Сев.Кариман	800	1206	K ₁ al	Затяжки	При бурении в интервале 800-1206 м отмечены затяжки. Раствор полимерный: $p - 1,30-1,31 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	1250	1385	K ₁ a	Посадки	При бурении в интервале 1250-1385 м отмечены посадки 3-8 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	1385	1500	K ₁ br	Посадки	При бурении в интервале 1385-1500 м отмечены посадки 12-38 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	2181	2411	J ₂ bt	Затяжки	При бурении в интервале 2181-2411 м отмечены затяжки 3-5 т. Раствор полимерный: $p - 1,33 \text{ г/см}^3$.
СК3	Сев.Кариман	3357	3515	T ₃	Посадки	При бурении в интервале 3357-3515 м отмечены посадки 5-6 т. Раствор полимерный: $p - 1,33-1,38 \text{ г/см}^3$.
СК2	Сев.Кариман		3017	T ₃	Затяжки, обвалы, газопроявление	При бурении интервала 3017-3541 м были отмечены затяжки, обвалы и увеличены газопоказаня. Раствор полимерный: $p - 1,30-1,40 \text{ г/см}^3$
		3541	3650	T ₂	Затяжки, обвалы, газопроявление	При бурении интервала 3541-3650 м были отмечены затяжки, обвалы и увеличены газопоказаня. Раствор полимерный: $p - 1,30-1,40 \text{ г/см}^3$
СК2	Сев.Кариман	3560	3640	T ₂	Газопроявление	При бурении интервала 3560-3640 м были увеличены газопоказаня. Раствор полимерный: $p - 1,31 \text{ г/см}^3$
СК3	Сев.Кариман	3549	3660	T ₂	Затяжки, посадки, газопроявление	При бурении интервала 3549-3660 м посадка, затяжка, увеличение газопоказаня до 100%, плотность раствора от 1,3 до 1,50 г/см ³ .
СК3	Сев.Кариман	3820	3873	T ₂	Затяжки, посадки, сужение, прихват	При бурении в интервале 3820-3873 м отмечены затяжки, посадки, сужение ствола и прихват на глубине 3873 м. Раствор полимерный: $p - 1,32-1,35 \text{ г/см}^3$.

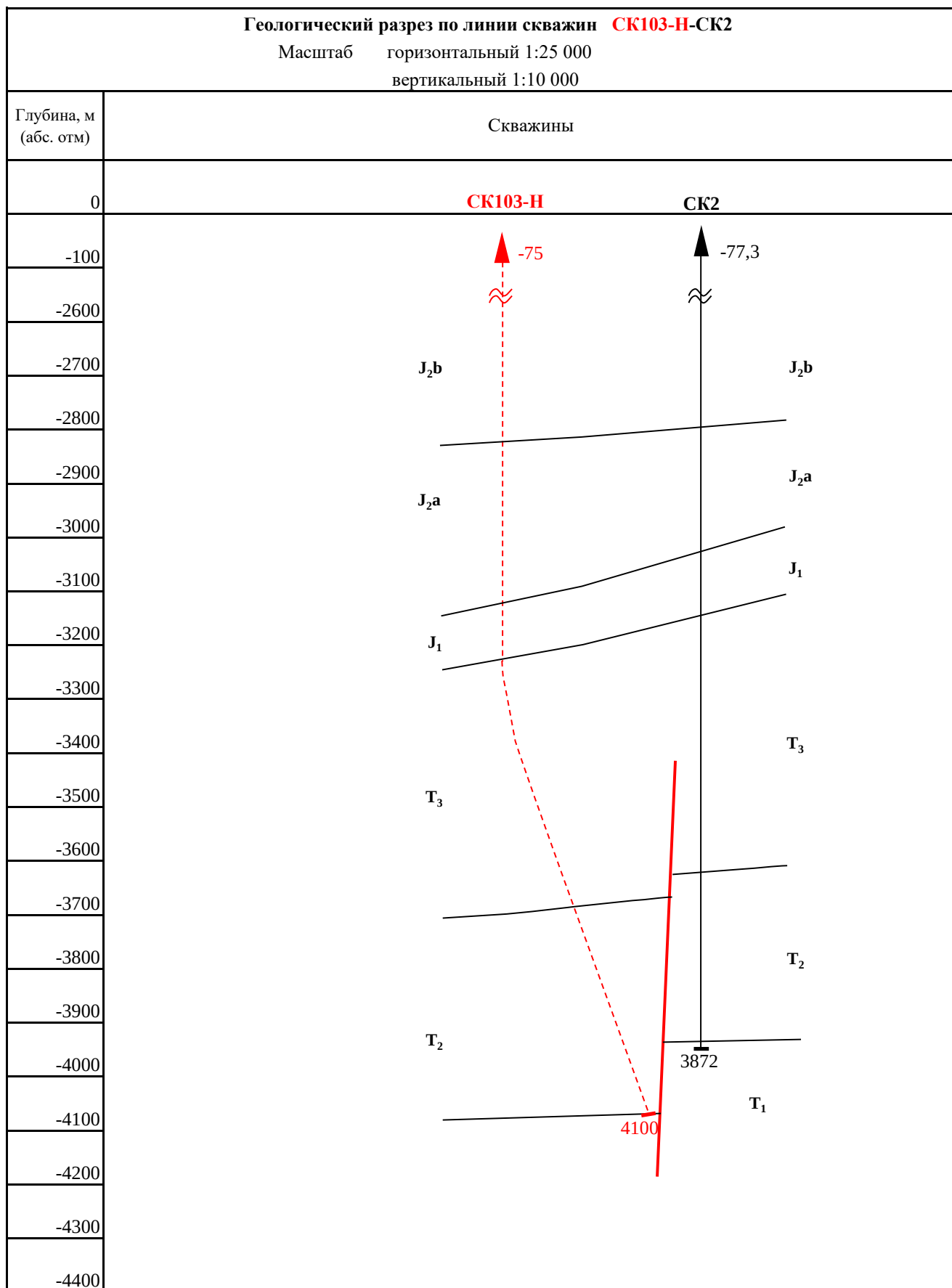


Рисунок 4.1 - Схематический геологический разрез



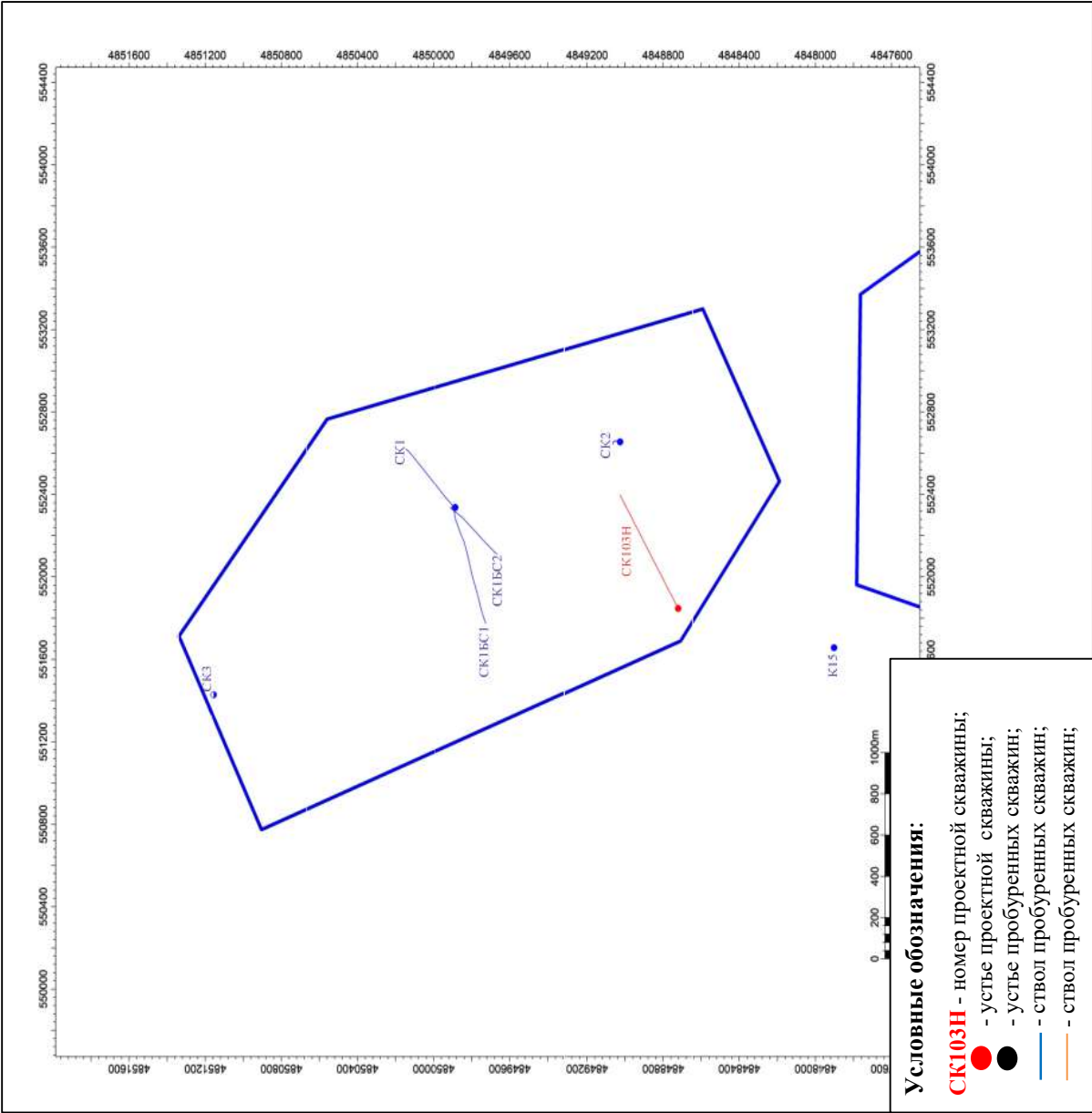


Рисунок 4.3 - Карта-схема расположения проектируемой скважины СК103-Н на контрактной территории ТОО «Емир-Ойл»

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

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

Совмещенный график давлений приведен на рисунке 5.1.

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

- В интервалах 570-582 м, 670-686 м, 750-800 м, 1290-1295 м, 1390-1400 м, 1450-1487 м, 1600-1634 м ожидается вскрытие семи высоконапорных водоносных горизонтов.
- В интервалах 3389-3471 м, 3495-3529 м, 3680-3770 м, 3770-3840 м, 3840-3900 м ожидается вскрытие пяти нефтяных объектов.

Направление Ø 720 спускается на глубину 20 м, предусмотрено для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор Ø 473,1 мм спускается на глубину 200 м, для предупреждения гидроразрыва пород при водопроявлении и обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.

1 Промежуточная колонна Ø 339,7 мм спускается на глубину 1500 м, с целью перекрытия верхних водоносных горизонтов, а также монтажа ПВО.

2 Промежуточная колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 3100 м, с целью перекрытия водоносных горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установки ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 4100 м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения нефтяных и водоносных горизонтов, испытания продуктивных объектов, добычи углеводородов.

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

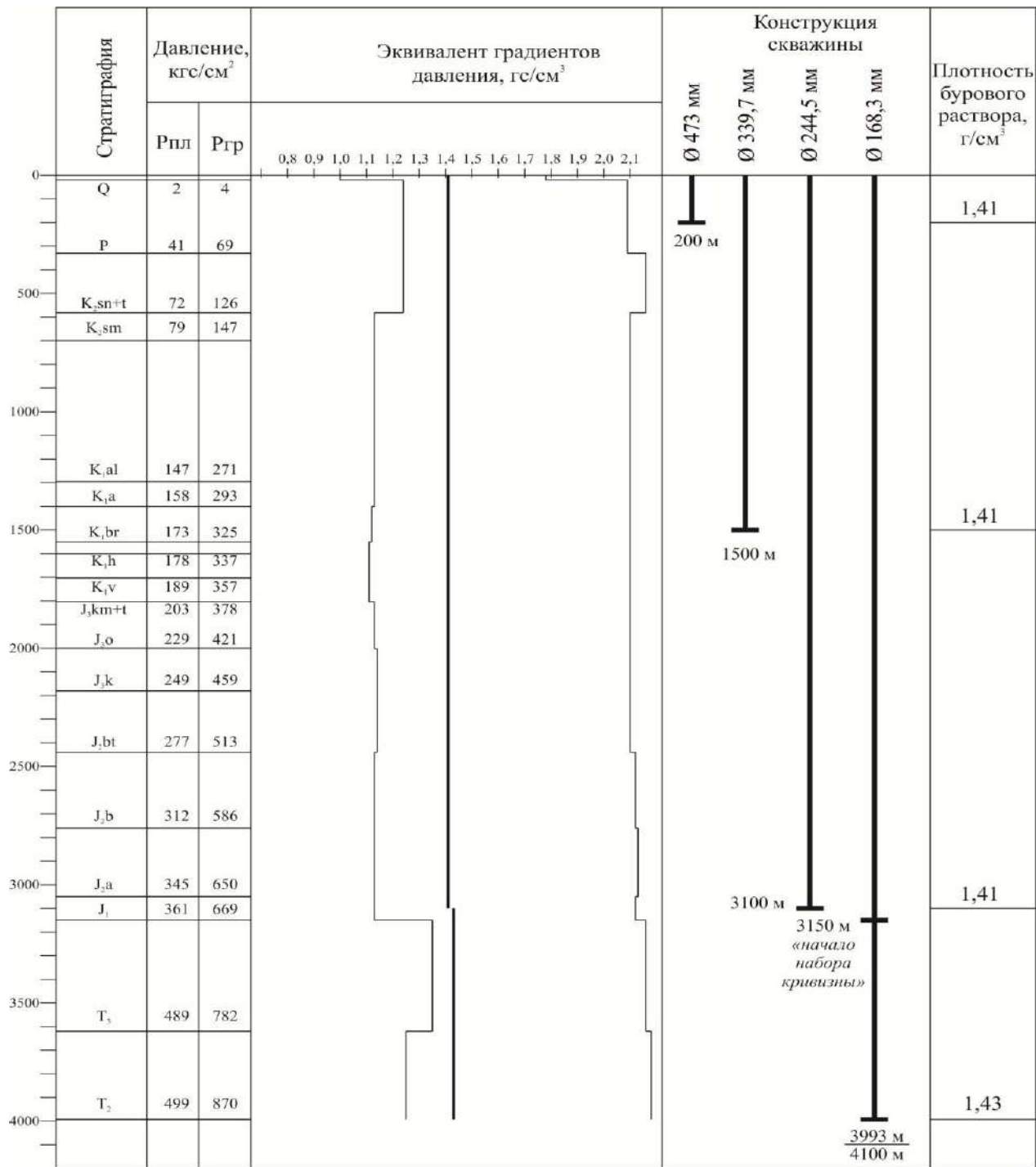


Рисунок 5.1 - Совмещённый график давления

Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа) прочности материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготовление	
1	2	3	4	5	6	7
720	20	Д	10	3,50	10704-91	1. Бурение скважины диаметром 762 мм. 2. Спуск и цементирование направления.



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 дна тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт.	Номер секции в порядке спуска	Интервал установок, м		Необходимость спуска колонны
		верх	низ					верх	низ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор 473,1мм	0	200	609,6	0	1	1	0	200	Предупреждение гидроразрыва пород при водопроявлении, обвязка устья скважины с циркуляционной системой, уста- новка ПВО.
2	1 Промежуточная 339,7мм	0	1500	444,5	0	1	1	0	1500	Перекрытие верхних водоносных горизонтов, монтаж ПВО.
3	2 Промежуточная 244,5мм	0	3100	311,1	0	1	1	0	3100	Перекрытие водоносных горизонтов, предотвращение гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефте- водогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установка ПВО.
4	Эксплуатационная 168,3 мм	0	4100	215,9	0	1	1	0	4100	Разобщение нефтяных и водоносных горизонтов, испытание продуктивных объектов, добыча углеводородов.

Таблица 5.3 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска (см. т.5.2 гр.1)	Раздельно спускаемые части										Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части			
	Номер в порядке спуска (т.5.2 гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установок одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр, мм	Интервал установок труб с заданным типом соединения, м		
					верх	низ						верх	низ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
1	1	1	1	473,1	0	200	11,05	1	1	Батресс	508	0	200	
2	1	1	1	339,7	0	1500	10,92	1	1	Батресс	365,1	0	1500	
3	1	1	1	244,5	0	3100	11,05	1	1	Батресс	269,9	0	3100	
4	1	1	1	168,3	3000	4100	10,59	1	1	Батресс	194,5	3000	4100	
			2	168,3	0	3000	8,94	1	1	Батресс	194,5	0	3000	
Примечание - Допускается применение обсадных труб с другими соединениями с аналогичной характеристикой.														



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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин 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 и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
3	На буровой иметь следующий объем бурового раствора, в том числе запасной в двухкратном объеме скважины п.43 Правил [20]:	Предупреждение откры-тых нефтегазовых фонтанов.
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объём притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³	Раннее обнаружение НГП.
5	Долив скважины при подъёме бурильной колонны производить: бурильные трубы - через 5 свечей УБТ - через каждую свечу. В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъёме бурильной колонны и объём вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разру-шения обсадных колонн при ликвидации НГП.
7	Ликвидацию возникших НГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопас-ности успешности работ.
8	С учетом геологических условий проводки проектной скважины, принят ингибированный полимерный буровой раствор.	Предупреждение осыпей, снижение кавернозности.
9	На случай возможных поглощений на буровой необходимо постоянно иметь запас комплексных наполнителей. При бурении продуктивной толщи наполнители должны быть кислоторастворимыми.	Ликвидация поглощений.
10	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
11	Через 40-50 рейсов бурильной колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса п. 90 [20].	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
12	Обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
13	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГП.

Продолжение таблицы 5.4

14	При бурении в продуктивном нефтяном пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.
15	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
16	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования 1 и 2 промежуточных колонн, а также эксплуатационной колонны [70].	Предупреждение и борьба с НГВП.

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

Интервал		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границах интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составляющая депрессии на границах интервала, кгс/см ²	
верх	низ	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений					
Поглощения при бурении скважины не прогнозируются					
По условию предупреждения гидроразрыва					
Гидроразрывы пород при бурении скважины не прогнозируются					
				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
				В процессе освоения	
				250	

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемая скважина - наклонно-направленная (рис.6.1).

Тип профиля - трехинтервальный, J-образный.

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

Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал устанавок по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установок погружных насосов		Зенитный угол, град		
				Максимально-допустимая интенсивность искривления на 30 м	Минимально-допустимый	Максимально-допустимый
от (верх)	до (низ)	Зенитный угол, град	Интенсивность изменения зенитного угла, град/10м			
1	2	3	4	5	6	7
нет		нет		4	28	30



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
Профиль скважины СК103-Н										
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	30,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	30,00	0,00	0,00
30,00	60,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	60,00	0,00	0,00
60,00	90,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	90,00	0,00	0,00
90,00	120,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	120,00	0,00	0,00
120,00	150,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	150,00	0,00	0,00
150,00	180,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	180,00	0,00	0,00
180,00	210,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	210,00	0,00	0,00
210,00	240,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	240,00	0,00	0,00
240,00	270,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	270,00	0,00	0,00
270,00	300,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	300,00	0,00	0,00
300,00	330,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	330,00	0,00	0,00
330,00	360,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	360,00	0,00	0,00
360,00	390,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	390,00	0,00	0,00
390,00	420,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	420,00	0,00	0,00
420,00	450,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	450,00	0,00	0,00
450,00	480,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	480,00	0,00	0,00
480,00	510,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	510,00	0,00	0,00
510,00	540,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	540,00	0,00	0,00
540,00	570,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	570,00	0,00	0,00
570,00	600,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	600,00	0,00	0,00
600,00	630,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	630,00	0,00	0,00
630,00	660,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	660,00	0,00	0,00
660,00	690,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	690,00	0,00	0,00
690,00	720,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	720,00	0,00	0,00
720,00	750,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	750,00	0,00	0,00
750,00	780,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	780,00	0,00	0,00
780,00	810,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	810,00	0,00	0,00
810,00	840,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	840,00	0,00	0,00
840,00	870,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	870,00	0,00	0,00
870,00	900,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	900,00	0,00	0,00
900,00	930,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	930,00	0,00	0,00
930,00	960,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	960,00	0,00	0,00
960,00	990,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	990,00	0,00	0,00
990,00	1020,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1020,00	0,00	0,00
1020,00	1050,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1050,00	0,00	0,00
1050,00	1080,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1080,00	0,00	0,00
1080,00	1110,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1110,00	0,00	0,00
1110,00	1140,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1140,00	0,00	0,00
1140,00	1170,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1170,00	0,00	0,00
1170,00	1200,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1200,00	0,00	0,00
1200,00	1230,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1230,00	0,00	0,00
1230,00	1260,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1260,00	0,00	0,00
1260,00	1290,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1290,00	0,00	0,00
1290,00	1320,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1320,00	0,00	0,00
1320,00	1350,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1350,00	0,00	0,00
1350,00	1380,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1380,00	0,00	0,00
1380,00	1410,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1410,00	0,00	0,00
1410,00	1440,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1440,00	0,00	0,00
1440,00	1470,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1470,00	0,00	0,00



Продолжение таблицы 6.2

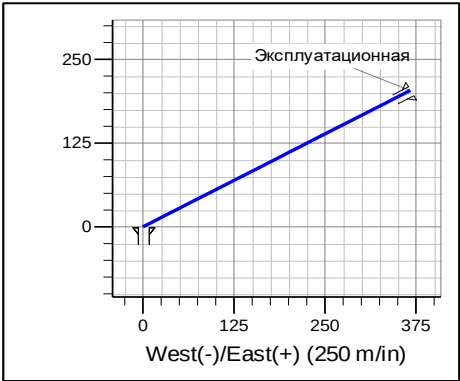
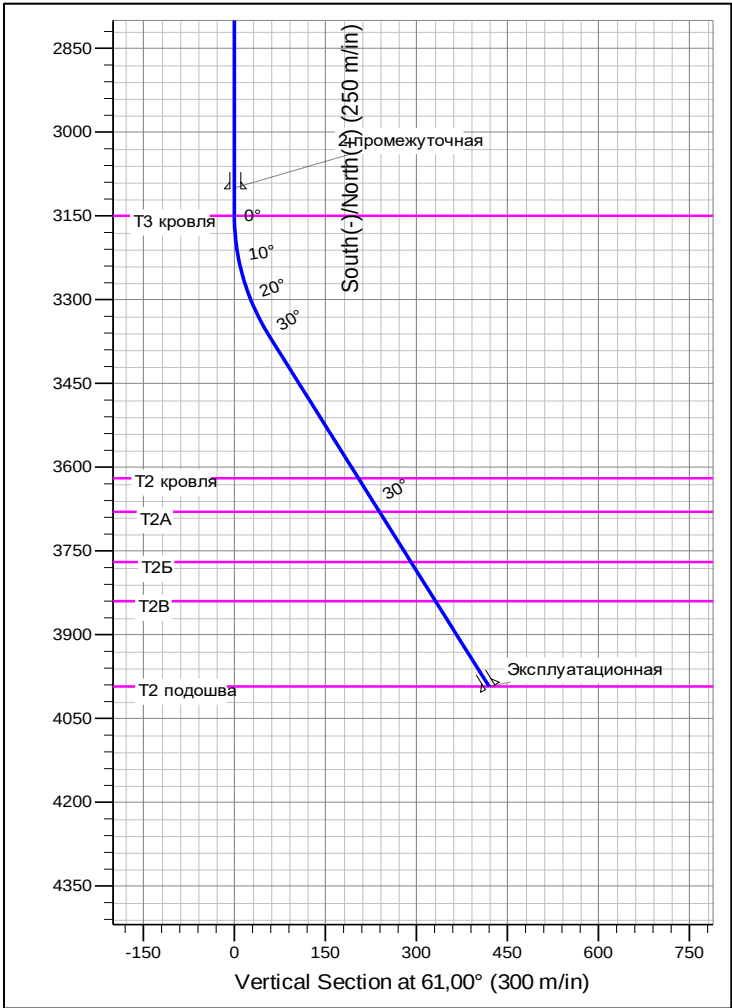
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1470,00	1500,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1500,00	0,00	0,00
1500,00	1530,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1530,00	0,00	0,00
1530,00	1560,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1560,00	0,00	0,00
1560,00	1590,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1590,00	0,00	0,00
1590,00	1620,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1620,00	0,00	0,00
1620,00	1650,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1650,00	0,00	0,00
1650,00	1680,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1680,00	0,00	0,00
1680,00	1710,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1710,00	0,00	0,00
1710,00	1740,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1740,00	0,00	0,00
1740,00	1770,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1770,00	0,00	0,00
1770,00	1800,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1800,00	0,00	0,00
1800,00	1830,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1830,00	0,00	0,00
1830,00	1860,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1860,00	0,00	0,00
1860,00	1890,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1890,00	0,00	0,00
1890,00	1920,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1920,00	0,00	0,00
1920,00	1950,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1950,00	0,00	0,00
1950,00	1980,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	1980,00	0,00	0,00
1980,00	2010,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2010,00	0,00	0,00
2010,00	2040,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2040,00	0,00	0,00
2040,00	2070,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2070,00	0,00	0,00
2070,00	2100,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2100,00	0,00	0,00
2100,00	2130,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2130,00	0,00	0,00
2130,00	2160,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2160,00	0,00	0,00
2160,00	2190,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2190,00	0,00	0,00
2190,00	2220,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2220,00	0,00	0,00
2220,00	2250,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2250,00	0,00	0,00
2250,00	2280,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2280,00	0,00	0,00
2280,00	2310,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2310,00	0,00	0,00
2310,00	2340,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2340,00	0,00	0,00
2340,00	2370,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2370,00	0,00	0,00
2370,00	2400,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2400,00	0,00	0,00
2400,00	2430,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2430,00	0,00	0,00
2430,00	2460,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2460,00	0,00	0,00
2460,00	2490,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2490,00	0,00	0,00
2490,00	2520,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2520,00	0,00	0,00
2520,00	2550,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2550,00	0,00	0,00
2550,00	2580,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2580,00	0,00	0,00
2580,00	2610,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2610,00	0,00	0,00
2610,00	2640,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2640,00	0,00	0,00
2640,00	2670,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2670,00	0,00	0,00
2670,00	2700,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2700,00	0,00	0,00
2700,00	2730,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2730,00	0,00	0,00
2730,00	2760,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2760,00	0,00	0,00
2760,00	2790,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2790,00	0,00	0,00
2790,00	2820,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2820,00	0,00	0,00
2820,00	2850,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2850,00	0,00	0,00
2850,00	2880,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2880,00	0,00	0,00
2880,00	2910,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2910,00	0,00	0,00
2910,00	2940,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2940,00	0,00	0,00
2940,00	2970,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	2970,00	0,00	0,00
2970,00	3000,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3000,00	0,00	0,00
3000,00	3030,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3030,00	0,00	0,00
3030,00	3060,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3060,00	0,00	0,00
3060,00	3090,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3090,00	0,00	0,00



Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3090,00	3120,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3120,00	0,00	0,00
3120,00	3150,00	30,00	0,00	0,00	0,00	0,00	30,00	3150,00	0,00	0,00
3150,00	3179,98	29,98	0,00	3,99	1,04	1,04	30,00	3180,00	61,00	3,99
3179,98	3209,81	29,83	3,99	7,97	3,13	4,17	30,00	3210,00	61,00	3,99
3209,81	3239,35	29,54	7,97	11,96	5,19	9,36	30,00	3240,00	61,00	3,99
3239,35	3268,46	29,11	11,96	15,95	7,23	16,59	30,00	3270,00	61,00	3,99
3268,46	3296,99	28,53	15,95	19,93	9,24	25,83	30,00	3300,00	61,00	3,99
3296,99	3324,82	27,83	19,93	23,92	11,20	37,03	30,00	3330,00	61,00	3,99
3324,82	3351,80	26,98	23,92	27,90	13,10	50,13	30,00	3360,00	61,00	3,99
3351,80	3365,60	13,80	27,90	30,00	7,64	57,77	15,77	3375,77	61,00	3,99
3365,60	3377,92	12,32	30,00	30,00	7,11	64,88	14,23	3390,00	61,00	0,00
3377,92	3403,90	25,98	30,00	30,00	15,00	79,88	30,00	3420,00	61,00	0,00
3403,90	3429,88	25,98	30,00	30,00	15,00	94,88	30,00	3450,00	61,00	0,00
3429,88	3455,86	25,98	30,00	30,00	15,00	109,88	30,00	3480,00	61,00	0,00
3455,86	3481,84	25,98	30,00	30,00	15,00	124,88	30,00	3510,00	61,00	0,00
3481,84	3507,82	25,98	30,00	30,00	15,00	139,88	30,00	3540,00	61,00	0,00
3507,82	3533,80	25,98	30,00	30,00	15,00	154,88	30,00	3570,00	61,00	0,00
3533,80	3559,78	25,98	30,00	30,00	15,00	169,88	30,00	3600,00	61,00	0,00
3559,78	3585,76	25,98	30,00	30,00	15,00	184,88	30,00	3630,00	61,00	0,00
3585,76	3611,75	25,99	30,00	30,00	15,00	199,88	30,00	3660,00	61,00	0,00
3611,75	3637,73	25,98	30,00	30,00	15,00	214,88	30,00	3690,00	61,00	0,00
3637,73	3663,71	25,98	30,00	30,00	15,00	229,88	30,00	3720,00	61,00	0,00
3663,71	3689,69	25,98	30,00	30,00	15,00	244,88	30,00	3750,00	61,00	0,00
3689,69	3715,67	25,98	30,00	30,00	15,00	259,88	30,00	3780,00	61,00	0,00
3715,67	3741,65	25,98	30,00	30,00	15,00	274,88	30,00	3810,00	61,00	0,00
3741,65	3767,63	25,98	30,00	30,00	15,00	289,88	30,00	3840,00	61,00	0,00
3767,63	3793,61	25,98	30,00	30,00	15,00	304,88	30,00	3870,00	61,00	0,00
3793,61	3819,59	25,98	30,00	30,00	15,00	319,88	30,00	3900,00	61,00	0,00
3819,59	3845,57	25,98	30,00	30,00	15,00	334,88	30,00	3930,00	61,00	0,00
3845,57	3871,55	25,98	30,00	30,00	15,00	349,88	30,00	3960,00	61,00	0,00
3871,55	3897,53	25,98	30,00	30,00	15,00	364,88	30,00	3990,00	61,00	0,00
3897,53	3923,51	25,98	30,00	30,00	15,00	379,88	30,00	4020,00	61,00	0,00
3923,51	3949,50	25,99	30,00	30,00	15,00	394,88	30,00	4050,00	61,00	0,00
3949,50	3975,48	25,98	30,00	30,00	15,00	409,88	30,00	4080,00	61,00	0,00
3975,48	3993,00	17,52	30,00	30,00	10,12	420,00	20,00	4100,00	61,00	0,00
Примечание - Максимальный радиус искривления скважины - 431,3 м (интенсивность 4 град/30м).										

Project: Сев. Кариман
Site: Site #1
Well: Well #103H



FORMATION TOP DETAILS		
TVDPath	MDPath	Formation
3150,00	3150,00	T3 кровля
3620,00	3669,53	T2 кровля
3680,00	3738,81	T2A
3770,00	3842,74	T2B
3840,00	3923,57	T2B
3993,00	4100,00	T2 подошва

CASING DETAILS

TVD	MD	Name	Size
20,00	20,00	Направление	720,00
200,00	200,00	Кондуктор	473,00
1500,00	1500,00	1 промежуточная	339,74
3100,00	3100,00	2 промежуточная	244,54
3993,00	4100,00	Эксплуатационная	168,30

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	3150,00	0,00	0,00	3150,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00
3	3375,77	30,00	61,00	3365,60	28,01	50,53	3,986	61,00	57,77
4	4100,00	30,00	61,00	3993,00	203,62	367,34	0,000	0,00	420,00

Рисунок 6.1 - Профиль ствола скважины



7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ (БУРОВОГО РАСТВОРА), ПЕРФОРАЦИОННОЙ И НАДПАКЕРНОЙ ЖИДКОСТИ

7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при бурении наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман.

7.1.1 Основными проблемами при бурении скважин являются:

- нефтегазопрооявления с присутствием в газе CO_2 до 2,36 %;
- осыпи и обвалы стенок скважин;
- водопроявления, свободный дебит воды от 5,0 до 50 м³/сут;
- сальникообразования;
- прихваты бурильного инструмента.

Решения:

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

Для предупреждения перехода легкодиспергирующихся глин разреза и недопущения осыпей аргиллитов при бурении всех интервалов использовать ингибированный KCl буровой раствор.

Содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть в пределах 3-5 %, в случае интенсивных осыпей, увеличить концентрацию KCl. Если при этом осыпи не прекратятся, то рассмотреть вопрос об увеличении плотности ингибированного бурового раствора до прекращения осыпей, не вызывая при этом поглощений.

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

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

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

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

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

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

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

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

Интервал 0 – 200 м

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,124 \times (1,10 \div 1,15) = 1,36 \div 1,43 \text{ г/см}^3$$

При бурении данного интервала, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым, и опыта проводки предыдущих скважин допускается применение раствора плотностью 1,36 -1,43 г/см³.

Для расчетов принимаем плотность 1,41 г/см³. В случае возникновения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, увеличить плотность бурового раствора, не вызывая при этом поглощений его.

Интервал 200 – 1500 м:

$$200 - 1200 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,124 \times (1,10 \div 1,15) = 1,36 \div 1,43 \text{ г/см}^3$$

$$1200 - 1500 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,124 \times (1,05 \div 1,10) = 1,30 \div 1,36 \text{ г/см}^3$$

Допускается использование бурового раствора плотностью 1,36-1,41 г/см³. В данном случае для расчетов принимаем плотность 1,41 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым согласно Правил.

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

Интервал 1500 – 3100 м:

$$1500 - 2500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,114 \times (1,05 \div 1,10) = 1,20 \div 1,25 \text{ г/см}^3$$

$$2500 - 3100 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,115 \times (1,04 \div 1,07) = 1,20 \div 1,23 \text{ г/см}^3$$

Величина плотности бурового раствора в совокупности с ингибированием должна обеспечить устойчивость стенок скважины. При бурении данного интервала можно использовать буровой раствор плотностью 1,21 – 1,25 г/см³, однако принимая во внимание опыт бурения данного интервала, литологический разрез, представленный глинами и аргиллитами и отсутствием зон поглощений, допускается бурение данного интервала буровым раствором, переходящим из предыдущего интервала, плотностью 1,41 г/см³.

В случае возникновения осыпей или сужений ствола скважины увеличить плотность бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Интервал 3100 – 4100 м

$$\rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,135 \times (1,04 \div 1,07) = 1,40 \div 1,44 \text{ г/см}^3$$

При бурении данного интервала можно использовать буровой раствор плотностью 1,40 – 1,43 г/см³, в данном случае для расчетов принимаем плотность 1,43 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

При появлении признаков наличия осыпей увеличить плотность бурового раствора, не вызывая поглощений. В случае возникновения поглощений в раствор необходимо вводить кислоторастворимый наполнитель Safe Carb F/M/S.

Примечание - не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в течение всего цикла.

7.1.3 Выбор типа бурового раствора

Интервал 0 – 200 м бурить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора.

- Величина pH обеспечивается гидроокисью калия (KOH);
- Для снижения жесткости вводить Na₂CO₃;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Poluras UL;
- Bentonit применяется в качестве структурообразователя и используется только для приготовления 50 м³ забурочного раствора;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения минимального эффекта ингибирования, содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 3 %;



- В качестве полимера-флокулянта использовать Poly-Plus RD;
- Для поддержания плотности раствора использовать барит.

Бурение интервала **200 – 1500** м производить с использованием переходящего из предыдущего интервала ингибированного полимерного бурового раствора.

- Величина pH обеспечивается гидроксидом калия (KOH);
- При необходимости, в качестве разжижителя использовать Spersene CF;
- Для предупреждения вспенивания бурового раствора вводить Defoam X;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%;
- Для снижения жесткости технической воды вводить Na_2CO_3 ;
- В качестве полимера-флокулянта использовать Poly-Plus RD;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Polypac UL и Poly-Sal;
- В качестве полимера-флокулянта использовать Poly-Plus RD;
- Для поддержания плотности раствора использовать барит.

Бурение интервала **1500 – 3100** м.

Бурение данного интервала необходимо производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора, перешедшего из предыдущего интервала с обработкой его реагентами согласно таблице 7.2.

- Величина pH обеспечивается гидроксидом калия (KOH);
- Для снижения жесткости технической воды вводить Na_2CO_3 ;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Polypac UL и Poly-Sal;
- В качестве биоцида использовать M-I Cide;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения эффекта ингибирования, содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5%;
- При необходимости, в качестве разжижителя использовать Spersene CF;
- Для предупреждения вспенивания бурового раствора вводить Defoam X;
- Для утяжеления бурового раствора до требуемой плотности использовать барит.

Бурение интервала **3100 – 4100 м.**

Учитывая возможные осложнения при бурении наклонно-направленного ствола и коллекторские свойства продуктивных пластов, вскрытие их производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора.

При вскрытии продуктивных пластов использовать ингибированный полимерный буровой раствор для чего используются реагенты согласно таблицы 7.2:

- Для поддержания pH используется гидроксид калия (KOH);
- Для снижения общей жесткости технической воды вводить Na_2CO_3 ;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать Polypac UL и Poly-Sal;
- В качестве реагента структурообразователя используется Duo-Vis;
- В качестве биоцида использовать M-I Cide;
- LUBE-167 смазывающая добавка;
- В качестве ингибирующей добавки использовать KCl, для достижения эффекта ингибирования, содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5% (возможно использование и других реагентов ингибиторов глин разреза);
- В качестве поглотителя CO_2 используется OS1-L;
- С целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов использовать в качестве утяжелителя до плотности $1,35 \text{ г/м}^3$ карбонат кальция;
- Для доутяжеления бурового раствора до требуемой плотности использовать барит;
- В случае возникновения поглощений вводить кислоторастворимый наполнитель SAFE-CARB F/M/C, количество наполнителя вводится в зависимости от интенсивности поглощения.

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Для забуривания скважины приготовить 50 м^3 бентонитового раствора. Бурение интервала **0–200 м** производить с использованием ингибированного раствора с обработкой его реагентами согласно таблицы 7.2. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора для обеспечения эффекта ингибирования должно быть не менее 3 %, утяжеление осуществляется вводом барита.

Бурение интервала **200–1500 м** производить с использованием ингибированного полимерного бурового раствора предыдущего интервала с химической обработкой реагентами согласно табл. 7.2. С целью предупреждения перехода глин разреза в буровой

раствор вводить ингибирующую добавку KCl, причем содержание KCl в фильтрате бурового раствора для обеспечения эффекта ингибирования должно быть не менее 5 %, утяжеление осуществляется вводом барита.

Бурение интервала **1500 –3100 м** осуществлять с использованием ингибированного бурового раствора, перешедшего из предыдущего интервала, после разбуривания цементного стакана в башмаке 339,7 мм колонны, дополнительной очистке его от выбуренной породы и цемента.

Содержание KCl в фильтрате бурового раствора для обеспечения эффекта ингибирования должно быть не менее 5 %. Утяжеление осуществляется баритом.

В случае возникновения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины плотность бурового раствора ступенчато увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители.

Для вскрытия продуктивных горизонтов в интервале **3100–4100 м** с целью сохранения коллекторских характеристик продуктивных пластов использовать вновь приготовленный полимерный ингибированный буровой раствор, после разбуривания цементного стакана в башмаке 244,5 мм колонны.

За 50 – 100 м до вскрытия продуктивных пластов начать обработку бурового раствора реагентом поглотителем углекислого газа. Содержание KCl в фильтрате бурового раствора для обеспечения эффекта ингибирования должно быть не менее 5 %, утяжеление осуществляется комбинацией карбоната кальция и барита.

В случае продолжения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины плотность бурового раствора ступенчато увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений вводить наполнители SAFE-CARB F/M/C, количество наполнителя вводится в зависимости от интенсивности поглощения.

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

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего, согласно ТПБ ОПО НГОП, все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться каждые 4 часа. Плотность и условная вязкость должны измеряться через 10-15 минут (при разбуривании

продуктивных горизонтов плотность измеряется - через каждые 5 минут). При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то принимать меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание ит.д.).

Результаты анализа должны сообщаться в буровое управление Компании.

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

Периодически в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадных колонн прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности в количестве 5,0-7,0 м³, с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.

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

Примечания

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

7.2 Перфорационная и надпакерная жидкость

7.2.1 Перфорационная жидкость

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

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

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

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

В перфорационную жидкость обязательно вводить поглотитель CO_2 .

Состав перфорационной жидкости, в кг на 1 м^3 рассола при плотности $1,30\text{ г/см}^3$:

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода	основа перфорационной жидкости	877,6
CaCl_2	для поддержания плотности	417,0
D-D	поверхностно-активное вещество	0,4
NaOH	для поддержания pH	1,0
Duovis (Flo-Vis)	загуститель	3,0
OS1-L	поглотитель CO_2	1,0
Примечание - Перфорационную жидкость закачать в интервал перфорации плюс 200 м выше и продавить ее буровым раствором плотностью $1,30\text{ г/см}^3$, либо использовать полный объем водного раствора хлористого кальция плотностью $1,30\text{ г/см}^3$.		

7.2.2 Надпакерная жидкость

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

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

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Вода	основа надпакерной жидкости	997,9
Conqor 303A	ингибитор коррозии	1,0
OS1-L	поглотитель CO ₂	1,0
M-I Cide	бактерицид	0,1
Примечание – В качестве запасного варианта надпакерной жидкости предусмотреть использование подготовленной нефти месторождения Северный Кариман, обработанной ингибитором коррозии и поглотителем CO ₂ .		

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

Таблица 7.1 - Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														динамическое напряжение сдвига, фунт/100фут ²	плотность до утяжеления, г/см ³		
	от (верх)	до (низ)	плотность, г/см ³	условная вязкость, с	водоотдача, см ³ за 30 мин	СНС (Gels), мгс/см ² (фунт/100фут ²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание твёрдой фазы, %				минерализация, г/л	пластическая вязкость, сП						
						РК	API		1(10)	8	9	10			11	12			13	14
I Полимерный ингибированный раствор	2	3		4	5	6	7	8	10(10)		10	11	12	13	14	15	16	17	18	
II Полимерный ингибированный раствор	0	200		1,41	30-50	<7	<9	14-33 (3-7)	23-28 (5-6)	<1	<3	<3	<1	<18	8-9	не менее >3% KCl	как можно меньше	10-15	1,02	
III Полимерный ингибированный раствор	200	1500		1,41	30-50	<6	6-8	28-38 (6-8)	19-48 (4-10)	<1	<3	<3	<1	<18	8,5-9,5	не менее >5% KCl	как можно меньше	20-25	1,03	
IV Полимерный ингибированный раствор	1500	3100		1,41	30-50	<5	5-6	28-38 (6-8)	19-48 (4-10)	<1	<3	<3	<1	<18	8,5-9,5	не менее >5% KCl	как можно меньше	20-25	1,03	
	3100	4100		1,43	30-45	3-4	<5	28-38 (6-8)	19-48 (4-10)	<1	<2	<2	<0,5	<29	8,5-9,5	не менее 5% KCl	как можно меньше	20-25	1,03	
Примечание - Плотность бурового раствора при бурении интервалов принята по максимальным значениям градиента пластовых давлений для расчета химических реагентов, обоснование плотности см. п. 7.1.2.																				



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
I	200	300	Полимерный ингибированный раствор	1,41	нет	Вода KOH Na ₂ CO ₃ Бентонит Poly-Plus RD KCl Polyrac UL Барит	1,00 2,13 2,53 2,60 1,40 1,98 1,55 4,2	92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	12 742,0 1,5 1,0 30,0 2,4 40,0 6,0 587,1
II	200	1500	Полимерный ингибированный раствор	1,41	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ Poly-Plus RD Polypac UL Poly-Sal Spersene CF Defoam X Барит	1,00 1,98 2,13 2,53 1,40 1,55 1,50 1,35 0,94 4,20	98 92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	749,0 60,0 1,5 1,0 2,4 7,0 7,0 10,0 0,1 572,0
III	1500	3100	Полимерный ингибированный раствор	1,41	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ Polypac UL Poly-Sal M-I Cide Spersene CF	1,00 1,98 2,13 2,53 1,55 1,50 1,00 1,35	98 92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	749,3 60,0 1,5 1,0 5,0 11,0 0,1 10,0



Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
IV	3100	4100	Полимерный ингибированный раствор	1,43	да	Defoam X Барит Вода Duo-Vis Polypac UL Poly-Sal KCl OSI-L (Поглотитель CO ₂) KOH Na ₂ CO ₃ Lube 167 M-I Cide Safe-Carb Барит	0,94 4,20 1,00 1,50 1,55 1,50 1,98 1,34 2,13 2,53 1,01 1,00 2,71 4,20	98 92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	0,10 572,0 573,5 3,0 5,0 11,0 60,0 1,0 1,5 1,0 15,0 0,1 637,6 121,3
Примечания 1 В случае возникновения поглощений необходимо в раствор вводить наполнители типа M-I-X II, Nut plug, а в продуктивной части кислоторастворимый Safe-Carb F/M/C; 2 Компоненты бурового раствора в обязательном порядке должны проходить токсикологическую экспертизу.											

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

Интервал, м		Коэффициент за- саса рас- твора на поверх- ности	Название (тип) бурово- го раствора и его ком- понентов	Нормы расхода бурово- го раствора, м ³ / м ³ в компонентов, кг/ м ³ в			Потребность бурового раствора, м ³ 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		2,0	Полимерный ингибированный раствор, м ³ Вода KOH Na ₂ CO ₃ Бентонит Poly-Plus RD KCl Polyrac UL Барит	742,0			130,8		78,5	209,3
0	200			1,5			97067,1		58240,2	155307,3
				1,0			196,2		117,7	314,0
				30,0			130,8		78,5	209,3
				2,4			0,0		1500,0	1500,0
				40,0			314,0		188,4	502,3
				6,0			5232,7		3139,6	8372,3
				587,1			784,9		470,9	1255,8
							76802,6		46081,5	122884,1
II интервал		2,0	Полимерный ингибированный раствор, м ³ Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ Poly-Plus RD Polyrac UL Poly-Sal Spersene CF Defoam X Барит	749,0			317,9	193,6	306,9	818,3
200	1500			60,0			238059,9	0,0	229839,3	467899,2
				1,5			19071,3	3872,2	18412,8	41356,3
				1,0			476,8	0,0	460,3	937,1
				2,4			317,9	0,0	306,9	624,7
				7,0			762,9	0,0	736,5	1499,4
				7,0			2225,0	193,6	2148,2	4566,8
				10,0			2225,0	1355,3	2148,2	5728,4
				0,10			3178,6	1936,1	3068,8	8183,4
				572,0			31,8	19,4	30,7	81,8
							181826,9	0,0	175548,1	357375,0
III интервал		2,0	Полимерный ингибированный раствор, м ³ Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃	749,3			517,8	218,5	92,2	828,5
1500	3100			60,0			0,0	0,0	69110,2	69110,2
				1,5			0,0	0,0	5534,3	5534,3
				1,0			0,0	0,0	138,4	138,4
							0,0	0,0	92,2	92,2



Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
IV интервал	3100	2,0	Полимерный ингибированный раствор, м ³	5,0			0,0	0,0	461,2	461,2
	4100									
			Polyrac UL	11,0			2071,3	873,9	1014,6	3959,8
			Poly-Sal	0,1			0,0	0,0	9,2	9,2
			M-I Cide	10,0			0,0	0,0	922,4	922,4
			Spersene CF	0,10			0,0	0,0	9,224	9,2
			Defoam X	572,0			0,0	0,0	52764,3	52764,3
			Барит							
			Полимерный ингибированный раствор, м ³							
			Вода	573,5			344,1		206,5	550,6
			Duo-Vis	3,0			197344,6		118406,8	315751,4
			Polyrac UL	5,0			1032,4		619,4	1651,8
			Poly-Sal	11,0			1720,7		1032,4	2753,1
			KCl	60,0			3785,5		2271,3	6056,8
			OSI-L (Поглотитель CO ₂)	1,0			20648,0		12388,8	33036,8
			KOH	1,5			344,1		206,5	550,6
			Na ₂ CO ₃	1,0			516,2		309,7	825,9
			Lube 167	15,0			344,1		206,5	550,6
			M-I Cide	0,1			5162,0		3097,2	8259,2
			Safe-Carb	637,6			34,4		20,6	55,1
			Барит	121,3			219435,8		131661,5	351097,3
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	4100						792,8		684,1	1476,9
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"[20] (далее Правила);										
2 К кав.(коэффициент кавернозности) =1,10 в интервале 0-200 м, 1,11 в интервале 200-1500 м, 1,12 в интервале 1500-3100 м, 1,41 в интервале 3100-4200 м;										
3 Потери раствора - 20%;										
4 Количество бурового раствора принято из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности согласно Правил;										
5 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно рекомендациям по обработке бурового раствора фирмы "M-I Drilling Fluids" в зависимости от геологических условий;										
6 Раствор, оставшийся после бурения I интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности при бурении II-го интервала;										
7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала в объеме 757,0 м ³ идет для запаса на поверхности и бурение III интервала, а недостающие 92,2 м ³ раствора на бурение необходимо доготовить;										



Продолжение таблицы 7.3

- | |
|---|
| 8 Буровой раствор, оставшийся после бурения III интервала вывозится для повторного использования, либо на утилизацию; |
| 9 Для бурения IV интервала используется вновь приготовленный биополимерный ингибированный буровой раствор; |
| 10 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением вывозится для повторного использования либо на утилизацию. |



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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Разбуривание башмака в 473 мм кондукторе			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,7	67,2
II	Разбуривание башмака в 339,7 мм колонне			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,7	50,4
III	Разбуривание башмака в 244,5 мм колонне			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,7	33,6
Итого										151,2

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

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

Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изготовление	Потребность компонентов бурового раствора, т													
		номера колонн (см. таб. 5.2., гр. 1)												суммарная на скважину	
		для запасного раствора						для раствора на бурение в интервале, м							
		0	200	1500	3100	4100	6	0	200	1500	3100	4100	на бурение	всего с запасом	
1	2	3	4	5			7	8	9	10	11	12			
Вода КОН Na ₂ CO ₃ Бентонит Poly-Plus RD Polypac UL KCl Spersene CF Defoam X Poly-Sal Duo-Vis OS1-L (Поглотитель CO ₂) M-I Cide Lube 167 Safe-Carb Барит	ГОСТ 2263-79	97,07	238,1	0,0	197,3	155,3	467,9	69,11	118,4	810,7	1343,2				
	ГОСТ 5100-85	0,196	0,477	0,0	0,516	0,314	0,937	0,138	0,310	1,699	2,888				
	СТ РК1261-04	0,131	0,318	0,0	0,344	0,209	0,625	0,092	0,206	1,133	2,077				
	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	1,500	0,0	0,0	0,0	1,500	1,500				
	Ст.АНИ	0,314	0,763	0,0	0,0	0,502	1,499	0,0	0,0	2,002	3,079				
	Ст.АНИ	0,785	2,225	0,0	1,721	1,256	4,567	0,461	1,032	7,316	12,05				
	ГОСТ 4234-77	5,233	22,94	0,0	20,65	3,140	41,36	5,534	12,39	62,42	111,2				
	Ст.АНИ	0,0	5,115	0,0	0,0	0,0	8,183	0,922	0,0	9,106	14,22				
	Ст.АНИ	0,0	0,051	0,0	0,0	0,0	0,082	0,009	0,0	0,091	0,142				
	Ст.АНИ	0,0	3,580	2,071	3,785	0,0	5,728	1,888	2,271	9,89	19,33				
OS1-L (Поглотитель CO ₂) M-I Cide Lube 167 Safe-Carb Барит	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	1,032	0,0	0,0	0,0	0,619	0,619	1,652				
	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,344	0,0	0,0	0,0	0,206	0,206	0,551				
	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,034	0,0	0,0	0,009	0,021	0,030	0,064				
	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	5,162	0,0	0,0	0,0	3,097	3,097	8,259				
	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	219,44	0,0	0,0	0,0	131,7	131,7	351,1				
Барит	СТ РК1261-04	76,80	181,8	0,00	41,74	122,88	357,4	52,76	25,05	558,1	858,4				

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

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

Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготовление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2-1+пескоотделитель; 3-2+илоотделитель	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
Буровая установка ZJ-50						
1	2	3	4	5	6	7
Вибросита	Swaco/DERRICK	3	Ст. АНИ	1-вибросито	0	200
Пескоотделитель	-	1	Ст. АНИ	3-2+илоотделитель	200	1500
Илоотделитель	-	1	Ст. АНИ	2-1+пескоотделитель	1500	3100
Центрифуга горизонтальная	LW 450*842NA	1	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	3100	4100
Блок приготовления раствора, включающий:						
Гидроворонка		2	Ст. АНИ			
Механические перемешиватели		13	Ст. АНИ			
Гидравлические перемешиватели		5	Ст. АНИ			
Буровая установка ZJ-70						
1	2	3	4	5	6	7
Вибросита	Brandt LCM-2D	3	Ст. АНИ	1-вибросито	0	200
Пескоотделитель	Brandt SRS	1	Ст. АНИ	3-2+илоотделитель	200	1500
Илоотделитель	Brandt DT SE16	1	Ст. АНИ	2-1+пескоотделитель	1500	3100
Центрифуга	Swaco 518	1	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	3100	4100
Блок приготовления раствора, включающий:						
Гидроворонка		2	Ст. АНИ			
Гидроворонка для приготовления раствора из больших контейнеров		1	Ст. АНИ			
механические перемешиватели		18	Ст. АНИ			
гидравлические перемешиватели		28	Ст. АНИ			
Примечания						
1 Возможно использование оборудования другого типа и моделей, с аналогичными характеристиками, для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы;						
2 Илоотделитель работает при содержании каллоидной фазы выше предусмотренной проектом, таб 7.1.						



8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	10
0	200	Бурение под кондуктор	Роторный	1	2-12	60-120	65	20
200	1500	Бурение под 1 промежуточную колонну	Роторный	2	12-18	80-140	65	15
1500	3100	Бурение под 2 промежуточную колонну	Роторный	3	15-20	60-100	50	7
3100	4100	Бурение под эксплуатационную колонну	Забойный двигатель с вращением	4	8-15	230-270/60-80	35	4
10	20	Разбуривание цементных стаканов	Роторный	1	2-3	60-80	65	27,3
176	200		Роторный	2	2-3	60-80	65	27,3
1476	1500		Роторный	3	2-3	60-80	50	27,3
3076	3100		Забойный двигатель	4	2-3	60-80	35	27,3



Таблица 8.2 - Компоновка низа буровых колонн (КНБК)

Элементы КНБК (до буровых труб)										
Услов- ный но- мер КНБК	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Приме- чание	
			наруж- ный ди- аметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пе- рекося осей от клоните- ля, град.				
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Долото 609,6 мм (24" IADC 115*) Наддолотный стабилизатор 609,6 мм (24" NBS) Переводник с обратным клапаном 241,3 мм 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC) Стабилизатор 609,6 мм (24" STB) 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC) Переходной переводник 241,3 x 127 мм 127 мм ТБТ (5" HWDP)	0	609,6	0,7	570	-				
		0,7	609,6	2,4	1800					
		3,1	241,3	0,8	258					
		3,9	241,3	9,44	3048					
		13,3	609,6	2,4	1800					
		15,7	241,3	18,88	6096					
		34,6	241,3	0,8	258					
		35,4	127	84,96	6321		120,4	20,2		
		0	444,5	0,6	204	-				
		0,6	444,5	2,3	1000					
2	Наддолотный стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" NBS) Переводник с обратным клапаном 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC) Стабилизатор 444,5 мм (17 1/2" STB) 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC) Переходной переводник 209,6 мм УБТ (8,25" DC) 203,2 мм Ясс (8" JAR) 209,6 мм УБТ (8,25" DC) Переходной переводник 127 мм ТБТ (5" HWDP)	0,6	444,5	2,3	1000					
		2,9	241,3	0,8	258					
		3,7	241,3	9,44	3048					
		13,1	444,5	2,3	1000					
		15,4	241,3	9,44	3048					
		24,8	241,3	0,91	294					
		25,7	209,6	28,32	6658					
		54,1	203,2	9,4	1950					
		63,5	209,6	18,88	4439					
		82,4	209,6	0,6	141					
83,0	127,0	84,96	6321		167,9	28,4				
3	Долото 311,1 мм (12 1/4" IADC 437, 517, 537, S322)* Наддолотный стабилизатор 311,1 мм (12,25" NBS) Переводник с обратным клапаном 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) Стабилизатор 311.1 мм (12 1/4" STB) 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) 203,2 мм Ясс (8" JAR) 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	0,0	311,1	0,5	96	-				
		0,5	311,1	2,1	750					
		2,6	209,6	0,8	188					
		3,4	209,6	9,44	2219					
		12,8	311,1	2,1	750					
		14,9	209,6	37,76	8877					
		52,7	203,2	9,4	1950					
		62,1	209,6	18,88	4439					



Продолжение таблицы 8.2

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
3	Переходной переводник 127 мм ТБТ (5" HWDР)	81,0 81,6	209,6 127,0	0,6 84,96	141 6321					
4	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 517, 537, 547, M423)* Забойный двигатель Переводник с обратным клапаном Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB) Н/маг 171,5 мм УБТ (6 3/4" NMDC) Электромагнитная система MWD/LWD Н/маг 171,5 мм УБТ (6 3/4" NMDC) Циркуляционный переводник 171,5 мм 165,1 мм УБТ (6 1/2" DC) 165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR) 165,1 мм УБТ (6 1/2" DC) 127 мм ТБТ (5" HWDР)	0,0 0,35 8,15 8,65 10,5 19,6 30,4 39,5 40,3 68,7 78,1 97,0	215,9 171,5 171,5 215,1 171,5 171,5 171,5 171,5 165,1 165,1 165,1 127	0,4 7,8 0,5 1,8 9,14 10,8 9,14 0,8 28,3 9,45 18,88 84,96	39 1059 75 340 1362 1609 1362 119 3846 1250 2564 6321	-		166,6	25,7	
Примечание - 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 609,6 мм (24" IADC 115*)	Бурение, проработка	0	200	1000	Местные нормы	1
Наддолотный стабилизатор 609,6 мм (24" NBS)	Бурение, проработка	0	200	2000		1
Стабилизатор 609,6 мм (24" STB)	Бурение, проработка	0	200	2000		1
Переводник с обратным клапаном 241.3 мм	Бурение, проработка	0	200			1
241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка	0	200			1 комплект
Переходной переводник 241,3x127 мм	Бурение, проработка	0	200			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	0	200			1 комплект
Долото 444,5 мм (17,5" IADC 135*)	Бурение, проработка	200	1500	300	Местные нормы	5
Наддолотный стабилизатор 444,5 мм (17,5" NBS)	Бурение, проработка	200	1500	1000		2
Переводник с обратным клапаном 241.3 мм	Бурение, проработка	200	1500			1
241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка	200	1500			1 комплект
Стабилизатор 444,5 мм (17,5" STB)	Бурение, проработка	200	1500	1000		2
Переходной переводник 241,3x209,6 мм	Бурение, проработка	200	1500			1
209,6 мм УБТ (8,25" DC)	Бурение, проработка	200	1500			1 комплект
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка	200	1500			1
Переходной переводник 209,6 x 127 мм	Бурение, проработка	200	1500			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	200	1500			1 комплект
Долото 311,1 мм (12 1/4" IADC 437, 517, 537)*	Бурение, проработка	1500	3100	185	Местные нормы	10
или PDC 12 1/4" IADC S322	Бурение, проработка	1500	3100	750		3
Наддолотный стабилизатор 311,1 мм (12,25" NBS)	Бурение, проработка	1500	3100	1000		2
Стабилизатор 311,1 мм (12 1/4" STB)	Бурение, проработка	1500	3100	1000		2
Переводник с обратным клапаном 209,6 мм	Бурение, проработка	1500	3100			1
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	1500	3100			1 комплект
203 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка	1500	3100			1
Переходной переводник 209,6 x 127 мм	Бурение, проработка	1500	3100			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	1500	3100			1 комплект



Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 517, 537, 547)* или PDC 8,5" IADC M423	Бурение, проработка	3100	4100	80	Местные нормы	15
Забойный двигатель 171,5 мм	Бурение, проработка	3100	4100	400		3
Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB)	Бурение, проработка	3100	4100	800		2
Н/мг 171,5 мм УБТ (6 3/4" NMDC)	Бурение, проработка	3100	4100			2
Переводник с обратным клапаном 171,5 мм	Бурение, проработка	3100	4100			1 комплект
Циркуляционный переводник 171,5 мм	Бурение, проработка	3100	4100			1
165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	Бурение, проработка	3100	4100			1 комплект
165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка	3100	4100			1
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка	3100	4100			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				Масса по типоразмеру или шифру, кг
			Количество элементов КНБК, шт (м)			по типу-размеру или шифру	
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типу-размеру или шифру		
1	2	3	4	5	6	7	
Кондуктор	Долото 609,6 мм (24")	IADC 115*, ст. АНИ	0,04	0,20	1	570	
	Переводник с обратным клапаном 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ			1	258	
	Переходной переводник 241,3x127 мм	Ст. АНИ			28,32	9145	
	Наддолотный стабилизатор 609,6 мм (24" NBS)	Ст. АНИ			1	258	
	Стабилизатор 609,6 мм (24" STB)	Ст. АНИ	0,02	0,10	1	1800	
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	Ст. АНИ	0,02	0,10	1	1800	
1 Промежуточная	Долото 444,5 мм (17,5")	IADC 135*, ст. АНИ	0,65	4,33	5	1020	
	Наддолотный стабилизатор 444,5 мм (17,5" NBS)	Ст. АНИ	0,195	1,30	2	2000	
	Стабилизатор 444,5 мм (17,5" STB)	Ст. АНИ	0,195	1,30	2	2000	
	Переводник с обратным клапаном 241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ			1	258	
	Переходной переводник 241,3x209,6 мм	Ст. АНИ			18,88	6096	
	209,6 мм УБТ (8,25" DC)	Ст. АНИ			1	294	
	203 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ			47,20	11097	
	Переходной переводник 209,6 x 127 мм	Ст. АНИ			1	1950	
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	Ст. АНИ			1	141	
		Ст. АНИ			84,96	6321	
	2 Промежуточная	Долото 311,1 мм (12 1/4") или PDC 311,1 мм (12 1/4")	IADC 437*, ст.АНИ IADC S322*, ст.АНИ	0,86 0,21	8,65 2,13	10 3	960 255
		Наддолотный стабилизатор 311,1 мм (12,25" NBS)	Ст. АНИ	0,16	1,60	2	1500
Переводник с обратным клапаном 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)		Ст. АНИ			1	188	
Стабилизатор 311,1 мм (12 1/4" STB)		Ст. АНИ			66,08	15535	
203,2 мм Ясс (8" JAR)		Ст. АНИ	0,16	1,60	2	1500	
Переходной переводник 209,6 x 127 мм		Ст. АНИ			1	1950	
127 мм ТБТ (5" HWDP)		Ст. АНИ			1	141	
		Ст. АНИ			84,96	6321	

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	Долото PDC 215,9 мм (8 1/2" IADC M322)*	Ст. АНИ	0,25	2,50	3	117
	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 517, 537, 547)*	Ст. АНИ	1,25	12,50	15	585
	Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32")	Ст. АНИ	0,13	1,25	2	680
	Забойный двигатель 171,5 мм	Ст. АНИ			2	2118
	Н/маг 171,5 мм УБТ (6 3/4" NMDC)	Ст. АНИ			18,28	2724
	Переводник с обратным клапаном 171,5 мм	Ст. АНИ			1	75
	Циркуляционный переводник 171,5 мм	Ст. АНИ			1	119
	165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	Ст. АНИ			47,20	6410
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ			1	1250
	127 мм ТБТ (5" HWDPR)	Ст. АНИ			84,96	6321
* Возможно использование долот других типов.						

Таблица 8.5 - Рекомендуемые буровые трубы

Обозначение буровой трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ	127	9,19	G-105	NC-50	4100	есть

Таблица 8.6 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клингах, м	Номер секции буровой колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика буровой трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности материала)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение под кондуктор	0	200	200	1	СБТ (DP)	127	G-105	9,19	NC-50	80	2,5	22,7	11,06	>>1,5
Бурение под 1 промежуточную колонну	200	1500	1500	1	СБТ (DP)	127	G-105	9,19	NC-50	1332	42,6	71,0	3,54	>>1,5
Бурение под 2 промежуточную колонну	1500	3100	3100	1	СБТ (DP)	127	G-105	9,19	NC-50	2933	93,9	119,6	2,10	>>1,5
Бурение под эксплуатационную колонну	3100	4100	4100	1	СБТ (DP)	127	G-105	9,19	NC-50	3918	125,4	145,3	1,73	>>1,5

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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика буровых труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки*, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с полным допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	200	УБТ (9,5" DC) ТБТ 127 (5" HWDР) СБТ 127 (5" DP)	241,3 127 127	AISI 4145 H AISI 4145 H G-105	76,2 25,4 9,19	NC-70 NC-50 NC-50	28,32 84,96 79,62	9,14 6,32 2,55	9,51 6,57 2,65	- - -
1 промежуточная	200	1500	УБТ (8,25" DC) СБТ 127 (5" DP)	209,6 127	AISI 4145 H G-105	76,2 9,19	NC-61 NC-50	47,20 1252,44	11,10 40,08	11,54 41,7	- -
2 промежуточная	1500	3100	УБТ (8,25" DC) СБТ 127 (5" DP)	209,6 127	AISI 4145 H G-105	76,2 9,19	NC-61 NC-50	9,44 1601	2,22 51,24	2,31 53,3	- -
Эксплуатационная	3100	4100	УБТ (6,5" DC) УБТ (6 3/4" NMDC) СБТ 127 (5" DP)	165,1 171,5 127	AISI 4145 H SMF-166 G-105	57,1 71,4 9,19	NC-50 NC-46 NC-50	47,2 18,28 985	6,41 2,72 31,51	6,67 2,83 32,8	- - -
* Для УБТ внутренний диаметр.											

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	4100	Бурение, спуск кондуктора, 1 и 2 промежуточных колонн, эксплуатационной колонны	5	6



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
0	200	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,18	152,4 (6,0")	32,20	0,9	117	32,5	65
200	1500	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,48	152,4 (6,0")	32,20	0,9	117	32,5	65
1500	3100	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,44	139,7 (5,5")	38,30	0,9	107	25	50
3100	4100	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	0,38	139,7 (5,5")	38,30	0,9	75	17,5	35

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					обязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			элементов КНБК			бурильной колонне	кольцевом пространстве	
				долоте (насадках)	забойном двигателе (СКУ)				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
0	200	Бурение, проработка, промывка	6,71	2,71	-	3,14	0,06	0,80	
200	1500	Бурение, проработка, промывка	17,40	2,71	-	13,25	0,64	0,80	
1500	3100	Бурение, проработка, промывка	20,64	2,41	-	15,42	2,31	0,50	
3100	4100	Бурение, проработка, промывка	25,55	1,92	4,27	12,69	6,37	0,30	



Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с/см ²	Схема промывки долота (центральная, периферийная, комбинированная)	Диаметр сопла на центральном отверстии, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						количество, шт	диаметр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	200	Бурение, проработка, промывка	0,23	0,022	Комбинированная	22,2	3	17,5	59	234
200	1500	Бурение, проработка, промывка	0,46	0,042	Комбинированная	22,2	3	17,5	59	234
1500	3100	Бурение, проработка, промывка	0,79	0,066	Периферийная	-	6*	14,3	52	140
3100	4100	Бурение, проработка, промывка	1,47	0,096	Периферийная	-	3**	19,0	59	180
							6*	12,7	46	79
							3**	17,5	48	89

* Долото типа PDC.

** Шарошечное долото.

НОРМЫ
на механическое бурение скважины
Северный Кариман-103Н

Стратиграфия	Крепость пород	Интервал бурения, м		Размеры долот, мм	Проходка на долото, м	Механическая скорость бурения, м/ч
		от	до			
2	3	4	5	6	7	8
Четвертичный + палеоген Q + Pg	Мягкие, средние	0	200	609,6 шар	1000	20
Палеоген+верхний мел+нижний мел Pg+K ₂ sn+t + K ₂ sm+K ₁ al+K ₁ a+ +K ₁ br	Мягкие, средние, твердые	200	1500	444,5 шар	300	15
Нижний мел+верхняя юра+средняя юра+нижняя юра+верхний триас K ₁ br+ K ₁ h+ +K ₁ v+ +J ₃ km+t+J ₃ o+J ₃ k+ +J ₂ bt+J ₂ b+J ₂ a+J ₁ + T ₃	Средние, твёрдые	1500 1500	3100 3100	311,1 шар 311,1 PDC	185 750	7 7
Верхний триас +средний триас+нижний триас T ₃ +T ₂ +T ₁	Средние, твёрдые, крепкие	3100 3100	4100 4100	215,9 шар 215,9 PDC	80 400	4 4

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Крепление скважины обсадными колоннами следует производить в соответствии с «Методическими указаниями по креплению нефтяных и газовых скважин» [70], «Инструкцией по испытанию обсадных колонн на герметичность» [31] 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 [30] по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок.

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

Исходные данные для расчетов колонн приняты согласно геологической части проекта.

9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии пяти нефтяных горизонтов в интервалах 3550-3570 м, 3605-3620 м (газовый фактор 43,55 м³/м³), 3700-3750 м, 3780-3820 м и 3845-3870 м (газовый фактор 95 м³/м³), максимальное пластовое давление – 499 кгс/см².

Максимальное содержание CO₂ в растворённом газе составляет 2,36 %, сероводород отсутствует. Максимальное парциальное давление CO₂ составит 11.8 кгс/см².

В соответствии с вышеизложенным для 473,1 мм и 339,7 мм обсадных колонн приняты обсадные трубы марки K55, для обсадной колонны диаметром 244,5 мм и 177,8 мм эксплуатационной колонны принята марка стали N80. Обсадные трубы марки стали N80 возможно заменить аналогичными марки стали L80.

На рисунках 9.1-9.8 приведены графики расчётных величин избыточных давлений, указаны обсадные трубы и толщины стенок.

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

Исходные данные

№ № пп	Определение	Обоз- начение	Колонна
			Кондуктор
1	Диаметр колонны, мм	Dk	473,1
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	609,6
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0
	-низ	L	200
	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	20
4	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Уц	1,69 *
	-бурового раствора,	Убр	1,41
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,41
	- пластовой воды	Угс	1,10
	-жидкости в колонне	Ув	
	расчет на наружное давление		1,00
	расчет на внутреннее давление		1,41
5	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	0
	-жидкости в колонне	H	0
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²
6	Пластовые давления (за колонной)	100	10
		150	19
		200	25
7	Пласт, которому соответствует	686	85
	максимальное давление на устье		
* Средняя плотность.			

Кондуктор**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина, м	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	0	0	-	0
100	10	11	-	11
150	19	17	-	19
200	25	22	-	25

Внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_z = 0,1 \times \gamma_v \times Z$	0
100		10
150		15
200		20

Наружные избыточные давления (бурение)

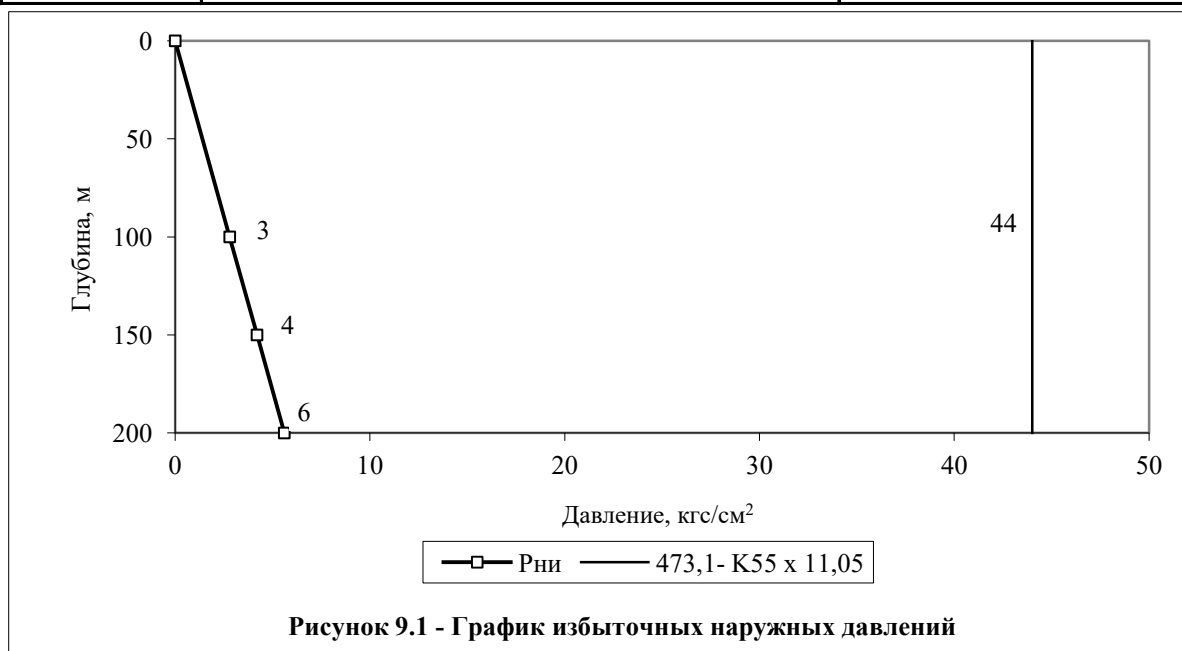
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{hz} - P_{vz}$	0
100		1
150		4
200		5

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \times (\gamma_c - \gamma_p) \times Z$	0
100		3
150		4
200		6

Наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = \text{МАКС}(P_{ни \text{ бур}}; P_{ни \text{ цемент}})$	0
100		3
150		4
200		6

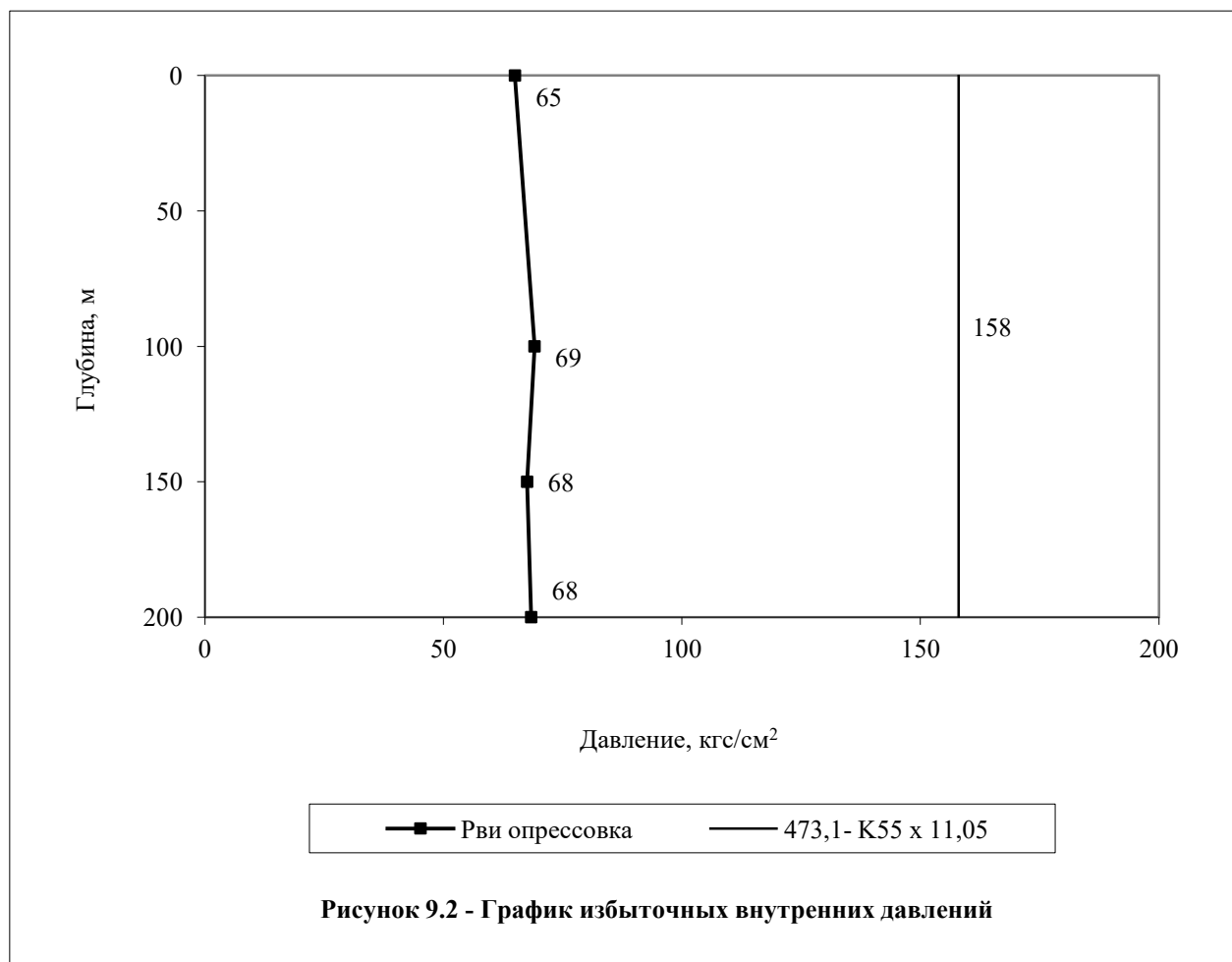


Внутреннее давление, кгс/см²

По данным геологической части, в процессе бурения под 1 промежуточную ожидается водопроявление. Избыточное устьевое давление при этом может составить 16 кгс/см². Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [30], т.к это давление существенно выше расчетного значения.

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = P_{оп}$ (таблица 2.1 [30])	65
100	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{пл}$	69
150		68
200		68



Исходные данные

№ № пп	Определение	Обоз- наче- ние	Колонна
			1 промежуточная
1	Диаметр колонны, мм	Dk	339,7
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	444,5
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0
	-низ	L	1500
	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	200
4	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Уц	1,72 *
	-бурового раствора,	Убр	1,41
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,41
	- пластовой воды	Угс	1,00
	-жидкости в колонне	Ув	
	расчет на наружное давление		1,00
	расчет на внутреннее давление		1,41
5	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	0
	-жидкости в колонне	H	0
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²
6	Пластовые давления (за колонной)	572	71
		1100	124
		1500	170
7	Пласт, которому соответствует	1570	174
	максимальное давление на устье		
* Средняя плотность.			

1 Промежуточная колонна**Наружное давление, кгс/см²**

Глубина, м	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	0	0	-	0
572	71	57	-	71
1100	124	110	-	124
1500	170	150	-	170

Внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_z = 0,1 \times \gamma_v \times Z$	0
572		57
1100		110
1500		150

Наружные избыточные давления (бурение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	0
572		14
1100		14
1500		20

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \times (\gamma_c - \gamma_p) \times Z$	0
572		18
1100		34
1500		47

Наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = \text{МАКС}(P_{ни \text{ бур}}; P_{ни \text{ цемент}})$	0
572		18
1100		34
1500		47

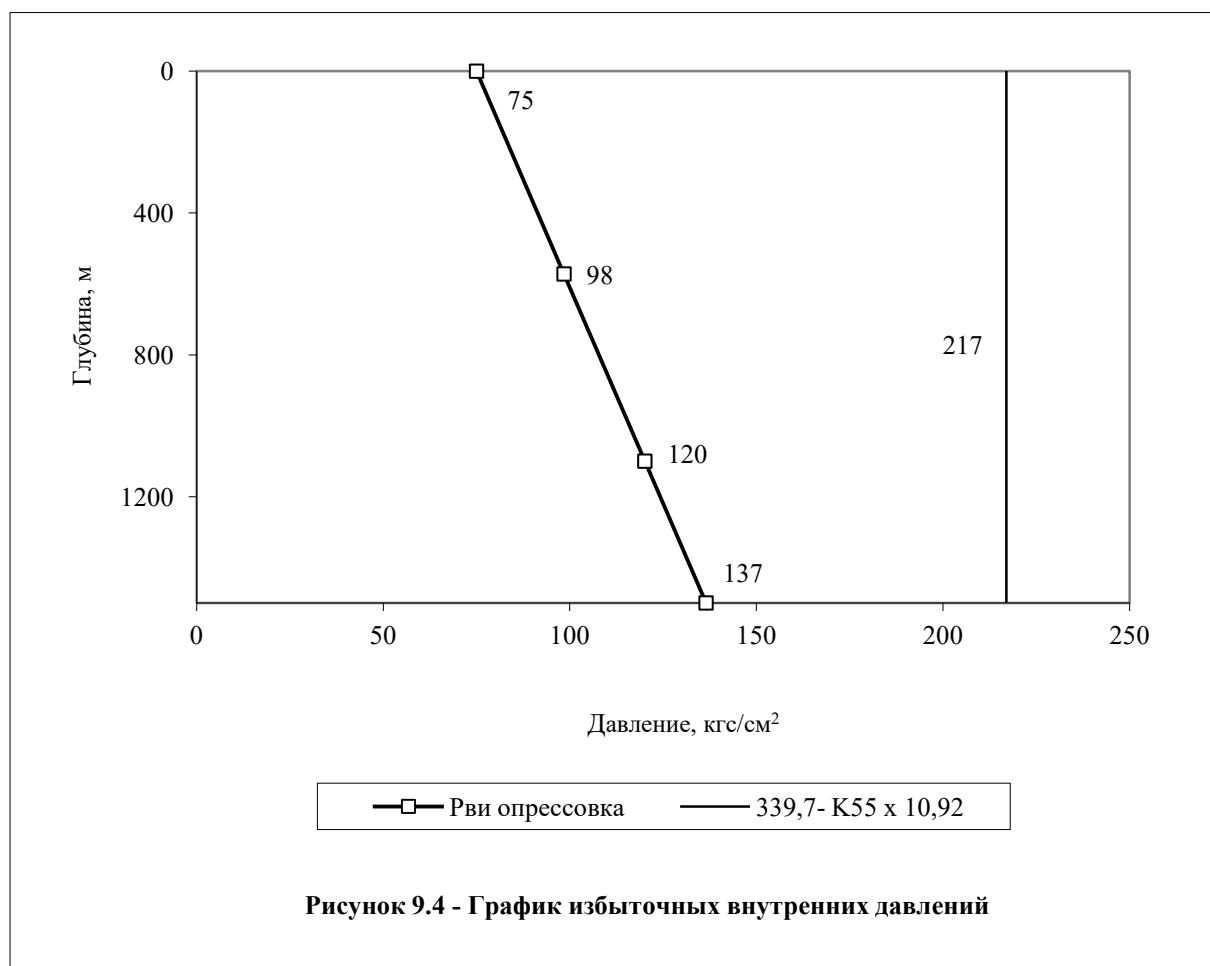


Внутреннее давление, кгс/см²

По данным геологической части, в процессе бурения под 2 промежуточную ожидается водопроявление. Избыточное устьевое давление при этом может составить 14 кгс/см². Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [30], т.к это давление существенно выше расчетного значения.

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = P_{оп}$ (таблица 2.1 [30])	75
572	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{жZ} - P_{пл}$	98
1100		120
1500		137



Исходные данные

№ № пп	Определение	Обоз- наче- ние	Колонна		
			2 промежуточная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk	244,5		
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	311,1		
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0		
	-низ	L	3100		
	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	1500		
4	Удельный вес, г/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц	1,90	1,60	*
	-бурового раствора,	Yбр	1,41		
	-опрессовочной жидкости	Yж	1,41		
			1,41		
	-жидкости в колонне	Yв			
	расчет на наружное давление		0,851	**	
	расчет на внутреннее давление		0,721	**	
	- пластовой воды	Yгс	1,1		
	-глубины установки МСП, м	Hм	1450		
5	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h	0		
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²		
6	Пластовые давления (за колонной)	700	-		
		1295	146		
		1550	174		
		2440	278		
		3100	353		
7	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	3990	499		

* Средняя плотность для 1 ступени (1,9 г/см³) и 2 ступени (1,60 г/см³).

** Плотность нефти в пластовых условиях.

2 Промежуточная колонна**Наружное давление, кгс/см²**

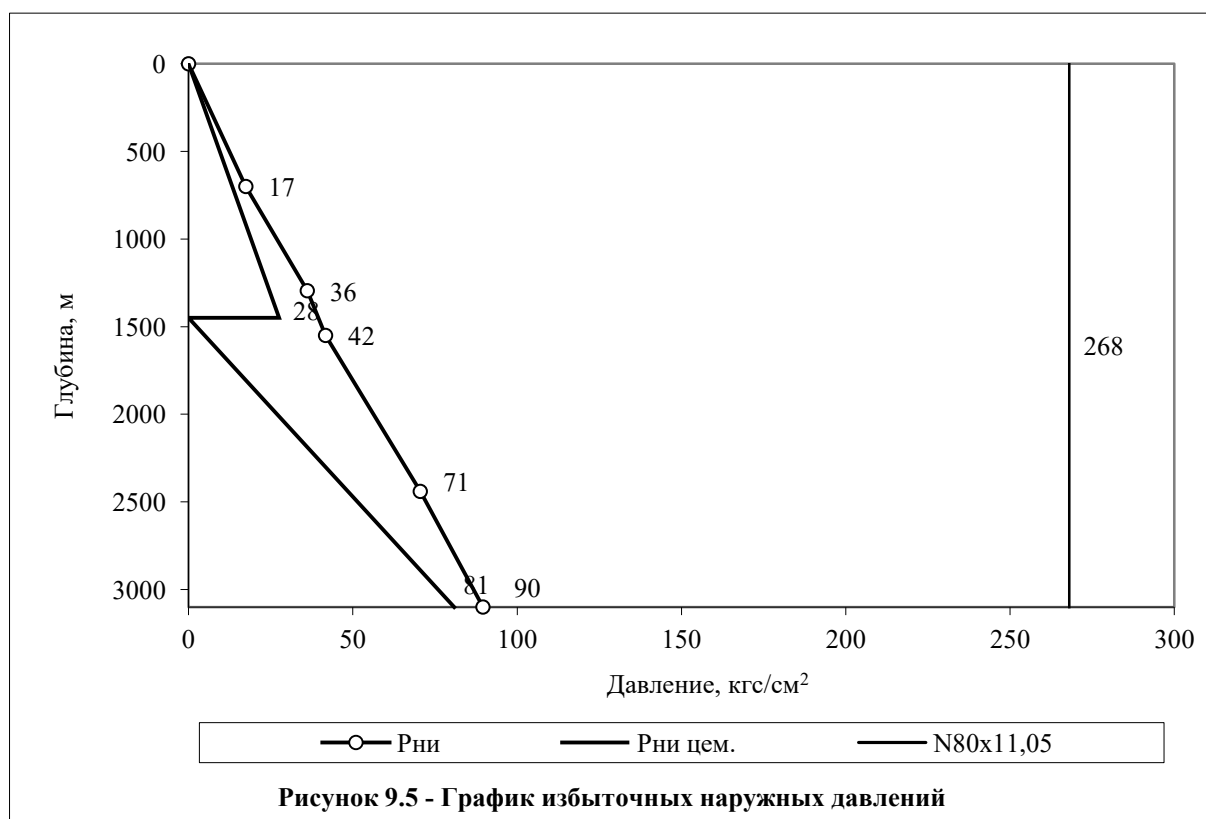
Глубина, м	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	-	0	-	0
700	-	77	-	77
1295	146	142	-	146
1550	174	171	-	174
2440	278	268	-	278
3100	353	341	-	353

Минимальные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0		0
700	$P_z = 0,1 \times Y_B \times Z$	60
1295		110
1550		132
2440		208
3100		264

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{Hz} - P_{Bz}$	0
700		17
1295		36
1550		42
2440		71
3100		90

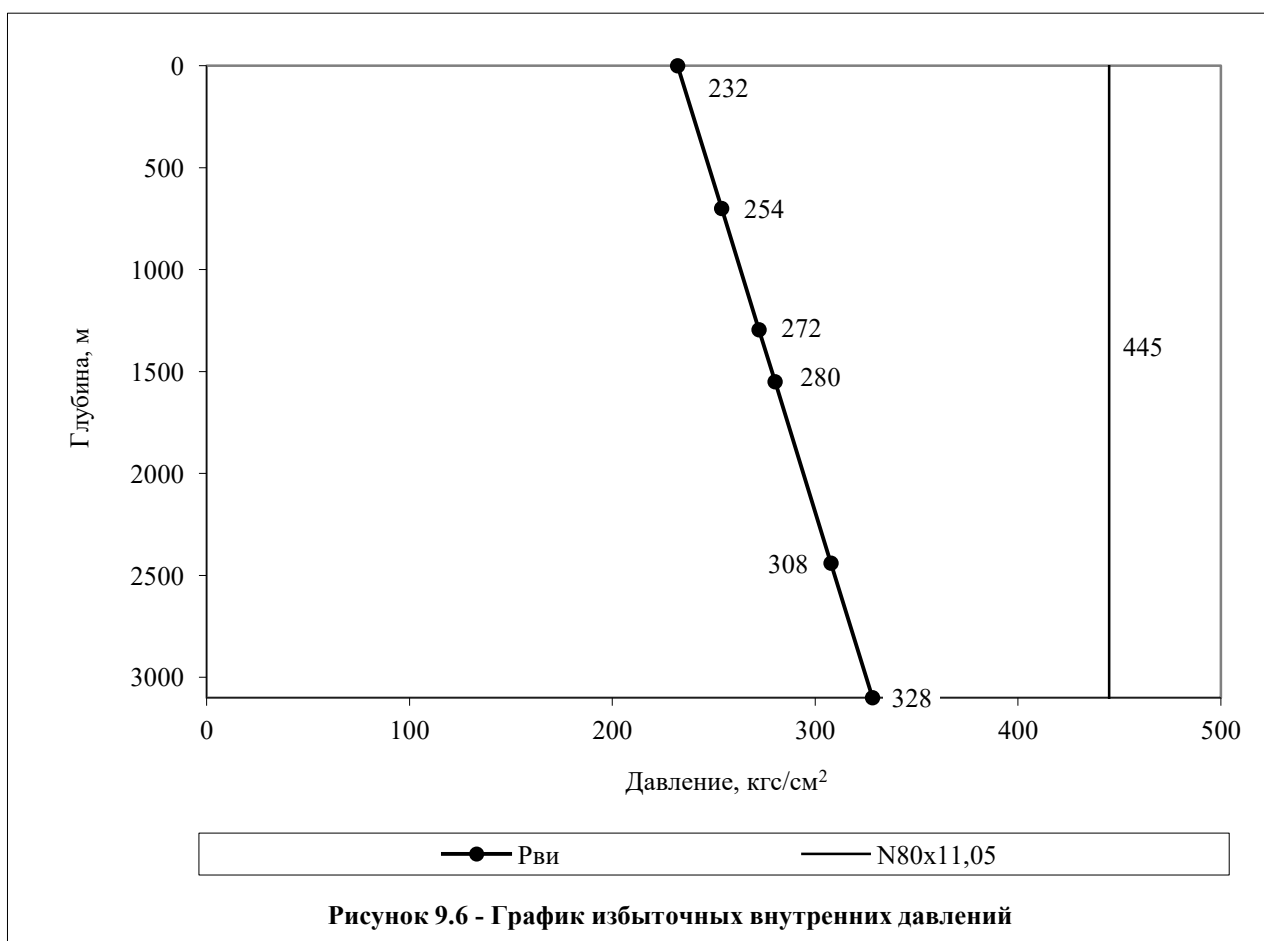


Внутренние давления

Расчет давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газонефтяной смесью при вскрытии нефтяного горизонта на глубине 3990 м

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
устье	$P_{ву} = P_{пл-0,1} \times Y_v \times L$		НГП, (закр.скважина)	
			211	
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$		232	
700	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times l - P_{пл}$		254	
1295			272	
1550			280	
2440			308	
3100			328	



Исходные данные

№ № пп	Определение	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk	168,3		
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	215,9		
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	0		
	-низ	L	4100		
	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	3100		
4	Удельный вес, г/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц	1,90	1,67	*
	-бурового раствора,	Yбр	1,43		
	-опрессовочной жидкости	Yж	1,00		
	-жидкости в колонне	Yв			
	расчет на наружное давление		0,851	**	
	расчет на внутреннее давление		0,721	**	
	-жидкости в колонне (освоение)		1,00		
	- пластовой воды	Yгс	1,1		
	-глубины установки МСП, м	Hм	3000		
5	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h	0		
	-жидкости в колонне (освоение)	H	2500		
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²		
6	Пластовые давления (за колонной)	1500	-		
		2440	-		
		3050	-		
		3620	489		
		4100	513		
7	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	3990	499		

* Средняя плотность для 1 ступени (1,9 г/см³) и 2 ступени (1,67 г/см³).

** Плотность нефти в пластовых условиях.

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

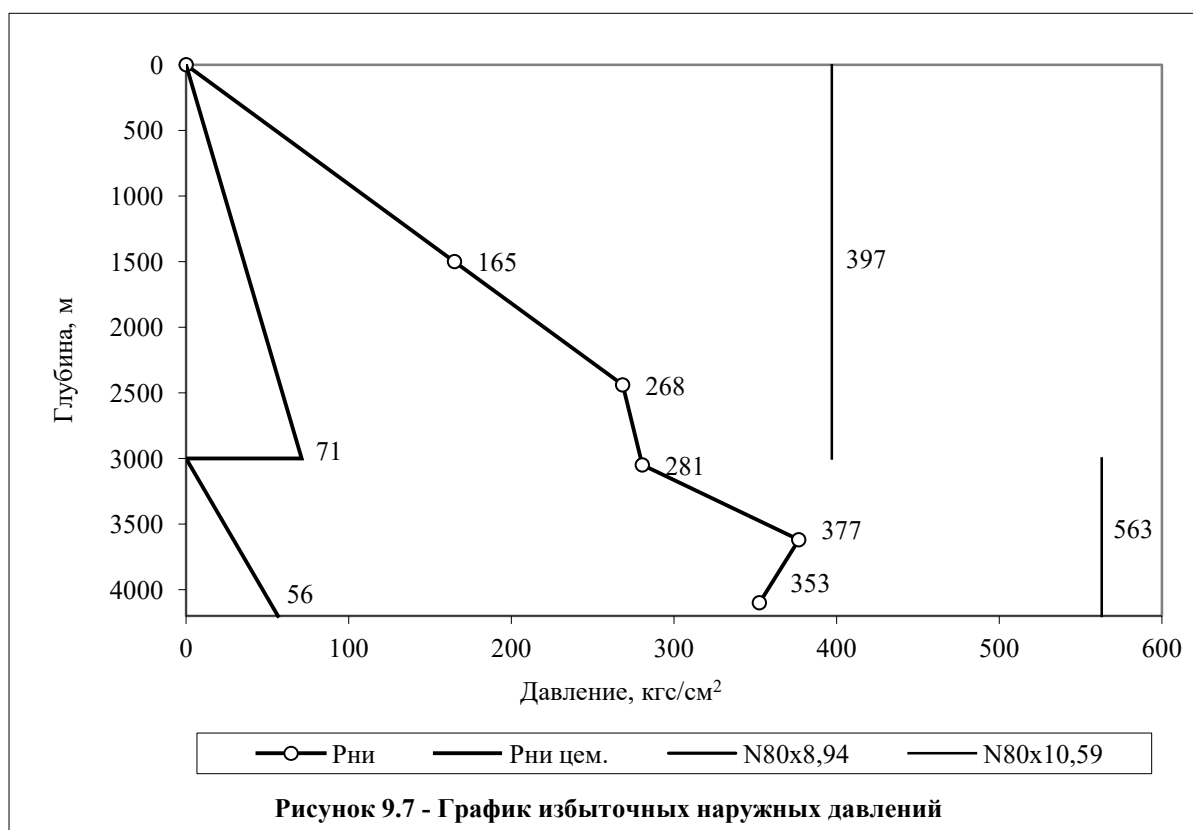
Глубина, м	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
0	-	0	-	0
1500	-	165	-	165
2440	-	268	-	268
3050	-	336	-	336
3620	489	398	-	489
4100	513	451	-	513

Минимальные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		Бурение	Освоение
0			
1500	$P_z = 0,1 \times Y_B \times Z$	128	0
2440		208	0
3050		260	55
3620		308	112
4100		349	160

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = P_{Hz} - P_{Bz}$	0
1500		165
2440		268
3050		281
3620		377
4100		353



Внутренние давления

Расчет давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газонефтяной смесью при вскрытии нефтяного горизонта на глубине 3990м

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
устье	$P_{ву} = P_{пл-0,1} \times \gamma_{в} \times L$		НГП, эксплуатация (закр.скважина)	
			211	
			опрессовка	
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$		232	
1500	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times \gamma_{ж} \times l - P_{пл}$		232	
2440			232	
3050			232	
3050			232	
3620			232	
4100			232	

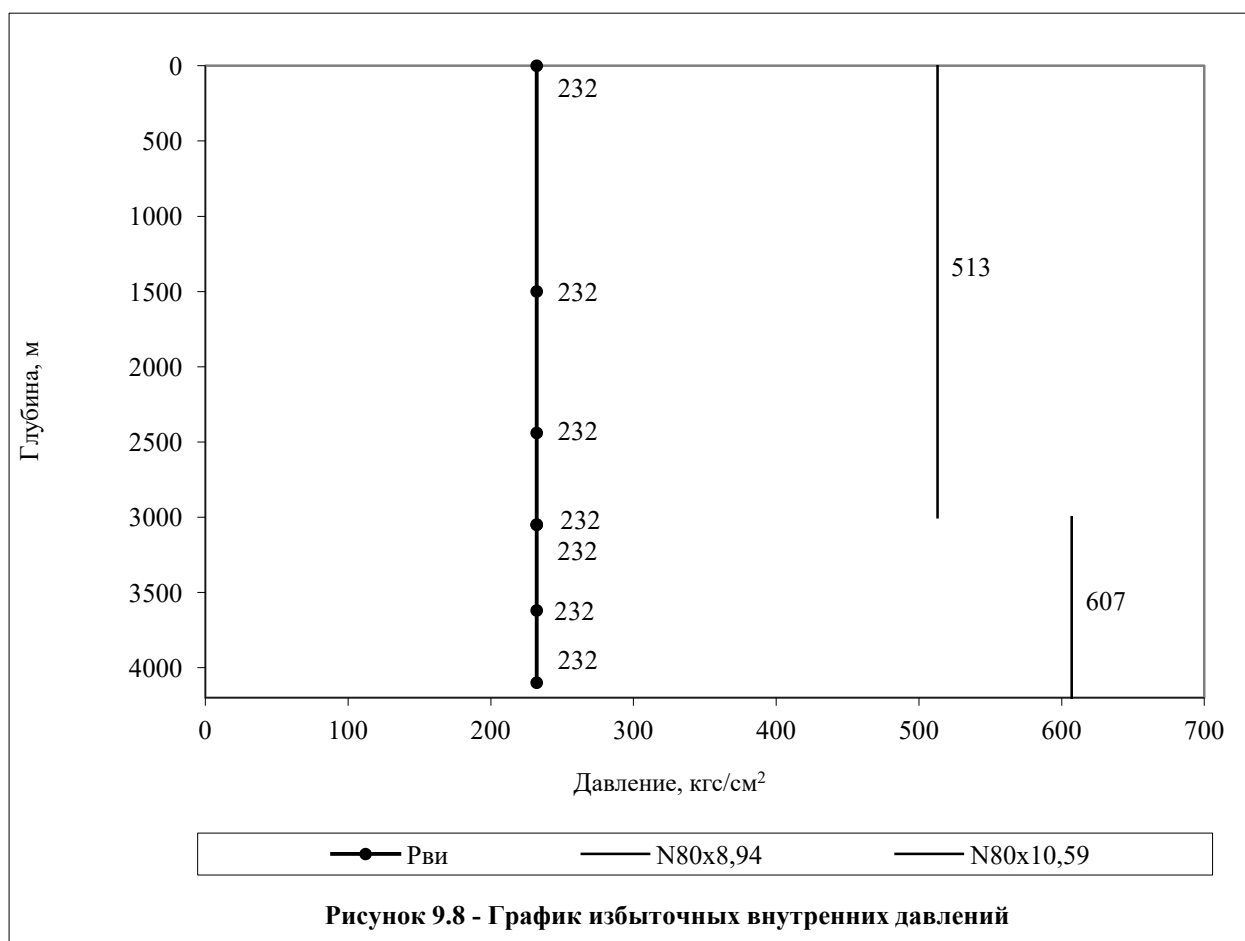


Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер разделяемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опресовочный агент		Рекомендуемая глубина установок пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см ³ , для газа - относительная по воздуху	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,41	Не рекомендуется
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,41	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,41	
4	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода*	1,0*	
* Допускается опрессовка минерализованной водой, при условии проведения проверочных расчетов обсадных колонн.							

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер разделяемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине разделяемой части колонны					
			глубина, м		спускаемой части колонны		наружное, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Кондуктор	1	0	200	0	6	65	69
2	1 Промежуточная	1	0	572	0	18	75	98
			572	1100	18	34	98	120
			1100	1500	34	47	120	137
3	2 Промежуточная	1	0	700	0	17	232	254
			700	1295	17	36	254	272
			1295	1550	36	42	272	280
			1550	2440	42	71	280	308
			2440	3100	71	90	308	328
4	Эксплуатационная	1	0	1500	0	165	232	232
			1500	2440	165	268	232	232
			2440	3050	268	281	232	232
			3050	3620	281	377	232	232
			3620	4100	377	353	232	232



Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
473,1	5СТ API	Батресс	K55	11,05	да
339,7	5СТ API	Батресс	K55	10,92	да
244,5	5СТ API	Батресс	N80	11,05	да
168,3	5СТ API	Батресс	N80	8,94; 10,59	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
												на-ружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	200	200	25,84	25,84	473,1	Батресс	K55	11,05	7,86	2,29	23,99
2	1	1	0	1500	1500	135,33	135,33	339,7	Батресс	K55	10,92	2,32	1,59	3,44
3	1	1	0	3100	3100	201,00	201,00	244,5	Батресс	N80	11,05	2,99	1,59	2,42
4	1	1	3000	4100	1100	45,32	45,32	168,3	Батресс	N80	10,59	1,49	2,61	6,51
		2	0	3000	3000	105,30	150,62	168,3	Батресс	N80	8,94	1,42	2,21	1,67

Примечания

- 1 Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из стали других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности при соответствующих избыточных давлениях и отвечающих условиям эксплуатации скважины.
- 2 Глубины бурения и интервалы установки обсадных колонн корректируются по фактическому стратиграфическому разрезу и результатам ГИС.
- 3 Возможна замена труб марки N80 на аналогичные марки L80



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
Батресс	473,1x11,05-K55	25,84	27,13	28,49
Батресс	339,7x10,92-K55	135,33	142,10	149,20
Батресс	244,5x11,05-N80	201,00	211,05	221,61
Батресс	168,3x10,59-N80	45,32	47,59	49,97
Батресс	168,3x8,94-N80	105,30	110,57	116,09

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны							Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	количество, шт.	
						от (верх)	до (низ)				
											7
1	2	3	4	5	6			9	10	11	
1	Кондуктор	1	473,1 мм (18 ⁵ / ₈ ") колонный башмак с обратным клапаном и гнездом для стыковки с цементировочной колонной бурильных труб	Стандарт API 10F	140		200	1	1	140	
				Стандарт API 10D	19	188 0	200 188	2 16	18	336	
2	I Промежуточная колонна	1	339,7 мм (13 ³ / ₈ ") колонный башмак с обратным клапаном	Стандарт API 10F	87	-	1500	1	1	87	
			339,7 мм (13 ³ / ₈ ") муфта для посадки цементировочной пробки, с обратным клапаном	Стандарт API 10F	82	-	1476	1	1	82	
			339,7 мм (13 ³ / ₈ ") центраторы,	Стандарт API 10D	15	1476 200 0	1500 1476 200	3 35 3	41	612	
			Пробки продавочные	Стандарт API 10	22	-	-	-	2	44	
3	II Промежуточная колонна	1	244,5 мм (9 ⁵ / ₈ ") колонный башмак с обратным клапаном	Стандарт API 10F	53	-	3100	1	1	53	
			244,5 мм (9 ⁵ / ₈ ") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном	Стандарт API 10F	42	-	3076	1	1	42	
			244,5 мм (9 ⁵ / ₈ ") центраторы	Стандарт API 10D	13	3076 1500 0	3100 3076 1500	3 33 16	52	674	



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	II Промежуточная колонна	1	244,5 мм (9 5/8") муфта ступенчатого цементирования (МСЦ) Пробки продавные	-	125	-	1450	1	1	125
4	Эксплуатационная колонна	1	168,3 мм (6 5/8") колонный башмак с обратным клапаном 168,3 мм (6 5/8") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном 168,3 мм (6 5/8") центраторы 168,3 мм (6 5/8") турбулизаторы 168,3 мм (6 5/8") скребки 168,3 мм (6 5/8") муфта ступенчатого цементирования (МСЦ) Пробки продавные	Стандарт API 10F Стандарт API 10F Стандарт API 10D Стандарт API 10 - Стандарт API 10	30 22 8 4 2 80	- - 4064 3100 0 3750 3750 -	4100 4064 3100 4000 4000 3000	1 1 4 21 21 1	1 1 129 21 21 1	30 22 1035 83 42 80
Примечания				Стандарт API 10	3	-	-	2	2	6
1 Допускается использование технологической оснастки зарубежных и отечественных фирм-производителей, при условии их соответствия требованиям стандартов API и РК; 2 Количество и интервал установки центраторов должно быть откорректировано по результатам геофизических исследований (ГИС); 3 Количество и интервал установки скребков и турбулизаторов уточняется по результатам ГИС; скребки устанавливаются в интервале перфорации, а также на 20 м выше и ниже этого интервала.										



Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна															Промежуточные промывки		
Номер в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Тип, шифр инструмента для спуска (элева- тор, спайдер, спайдер-элева- тор)	Средства смаз- ки и уплотнения резьбовых сое- динений		Интервал глу- бины с одина- ковой допусти- мой скоростью спуска труб, м		Допус- тимая ско- рость спуска труб, м/с	Допус- тимая глуби- на спу- ска труб на клинь- ях, м	Пери- одич- ность доли- ва колон- ны, м	глуби- на, м	продол- житель- ность, мин	расход, л/с				
				шифр или на- звание	ГОСТ, ТУ на изгото- вление	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14				
1	Кондуктор 473,1 мм	1	Элеватор, спай- дер элеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0	200	0,5-0,4	200	п.1	200	1 цикл	40				
2	1 промежуточная 339,7 мм	1	Элеватор, спай- дерэлеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0 900	900 1500	0,4-0,6 0,4-0,3	1500	п.1	350 650 1500	1 цикл 1 цикл 1 цикл	40 40 40				
3	2 промежуточная 244,5 мм	1	Элеватор, спай- дерэлеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0 1500 2500	1500 2500 3100	0,4-0,6 0,3-0,5 0,25-0,2	3100	п.1	1200 1700 2200 3100	1 цикл 1 цикл 1 цикл 1 цикл	35 35 35 35				
4	Эксплуатационная 168,3мм	1	Элеватор, спай- дерэлеватор	P-402	ТУ 38-101- -786	0 2600 3000 3000	2600 3000 4100	0,7-0,5 0,5-0,3 0,25-0,2	4200	п.1	1000 2000 2750 3000 3400	1 цикл 1 цикл 1 цикл 1 цикл 1 цикл	25 25 25 25 25				
											Далее через 50-100 м						
Примечания																	
1 При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: кондуктор- 78 м 1 промежуточная колонна - 191 м																	
2 промежуточная колонна - 475 м эксплуатационная колонна - 664 м																	
2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008.																	
3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.																	



Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²		Глубина устья скважины, м	Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Давление опрессовки труб на поверхности секции, кгс/см ²
				раздельно спускаемой части	цементного кольца	раздельно спускаемой части	цементного кольца				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	1	-	1,41	-	65	-	-	-	-	1
2	1 Промежуточная	1	-	1,41	-	75	-	-	-	-	1
3	2 Промежуточная	1	-	1,43	1,41	232	21	-	-	-	1
4	Эксплуатационная	1	-	1,0*	-	232	-	-	-	-	1

Примечания

1 Давление на устье скважины при опрессовке пород и цементного камня под башмаками обсадных колонн:

Номер обсадной колонны	Название колонны	Глубина спуска, м	Максимальный градиент давления, кгс/см ²	Давление на башмак, кгс/см ²	Плотность жидкости опрессовки, г/см ³	Р _{у.оп} , кгс/см ²
1	2 Промежуточная	3100	0,125	436,0	1,41	21

Максимальный градиент давления соответствует наибольшей плотности промысловой жидкости в нижележащем интервале бурения.

Давление на устье 2 промежуточной колонны определено по формуле (1) Инструкции по испытанию обсадных колонн

на герметичность [31]: $R_{у.оп}=1,05 \times 436 - 0,1 \times 1,41 \times 3100 = 21$ кгс/см².

Опрессовка 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 допускаются не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100 % гидроиспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах [31, пункт 1.10].

3 Обсадные колонны цементируются до устья.

4 Испытание на герметичность цементного камня под башмаком эксплуатационной колонны инструкцией [31] не предусмотрено.

5 Опрессовка колонн частями с применением пакера не предусмотрена.

6 Опрессовка приустевой части 244.5 мм промежуточной, эксплуатационной колонн 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" [31]:

- закачать компрессором азот с понижением уровня воды в затрубном пространстве до 95 м, создать давление в затрубном $R_{у}=80$ кгс/см²;

- закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное пространство до 95 м, создать давление на устье согласно таблицы 9.8.

при этом глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.

* Допускается опрессовка минерализованной водой, при условии проведения проверочных расчетов обсадных колонн.

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 це-ментирова-ния (пря-мой, сту-пенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в по-рядке спу-ска (см. та-бл. 5.2, гр. 8)	интервал устано-вок (по стволу) м		глубина уста-новки муфты для ступенча-того цемен-тирования, м	номер ступени цементи-рования	высота цемент-ного стака-на, м	название порции тампонаж-ного раствора	интервал глубины цементирования, м (по стволу)	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Кондуктор	прямой	1	0	200	-	-	6	Тампонажный-1	0	150
									Тампонажный-2	150	200
2	I Промежуточная колонна	прямой	1	0	1500	-	-	24	Тампонажный-1	0	500
									Тампонажный-2	500	1500
3	II Промежуточная колонна	ступенчатый	1	0	3100	1450	1	24	Тампонажный	1450	3100
							2	-	Тампонажный	0	1450
4	Эксплуатационная колонна	ступенчатый	1	0	4100	3000	1	36	Тампонажный	3000	4100
							2	-	Тампонажный-1	0	2000
									Тампонажный-2	2000	3000



Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)									Время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
				тип или название	объём порции, м ³	плотность, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (API 10B)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт ²				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		
1	Кондуктор	1	1	Буферная	6,4	1,00	-	-	-	-	-	-		
				Тампонажный-1	22,9	1,55	<1	не реглам.	18-20	20-25	210	24		
				Тампонажный-2	8,2	1,90	0	<500	30-32	23-25	180	-		
				Продавочная	1,9	1,41	-	<9	миним.	10-15	-	-		
2	I Промежуточная колонна	1	1	Буферная	15,9	1,35	-	-	-	-	-			
				Тампонажный-1	37,8	1,55	<1	<300	15-18	10-15	360	24		
				Тампонажный-2	84,4	1,90	0	<150	80-100	20-25	300	-		
				Продавочная	117,4	1,41	-	6-8	миним.	20-25	-	-		
3	II Промежуточная колонна	1	1	Буферная	12,7	1,50	-	-	-	-	-			
				Тампонажный	63,2	1,90	0	<80	100	25-30	320	24		
				Продавочная	125,3	1,41	-	5-6	миним.	20-25	-	-		
				Буферная	12,7	1,50	-	-	-	-	-	-		
4	Эксплуатационная колонна	1	1	Тампонажный	43,9	1,60	0	<250	80	20-25	360	24		
				Продавочная	59,1	1,41	-	5-6	миним.	20-25	-	-		
				Буферная	15,9	1,50	-	-	-	-	-	-		
				Тампонажный	31,7	1,90	0	<50	80-100	25-30	300	24		
			2	Продавочная	71,3	1,43	-	<5	миним.	20-25	-	-		
				Буферная	12,7	1,50	-	-	-	-	-	-		
				Тампонажный-1	34,6	1,55	0	<250	20-25	20-25	320	24		
				Тампонажный-2	17,3	1,90	0	<50	80-100	25-30	300	-		
				Продавочная	52,6	1,43	-	<5	миним.	20-25	-	-		

Примечания

1 Объемы тампонажных растворов рассчитаны с учетом коэффициентов кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;

2 Продавочная жидкость - буровой раствор;

3 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования 339,7 мм и 244,5 мм промежуточных колонн и 168,3 мм эксплуатационной колонны [70].

* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ)

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке пуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке пуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	988,0
					Химическая промывка (D122A)	1,03	-	-	12,0
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	774,5
					Ускоритель схватывания CaCl ₂ (S001)	1,75	-	-	14,7
					Бентонит (D020)	2,65	-	-	23,2
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	0,7
					Вода	1,00	-	-	736,3
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1318,6
					Ускоритель схватывания CaCl ₂ (S001)	1,75	-	-	26,4
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	1,2
					Вода	1,00	-	-	581,4
2	I Промежуточная колонна	1	1	Продавочная	Буровой раствор	1,41	-	-	-
				Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	894,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	455,1
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	774,5
					Ускоритель схватывания CaCl ₂ (S001)	1,75	-	-	3,7
					Бентонит (D020)	2,65	-	-	22,1
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	3,7
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	0,7
					Вода	1,00	-	-	736,3
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1318,6
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	2,6
					Замедлитель схватывания (D177)	1,10	-	-	2,6
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	0,7
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Буровой раствор	1,41	-	-	-

Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	II Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	10
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	849,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	9,9
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	650,2
					Цемент G (HSR)	3,15	-	-	0,8
					Кремнеземистая добавка (D066)	2,65	-	-	1000,6
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,28	-	-	350,2
					Понижитель вязкости (D065)	1,43	-	-	4,5
					Замедлитель схватывания (D177)	1,10	-	-	4,0
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	3,0
					Вода	1,00	-	-	0,9
					Буровой раствор	1,41	-	-	549,3
					Буферная	1,00	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна	1	2	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	849,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	650,2
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
					Цемент G (HSR)	3,15	-	-	774,5
					Бентонит (D020)	2,65	-	-	23,2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	3,9
					Замедлитель схватывания (D177)	1,10	-	-	3,1
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	0,7
					Вода	1,00	-	-	736,3
					Буровой раствор	1,41	-	-	-
					Буферная	1,00	-	-	849,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
			1	Буферная	Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	650,2
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
					Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1000,6
					Кремнеземистая добавка (D066)	2,65	-	-	350,2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	5,0
					Понижитель вязкости (D065)	1,43	-	-	4,0
					Замедлитель схватывания (D177)	1,26	-	-	6,0
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,9
					Вода	1,00	-	-	549,3
					Буровой раствор	1,43	-	-	-
					Буферная	1,00	-	-	849,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	650,2
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
			1	Буферная	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1000,6
					Кремнеземистая добавка (D066)	2,65	-	-	350,2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	5,0
					Понижитель вязкости (D065)	1,43	-	-	4,0
					Замедлитель схватывания (D177)	1,26	-	-	6,0
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,9
					Вода	1,00	-	-	549,3
					Буровой раствор	1,43	-	-	-
					Буферная	1,00	-	-	849,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	650,2
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
					Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1000,6
					Кремнеземистая добавка (D066)	2,65	-	-	350,2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	5,0
					Понижитель вязкости (D065)	1,43	-	-	4,0
					Замедлитель схватывания (D177)	1,26	-	-	6,0
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,9
					Вода	1,00	-	-	549,3
					Буровой раствор	1,43	-	-	-



Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Эксплуатационная колонна	1	2	Буферная	Вода техническая	1,00	-	-	849,9
					Буферный материал (D182)	1,00	-	-	9,9
					Утяжелитель (D031)	4,33	-	-	650,2
					Пеногаситель (D175)	1,00	-	-	0,8
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	720,9
					Бентонит (D020)	1,38	-	-	14,4
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	1,4
					Замедлитель схватывания (D177)	1,10	-	-	5,8
					Пеногаситель (D175)	0,99	-	-	0,6
					Вода	1,00	-	-	724,8
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1000,6
					Кремнеземистая добавка (D066)	2,65	-	-	350,2
					Понижитель водоотдачи (D167)	1,32	-	-	5,0
					Понижитель вязкости (D065)	1,43	-	-	4,0
	Замедлитель схватывания (D177)	1,26	-		-	5,0			
	Пеногаситель (D175)	1,00	-		-	0,9			
	Продавочная	Вода	1,00	-	-	549,3			
		Буровой раствор	1,43	-	-	-			

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

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

Номер колонны в ряду спуска	Номер части колонны в ряду 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	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	СРТ-372	закачка	1	114,3		15,9			6,4	7	7
				Тампонажный-1		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	20
				Тампонажный-1		закачка	1	114,3		13,3			22,9	29	49
				Тампонажный-2		затворен.	1	114,3		13,3			8,2	10	59
				Тампонажный-2		закачка	1	114,3		13,3			8,2	10	70
2	1	1	Цементирование I промежуточной колонны	Бур.раствор	СРТ-372	продавка	1	114,3		15,9		5	1,9	2	72
				Буферная		закачка	1	114,3		15,9			15,9	17	17
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Сброс пробки									5	22	
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		15,9			37,8	40	61
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	78
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		15,9			84,4	88	167
				Сброс пробки									5	172	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			115,4	91	262
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		56	2,0	6	269
3	1	1	Цементирование II промежуточной колонны	Буферная	СРТ-372	закачка	1	114,3		15,9			12,7	13	13
				Тампонаж		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Сброс пробки									5	22	
				Тампонаж		закачка	1	114,3		15,9			63,2	66	88
				Сброс пробки									5	93	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			123,3	97	190
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		15	2,0	6	196



Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
3	1	2	Цементирование II промежуточной железобетонной колонны	Буферная	СРТ-372	закачка	1	114,3		15,9			12,7	13	13
				Тампонаж		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Тампонаж		закачка	1	114,3		15,9			43,9	46	63
				Сброс пробки										5	68
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			57,1	45	113
4	1	1	Цементирование эксплуатационной колонны	Бур.раствор	СРТ-372	продавка	1	114,3		5,3		71	2,0	6	119
				Буферная		закачка	1	114,3		15,9			15,9	17	17
				Тампонаж		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Сброс пробки										5	22
				Тампонаж		закачка	1	114,3		15,9			31,7	33	55
				Сброс пробки										5	60
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			69,3	54	114
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		57	2,0	6	121
				Буферная	СРТ-372	закачка	1	114,3		15,9			12,7	13	13
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
		2	Цементирование эксплуатационной колонны	Тампонаж-1		закачка	1	114,3		15,9			34,6	36	53
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		15,9			17,3	18	71
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		15,9			17,3	18	89
				Сброс пробки										5	94
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		21,2			50,6	40	134
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		101	2,0	6	140

Примечания

- 1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементовочного агрегата, давление на устье скважины, газосодержание в вытесняемом из скважины растворе. Контроль и управление закачанной жидкостью, объем вытесняемого раствора по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементовочным агрегатом; процессом цементирования осуществляется по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементовочным агрегатом.
- 2 Допускается применение цементовочных агрегатов других фирм-производителей, 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											Примечание
			от (верх)	до (низ)		основных			дополнительных								
						тип	всего	затворения	перемешивания	закачки	про-давки	амбара	резерва	тип	всего	в том числе резерв	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	200	-	СРТ-372	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
2	1	1	0	1500	-	СРТ-372	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
3	1	1	1450	3100	-	СРТ-372	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
		2	0	1450	-	СРТ-372	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
4	1	1	3000	4100	-	СРТ-372	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-
		2	0	3000	-	СРТ-372	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				
			тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для				
			от (верх)	до (низ)			тампонажа 1	тампонажа 2			тампонажа 1	тампонажа 2			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	200	отсутствуют				СТФ-320	1	-	-	АЦН-20	2	1	1	-
2	1	1	0	1500	отсутствуют				СТФ-320	4	2	2	АЦН-20	4	1	3	-
3	1	1	1450	3100	отсутствуют				СТФ-320	1	-	-	АЦН-20	3	1	2	-
4	1	2	0	1450	отсутствуют				СТФ-320	1	-	-	АЦН-20	3	1	2	-
		1	3000	4100	отсутствуют				СТФ-320	1	-	-	АЦН-20	2	1	1	-
		2	0	3000	отсутствуют				СТФ-320	1	-	-	АЦН-20	3	1	2	-



Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество								Суммарное на скважину
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)								
		1	2	3 (I ст.)	3 (II ст.)	4 (I ст.)	4 (II ст.)	4 (III ст.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9		
1	Цементировочный агрегат СРТ-372	1	1	1	1	1	1	6		
2	Цементовоз СТВ-320	1	4	1	1	1	1	9		
3	Осреднительная ёмкость CBS-951	1	1	1	1	1	1	6		
4	Автоцистерна	2	4	3	3	2	3	17		



Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере- ния	Потребное количество							суммарное на скважину
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)							
				1	2	3 (I ст.)	3 (II ст.)	4 (I ст.)	4 (II ст.)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	Цемент класса G (HSR)	API 10A; ГОСТ 1581-96	т	30,0	147,6	66,5	35,7	33,3	44,4	357,5	
2	Ускоритель схватывания CaCl ₂ (S001)	фирма-изготовитель Schlumberger	кг	571,1	143,4	-	-	-	-	714,5	
3	Бентонит (D020)	то же	кг	548,9	860,6	-	1050,2	-	514,1	2973,7	
4	Понижитель водоотдачи (D167)	"-	кг	-	372,7	293,3	175,0	163,4	140,6	1145,1	
5	Замедлитель схватывания (D177)	"-	кг	-	229,3	195,6	140,0	196,0	294,8	1055,7	
6	Понижитель вязкости (D065)	"-	кг	-	-	260,7	-	130,7	71,4	462,8	
7	Пеногаситель (D175)	"-	кг	25,5	99,1	68,4	41,3	41,4	48,8	324,4	
8	Кремнеземистая добавка (D066)	"-	т	-	-	22,8	-	11,4	6,2	40,5	
9	Хим. промывка (D122A)	"-	кг	78,6	-	-	-	-	-	78,6	
10	Буферный материал (D182)	"-	кг	-	162,1	129,7	129,7	162,1	129,7	713,1	
11	Утяжелитель (D031)	"-	т	-	7,5	8,5	8,5	10,6	8,5	43,7	
12	Вода техническая для затворения	-	м ³	23,9	53,2	38,2	35,5	19,2	38,1	208,1	
13	Вода техническая для буфера	-	м ³	6,9	15,7	11,9	11,9	14,9	11,9	73,1	
14	Всего воды	-	м ³	30,8	68,9	50,2	47,4	34,1	50,0	281,2	

Примечания

- Допускается использование цемента марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки "G" других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
- Допускается использование других химических реагентов различных фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл. 9.10);
- Для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента 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 противобросовое оборудования (ПВО)

Обсадная колонна номер в по- рядке спуска	название	Номер схемы обвяз- ки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудование		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, т	
			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	45	65	-	Противобросовое оборудование на 210 кгс/см ² ОП-45-540/100-210, K11 в том числе: превентор универсальный "FH54-14" + превентор сдвоенный плашечный 2FZ53-21 + адаптерная катушка 527мм - 210атм x 540мм - 140атм; Колонная головка ОКК3-70-178x245x340x473, K11.	ГОСТ 13862-2003 ТУ 3665-010-00221801-99	1 к-т	140 210 210 700	7,7 9,5 3,5 2,85	23,6
2	1 Проме- жуточная	45	75	-	Противобросовое оборудование на 700 кгс/см ² ОП-45-346/100-700, K11 в том числе: превентор универсальный "FH35-35" + превентор сдвоенный плашечный 2FZ35-70 + адаптерная катушка 350мм - 700атм x 350мм - 350атм; Колонная головка ОКК3-70-178x245x340x473, K11.	ГОСТ 13862-2003 ТУ 3665-010-00221801-99	1 к-т	350 700 700	6,4 11,9 2,85	21,2
3	2 Проме- жуточная	45	232	21	Фонтанная арматура: 7 1/16" x 2 9/16" x 2 9/16" - 10M (АФК6-80/65 x 70), K11. Колонная головка ОКК3-70-178x245x340x473, K11.	ТУ 3665-010-00221801-99	1 к-т	700	2,85	
4	Эксплуата- ционная	-	232	-	Фонтанная арматура: 7 1/16" x 2 9/16" x 2 9/16" - 10M (АФК6-80/65 x 70), K11. Колонная головка ОКК3-70-178x245x340x473, K11.	API 6A ТУ 3665-010-00221801-99	1 к-т 1 к-т	700 700	3,31 2,85	3,31 2,85
Примечания										
1 Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки;										
2 ПВО монтируется согласно монтажных схем, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем (раздел 4 "Рабочая документация") и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки. Разработанные монтажные схемы должны быть согласованы с военизированным противобросовым отрядом Ак-Берен и органом в области промышленной безопасности.										



10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

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

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

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

Таблица 10.3 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

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



10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал установки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности			
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м, кг		теорети- ческая масса	плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода	на растя- жение	на избыточное давление	наруж- ное внутрен- нее
		от	до						с учётом						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	3730	3760	73,0	высaje нные	N80.1	5,51	9,67	30	0,29	-	-	226,71	6,17	5,85
		0	3730			N80.1	5,51	9,67	3730	36,07	-	-	1,34	6,17	5,85

Примечания

1 Допускается применение аналогичных труб, изготовленных по стандарту АНИ 5СТ;

2 Глубина установки башмака НКТ принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации;

3 Пакер ПРО-ЯМО2-ЯГ1(М)-145 (или аналогичный) установить на 30 м выше башмака НКТ, работы проводить с применением гибких НКТ;

4 Коэффициент запаса прочности на растяжение рассчитан с учетом усилия натяжения, равного 12,7 тонн, для освобождения пакера.



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 испытания (освоения) объектов в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность процесса, операции, сут
1	2	3	4
I	ПЗР перед испытанием	ССНВ табл. 22, графа 3	2,4
	Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл. 22, графа 13	1,4
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ табл. 22, графа 8	2,8
	Освоение, очистка, вывод скважины на режим	ССНВ табл. 27, графа 4	6,0
Суммарная по объекту с учетом испытания в 2 смены=			14,5



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

Номер объекта	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Название или шифр агрегата	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, ч
1	2	3	4	5	6
I	Опрессовка НКТ	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 7, 8	30,81
	Опрессовка противобросовой задвижки	ЦА-320М	1	ЕНВИ § 26 (б)	1,96
	Смена раствора на перфорационную жидкость	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	8,10
	Смена раствора на техническую воду	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	7,32
	Опрессовка ФА и пакера	ЦА-320М	1	ЕНВИ §§ 17, 86	4,04
	Вызов притока	ГНКТ, СДА-5/101	1/1	ЕНВИ §§ 32, 33, 34	9,01
Суммарная по скважине=					61,23
Примечание - Допускается применение аналоговичных цементировочных агрегатов и азотных компрессоров.					

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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТЭ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
I	Перфорационная жидкость плотностью 1,30 г/см ³ , объем: состав:		м ³	7,0
	Вода - основа перфорационной жидкости	Местный	м ³	6,2
	CaCl ₂ - для достижения плотности 1,30 г/см ³	Стандарт АНИ	т	2,9
	D-D - поверхностно-активное вещество	Стандарт АНИ	кг	2,8
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	7,0
	Duovis (Flo-Vis) - загуститель	Стандарт АНИ	кг	21,1
	OSI-L - поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	7,0
	Надпакерная жидкость плотностью 1,00 г/см ³ , объем: состав:		м ³	50,1
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	м ³	50,0
	CONQOR 303A - ингибитор коррозии	Стандарт АНИ	кг	50,1
	OSI-L - поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	50,1
	M-I Cide - бактерицид	Стандарт АНИ	кг	5,0
	Вода для смены бурового раствора и промывки 1 цикл	Местный	м ³	143,9
Примечания				
1 Согласно пункту 514 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности (№ 355) перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины плотностью 1,30 г/см ³ , без учета объема раствора, находящегося в скважине, подготовленного из оставшегося после бурения бурового раствора плотностью 1,43 г/см ³ в соответствии с таблицей 10.12, а также запас материалов и химических реагентов в соответствии с ПОР на освоение скважины;				
2 Перфорационную жидкость закачать в интервал перфорации плюс 200 м выше, остальной объем скважины заполнить буровым раствором плотностью 1,30 г/см ³ , либо использовать полный объем водного раствора хлористого кальция плотностью 1,30 г/см ³ ;				
3 В качестве запасного варианта надпакерной жидкости предусмотреть использование подготовленной нефти месторождения Северный Кариман, обработанной ингибитором коррозии и поглотителем CO ₂ .				

Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Продолжительность, ч	Расход газа, м ³	Диаметр штуцера, мм
1	2	3	4
Таблица не содержит информацию			
Примечание - При освоении, очистке, выводе скважины на режим пластовый флюид будет поступать в НГС на ГУ Кариман, а отделившийся газ - на УПП Долинное, далее - на УПП Аксаз.			



Таблица 10.12 - Потребное количество материалов для разбавления бурового раствора плотностью 1,43 г/см³ до плотности 1,30 г/см³

Номер объекта	Название (тип) раствора	Плотности исходных растворов, г/см ³	Плотность раствора, необходимого для испытания скважины, г/см ³	Необходимые объемы исходных растворов, м ³	Содержание компонента в 1 м ³ водного раствора, кг	Потребное количество, кг
1	2	3	4	5	6	7
I	Раствор, оставшийся после бурения	1,43	1,30	150,6		
	Водный раствор хим. реагентов	1,00		65,3		
	состав:					
	Вода	1,00			985,9	64332,9
	Duo-Vis	1,50			3,0	195,8
	Polyrac UL	1,55			9,0	587,3
	OSI-L	1,34			1,0	65,3
	NaOH	2,13			1,0	65,3
	M-I Cide	1,00			0,1	6,5

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	3100	30	209,6 УБТ (8 1/2" DC), переводники	14	Нипель и муфта	2,4	0,32
Эксплуатационная колонна	4100	60	СБТ 127 (5" DP)	857	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300мм от утолщенной части.	2,4	19,38
		60	ТБТ 127 (5" HWDP)	18		2,4	0,41
Примечание - Периодичность проверки дефектоскопией элементов бурильной колонны принята по таблице 4.1 РД 39 - 013 - 90 [35].							

Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см ²	Источник норм времени	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количес- тво, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор 473,1 мм	Кондуктор совместно с ПВО	200	ЦА - 320М	1	65	ЕНВБ §109	1,35
I Промежуточная колонна 339,7 мм	I Промежуточная колонна совместно с ПВО	1500	ЦА - 320М	1	75	ЕНВБ §109	1,35
II Промежуточная колонна 244,5 мм	II Промежуточная колонна совместно с ПВО	3100	ЦА - 320М	1	232	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	3103	ЦА - 320М	1	21	ЕНВБ §112	1,53
Эксплуатационная колонна 168,3 мм	Эксплуатационная колонна с колонной головкой	4100	ЦА - 320М	1	232	ЕНВБ §109	1,35
	Фонтанная арматура	4100	ЦА - 320М	1	232	ЕНВИ §17	1,74
Примечания 1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями; 2 Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Величина пробного давления равна 1,5 Рр (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная [76]), с участием АСС, с составлением акта. Время опрессовки не менее 10 минут, п. 473 [20].							

12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются:

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

Исходя из этого, для бурения проектной скважины глубиной 4100 м, при максимальном весе: бурильной колонны - 145,3 т, обсадной колонны - 201,0 т, а также, исходя из наличия буровых установок у Бурового Подрядчика, выбраны буровые установки "ZJ50", "ZJ70", с максимальной грузоподъемностью - 322 т и 450 т соответственно или аналогичной грузоподъемности.

Буровые установки "ZJ50", "ZJ70" планируется использовать для бурения скважины.

Для испытания объектов, где не требуется большая грузоподъемность, задействовать тяжелые БУ нерационально. Поэтому для испытания последующих объектов планируется использовать буровую установку ХJ-550 номинальной грузоподъемностью 117 т, при максимальном весе НКТ 36,36 т, или аналогичной грузоподъемности.

Буровое оборудование скомпоновано, в основном, крупными блоками, модулями, мелкими блоками, которые транспортируются со скважины на скважину на тяжеловозах тягачах, на трейлерах без разборки на отдельные агрегаты. Крупные блоки, модули, мелкие блоки с оборудованием устанавливаются на железобетонные плиты (фундамент) многократного использования. Все это существенно повышает монтажеспособность установки и значительно сокращает затраты времени и средств на монтаж, демонтаж оборудования и его транспортировку.

Буровые установки оснащены необходимыми средствами механизации рабочих процессов, контроля и управления процессами бурения.

Система приготовления и циркуляции 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.

Монтаж и размещение бурового оборудования производится буровым подрядчиком.

В отопительный период буровая обогревается паровым котлом (бойлером).

Для монтажа установки для испытания ХJ-550 будут использоваться фундаменты буровых установок при бурении скважин.

Таблица 12.1 - Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Ед. измер.	Номер варианта подготови- тельных работ	Номера скважин по варианту подготови- тельных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1	Планировка буровой площадки механическим способом грунт II кат. при: а) при монтаже $V = 100 \text{ м} \times 80 \text{ м}$ б) при демонтаже $V = 100 \text{ м} \times 80 \text{ м}$	1000 м ² "-	1, 2 "-	СК103-Н "- "-	8 8
2	Обваловка площадки ГСМ (20 м × 2 + 15 м × 2) × 1,25 м ³	100 м ³	"-	"-	0,875
3	Металлические емкости V=25 м ³ для сбора бурового шлама		"-	"-	2
4	Металлические емкости V=50 м ³ на отводах ПВО при НГВП		"-	"-	2
5	Теплоизоляция войлоком подводящих линий	100 м	"-	"-	0,5
6*	Низковольтная осветительная линия				
6.1**	Установка металлических опор	"-	"-	"-	0,6
	Подвеска алюминиевых 3-х проводов d = 16 мм	"-	"-	"-	0,6

Примечания

- 1 Буровой подрядчик до начала работ по монтажу, демонтажу и строительству буровой установки должен иметь:
- план организации работ (далее - ПОР),
 - наряды-допуски на выполнение строительно-монтажных работ в охранной зоне наземных и подземных коммуникаций, трубопроводов и электрических линий;
 - технологический регламент на строительно-монтажные работы;
 - положения о производственном контроле;
 - план ликвидации аварий.
- 2 При планировании площадки используется:
- бульдозер 1 единица;
 - экскаватор 1 единица;
 - автосамосвал г/п 15т 1 единица.
- * Низковольтная осветительная линия предусматривается на случай установки внешнего дополнительного освещения буровой площадки и для возможных нужд жилгородка;
- ** Допускается установка опор из другого материала.

Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (ПЕРЕНЕСЕНИЕ В НАТУРУ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЗИМУТА)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
нет необходимости			

Таблица 12.3 - Варианты строительных и монтажных работ

№ варианта	Номер скважины	Номер комплекта бурового и силового оборудования	Вид привода (электрический, ДВС)	Вид строительства (первичное, повторное)
1	2	3	4	5
1	СК103-Н	ZJ50, ZJ70 или аналогичной грузоподъемности	дизель-электрический	первичное, повторное

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования ZJ-50

№№ т. СЭСН - 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл.св.ап.	электроды	эл.св.ап.	электроды
				маш/час	кг	маш/час	кг
32	Топливопровод линейный	0,3	м	6,5	3	1,95	0,45
32	Спускные линии	0,1	м	2,5	3	0,25	0,3
38	Задвижки	18	шт.	1,43	0,1	27,17	1,8
	Монтаж:						
228	выпечно-лебедочного блока: К-0,1	1	к-кт	10,79	2,3	10,79	2,3
250	циркуляционной системы К-0,1	1	"-	2,85	0,2	2,85	0,2
244	шламового насоса	1	"-	2,35	7,42	2,35	7,42
254	ПВО	1	"-	21,28	0,2	21,28	0,4
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	5	шт.	1,91	0,94	1,91	0,94
256	для запаса топлива	2	"-	2,61	1	2,61	1
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	1	к-т	9	2,6	9	2,6
257	топливопроводом	1	"-	7,21	3,96	7,21	3,96
257	воздухопроводом	1	"-	5,1	2,21	5,1	2,21
257	паропроводом	1	"-	2,11	2,57	2,11	2,57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	"-	6,82	19,2	13,64	38,4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	"-	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	8	шт.	1,41	0,18	11,28	1,44
251	Выкидная линия Ø - 406 мм (скважина-вибросито)	10	м	4,23	2,14	4,23	2,14
41	Пожарные гидранты	2	шт.	1,57	0,01	3,14	0,02
274	Контур заземления	18	конт.	6,64	4,5	119,52	81
	Всего первичный монтаж					258,5	185,2

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования ZJ-70

№№ т. СЭСН - 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл.св.ап.	электроды	эл.св.ап.	электроды
				маш/час	кг	маш/час	кг
32	Топливопровод линейный	0,5	м	6,5	3	3,25	1,5
32	Спускные линии	0,3	м	2,5	3	0,75	0,9
38	Задвижки	4	шт.	1,43	0,1	5,72	0,4
228	Монтаж: вышечно-лебедочного блока: К-0,1	1	к-кт	10,79	2,3	10,79	2,3
250	циркуляционной системы К-0,1	1	"-	2,85	0,2	2,85	0,2
244	шламового насоса	1	"-	2,35	7,42	2,35	7,42
254	ПВО	1	"-	21,28	0,2	21,28	0,2
256	Обвязка емкостей: для запаса воды	4	шт.	1,91	0,94	7,64	3,76
256	для запаса топлива	2	"-	2,61	1	5,22	2
257	Обвязка оборудования в т. ч.: водопроводом	1	к-т	9	2,6	9	2,6
257	топливопроводом	1	"-	7,21	3,96	7,21	3,96
257	воздухопроводом	1	"-	5,1	2,21	5,1	2,21
257	паропроводом	1	"-	2,11	2,57	2,11	2,57
252	Всасывающая линия бур. насоса	2	"-	6,82	19,2	13,64	38,4
252	Выкидная линия бур. насоса	2	"-	4,02	10	8,04	20
254	Стойки под выкид. линии ПВО	10	шт.	1,41	0,18	14,1	1,8
251	Выкидная линия Ø - 406 мм (скважина-вибросито)	10	м	4,23	2,14	42,3	21,4
41	Пожарные гидранты	2	шт.	1,57	0,01	3,14	0,02
274	Контур заземления	2	конт.	6,64	4,5	13,28	9
	Всего первичный монтаж					177,8	120,6

Сварочные работы при монтаже бурового оборудования XJ-550

№ № т. СЭСН- 49	Наименование работ	Объем работ	Ед. измер.	Норма на единицу работ		Потребность на весь объем	
				эл.св.ап. маш/час	электроды кг	эл.св.ап. маш/час	электроды кг
32	Топливопровод линейный	-"-	0,3	6,5	3	1,95	0,9
32	Спускные линии	-"-	0,1	2,5	3	0,25	0,3
38	Задвижки	шт	19	1,43	0,1	27,17	1,9
	Монтаж:						
228	вышечно - лебедочного блока: К - 0,1	к-кт	1	10,79	2,3	10,79	2,3
228	то же повторный	-"-	1	5,5	1,5		
250	циркуляционной системы К - 0.1	-"-	1	2,85	0,2	2,85	0,2
244	шламового насоса	-"-	1	2,35	7,42	2,35	7,42
254	ПВО	-"-	1	21,28	0,2	21,28	0,2
256	Обвязка емкостей						
256	для запаса воды	шт	2	1,91	0,94	3,82	1,88
256	для запаса топлива	-"-	2	2,61	1	5,22	2
	Обвязка оборудования в т. ч.:						
257	водопроводом	к-т	1	9	2,6	9	2,6
257	топливопроводом	-"-	1	7,21	3,96	7,21	3,96
257	воздухопроводом	-"-	1	5,1	2,21	5,1	2,21
257	паропроводом	-"-	1	2,11	2,57	2,11	2,57
252	Всасывающая линия бур. насоса	-"-	2	6,82	19,2	13,64	38,4
252	Выкидная линия бур. насоса	-"-	2	4,02	12	12,06	36
254	Стойки под выкид. линии ПВО	шт	20	1,41	0,18	28,2	3,6
251	Выкидная линия Ø = 406 мм (скважина-вибросито)	10 м	2,1	4,23	2,14	8,883	4,494
41	Пожарные гидранты	шт	2	1,57	0,01	3,14	0,02
274	Контур заземления	конт.	2	6,64	4,5	13,28	9
	Всего первичный монтаж					178,3	120,0

Таблица (объединенная) 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования "ZJ50"

№№ 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 "ZJ50"	перв.		к-г		1	
	Грузоподъемность - 322 т						
	Привод буровой установки - дизель-электрический						
	Главный дизель генератор переменного тока CAT3512B, N-1310kW-3 к-та			шт.		3	
	Аварийный дизель-генератор American Cummins C550D5/440KW- 1 к-т			шт.		1	
	Аварийный дизель-генератор American DY440C/300KW- 1 к-т			шт.		1	
1	Вышечно-лебедочный блок, в том числе:						
1.1	Вышка буровая JJ 315/45-К высотой 45 м г/п - 321 т	кр. бл.	кр. бл.	к-г	1; 2	1	
1.2	Кронблок TC315 г/п - 321 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.3	Талевый блок YC315 г/п 321 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.4	Крюкоблок DG315 г/п 321 т	-"	-"	-"	-"	1	
1.5	Вертлог SL 450-5 г/п - 459 т на макс. рабочее давление 350 атм	-"	-"	-"	-"	1	
1.6	Верхний привод DQ50BC г/п 321 т, N-372 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
1.7	Балкон верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1.8	Лифт-люлька для верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1.9	Страховочный канат верхового рабочего	-"	-"	-"	-"	1	
1.10	Ротор ZP-375 г/п - 585 т Привод электрический	-"	-"	-"	-"	1	
1.11	Гидроприводной ключ для БТ ZQ203-125 Ø 3 1/2" - 8"	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.11.1	Гидроприводной ключ для ОК TQ340-35 Ø 13 3/8" - 5 1/2"	агр.	агр.	-"	-"	1	
1.12	Пульт управления бурильщика SK2Z-16 и пульт управления ПВО FKQ12807S	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1/1	
1.12.1	индикатор веса на крюке	агр.		-"	1	1	в комплекте
1.12.2	индикатор давления на стояке	-"		-"		1	-"
1.12.3	индикатор числа ходов поршня бурового насоса	-"		-"		1	-"
1.12.4	индикатор числа оборотов ротора	-"		-"		1	-"
1.12.5	индикатор уровня в доливной емкости	-"		-"		1	-"
1.12.6	регистратор объема бурового раствора	-"		-"		1	-"
1.12.7	индикатор глубины скважины	-"		-"		1	-"
1.13	Датчики: веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа	-"	агр.	-"	1; 2	1	
1.14	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)	-"	-"	-"	-"	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
1.15	Средства телеметрии (по условиям контракта)	-"	-"	-"	-"	1	в комплекте
1.16	Стояк двойной внутр. Ø - 103,2 мм высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора	м. бл.	м. бл.	к-т	1;2	1	
1.17	Подсвечник для буровых труб	-"	-"	-"	-"	1	
1.18	Шурф для квадрата	-"	-"	-"	-"	1	
1.19	Шурф для буровой свечи (двухтрубки)	-"	-"	-"	-"	1	
1.20	Лебедка пневматическая г/п 2 т JQH-5x48Q	-"	-"	-"	-"	2	
1.21	Буровая лебедка JC50D N - 1600 кВт; г/п 321 т;	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
1.21.1	Гидродисковый тормоз	агр.	-"	-"	-"	1	
1.21.2	вспомогательный тормоз: электромагнитный	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.3	шпильная катушка	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.4	барaban в сборе	-"	-"	-"	-"	1	
1.21.5	противозатаскиватель	-"	-"	-"	-"	1	
1.22	Электродвигатель N-600 кВт для привода лебедки	-"	-"	-"	-"	1	
1.23	Автомат подачи долота долота с эл. двигателем N=45 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
1.24	Приспособление для крепления мертвого конца талевого каната JZG34A	-"	-"	-"	-"	1	
1.25	Металлический пол рабочей площадки 13,4 м x 12,5 x 12,3 м	-"	кр. бл.	-"	-"	1	
1.26	Основание под вышку DZ315/9-S	кр. бл.	-"	-"	-"	1	
1.27	Буровая платформа 9,0 м x 6 м x 5,5 м, тип DZ315/9-S	-"	-"	-"	-"	1	
2	Энергетический блок, в том числе:						
2.1	Дизель генератор CAT3512B/1310kW/600V в металл. контейнере	м. бл.	м. бл.	-"	-"	3	
2.2	Аварийный дизель-генератор American Cummins C550D5/440kW/400V в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"	1	
2.3	Аварийный дизель-генератор American DY440C/300KW- I к-т	-"	-"	-"	-"	1	
2.4	Терристорная установка в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"	1	
2.5	Трансформаторы в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"	1	
2.6	Главный пульт управления силовым приводом в металлическом контейнере	-"	-"	-"	-"	1	
2.7	Электроподстанция AC-SCR-DC	-"	-"	-"	-"	1	
3	Модуль компрессорной в том числе:						
3.1	воздушный компрессор холодного пуска	-"	-"	-"	-"	1	
3.2	электрокомпрессор с электродвигателем N - 55 кВт	-"	-"	-"	-"	2	
3.3	воздухоохладитель с воздухоосушителем	-"	-"	-"	-"	1	
4	Циркуляционная система, в том числе:						
4.1	Буровой насос F-1600 N - 1190 кВт с консольным краном и тельфером 0,5 т	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	2	
4.2	Эл. двигатель N=1200 кВт для привода бурового насоса	агр.	-"	-"	-"	3	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
4.3	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N - 56 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
4.4	металлическая рама (сани)	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	3	
4.5	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов Ø-305 мм	узел	узел	-"	-"	3	
4.6	Задвижки низкого давления на всасывающей линии Ø-300 мм	агр.	агр.	шт.	-"	6	
4.7	Выкидная линия буровых насосов высокого давления Ø-101,6 мм (от насосов до манифольда)	узел	узел	к-т	-"	2	
4.8	Линия высокого давления Ø - 100 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется телью)	агр.	агр.	-"	-"	1	
4.9	Задвижки высокого давления Ø - 100 мм на манифольде буровых насосов	-"	-"	шт.	-"	4	
4.10	Выкидная линия бурового раствора Ø-406 мм (скважина - вибросито)	узел	узел	к-т	-"	1	
4.11	Рабочих емкостей V=55 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	2	
4.12	Приемных емкостей V=65 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	2	
4.13	Промежуточных емкостей V=50 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
4.14	Резервных емкостей V=50 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	2	
4.15	Емкость доливная V= 20 м ³	-"	-"	-"	-"	1	
4.16	Емкость с ловушкой для песка, (включен в режим активных емкостей) V= 10 м ³	-"	-"	-"	-"	1	
4.17	Обвязка емкостей трубопроводами	узел	узел	-"	-"	5	
4.18	Отдельный емкость для приготовления высоковязкого раствора V= 38 м ³	-"	-"	-"	-"	1	
5	Система приготовления бурового раствора:						
5.1	загрузочный бункер	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
5.2	центробежный насос с электроприводом N-55 кВт, гидроворонки	-"	-"	-"	-"	2/2	
5.3	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию	агр.	агр.	-"	-"	1	
5.5	Емкость для химреагентов V - 1,5 м ³	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
6	Система очистки бурового раствора в том числе:						
6.1	вибросито DERRICK503	-"	-"	-"	-"	3	
6.2	Пескоотделитель Derrick2000	-"	-"	-"	-"	1	
6.3	Илоотделитель Derrick2000	-"	-"	-"	-"	1	
6.4	Вакуумный газоотделитель derrick2000	-"	-"	-"	-"	1	
6.5	центрифуга горизонтальная LW 450*1000N производительностью 45 м ³ /ч	-"	-"	-"	-"	1	
6.6	центрифуга горизонтальная LW 355*1257NA производительностью 60 м ³ /ч	-"	-"	-"	-"	1	
6.7	Электрический перемешиватель: по 3 на емкость или отсек, не включая емкость для осаждения						



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

1	2	3	4	5	6	7	8
6.8	Механический перемешиватель с эл.двигателем 5,5 кВт	агр.	-"-	-"-	-"-	13	
7	Обязка буровой установки: расположение и конфигурация всех трубопроводов должны предотвращать их замерзание и облегчать промывку. В самых нижних точках трубопроводов должны быть спускные отверстия для уменьшения вероятности их промерзания при транспортировке и хранении. Все трубопроводы утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются только	узел	узел	-"	-"	1	
8	Датчик выкидной линии: электронный датчик на выкидной линии с визуальным отображением данных в процентах о расходе на пульте буровщика и отдельной регистрацией данных о времени и расходе на бумажном носителе	узел	узел	к-г	1; 2	1	
9	Насос с электроприводом к нему N- 55 кВт для подачи воды	м.бл.	м.бл.	-"	-"	1	
10	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора	-"	-"	-"	-"	1	
11	Шламовый насос с электроприводом к нему N- 40 кВт	-"	-"	-"	-"	4	
12	Емкость для сбора пластового флюида V- 50 м ³ на концах линий ПВО	-"	-"	-"	-"	2	
13	Емкость для технической воды V - 160 м ³ и V - 60 м ³ с двумя центробежными насосами и электроприводами к ним N - 30 кВт (со встроенным рабочим баком) заuke, заглублена в землю, верх закрыт и оборудован откидным локом, обогревается паровым змеевиком)	-"	-"	-"	-"	2	
14	Емкость для дизтоплива V - 80 м ³ и V - 40 м ³ рабочая с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 2,2 кВт	-"	-"	-"	-"	1	
15	Бак двухсекционный для смазочного масла	-"	-"	-"	-"	1	
16	Обязка емкостей трубопроводами (воды, топлива) (утепляется войлоком или стекловатой и закрепляется только)	узел	узел	-"	-"	5	
17	Противовыбросовое оборудование на 350 кгс/см ² (аналог ОП42 - 350/103х350 ГОСТ 13862-2003) в том числе:	агр.	агр.	-"	-"	1	
17.1	ПУГ FH - 35 х 35	-"	-"	-"	-"	1	
17.2	превентор плащечный двойной 2FZ35-70	-"	-"	-"	-"	1	
17.3	13 5/8" (346 мм) трехходовой переводник на 700 х 350 атм	-"	-"	-"	-"	1	
17.4	блок управления ПВО FKG6404 (возле поста буровщика)	-"	-"	-"	-"	1	
17.5	дистанционная панель управления JY-70A	-"	-"	-"	-"	1	
17.6	манифольд бурового раствора на рабочее давление 340 атм	узел	узел	-"	-"	1	
17.7	Манифольд линии дросселирования JG70 диаметром 103 мм на рабочее давление 700 ат (1 гидравлический JLCY 78/70, 1 ручной JLC 35/65 управляемые клапаны и 6 прочих клапанов Y40)	агр.	агр.	-"	-"	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
17.8	Манifold для глушения YG70 скважины диаметром 103 мм на рабочее давление 700 ат (2 пласечных клапана типа PUF 103/35 и 1 обратный клапан)	-	-	-	-	1	
17.9	Штуцерный manifold диаметром 103 мм на рабочее давление 700 атм (1 гидравлический и 2 ручных клапана типа PUF 103/35)	-	-	-	-	1	
17.10	Пульт управления гидравлическим штурдером JLCY78/70	-	-	-	-	1	
17.11	Сепаратор газа из бурового раствора NQF12000/0.7	-	-	-	-	1	
17.12	Аккумулятор для закрытия превентора FKQ12807S	-	-	-	-	1	
17.13	Электрический насос QB-21.80	-	-	-	-	1	
17.14	Воздушный насос QYB-40.60L	-	-	-	-	1	
17.15	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм x 25 м	узел	узел	-	-	6	
18	Колонная головка ОКК3 - 700 - 473 x 340 x 245 x 168	-	-	-	-	1	
19	Тельфер для смены ПВО, грузоподъемностью - 9 т	агр.	агр.	-	-	1	
20	Приемный мост металлический горизонтальный	м. бл.	м. бл.	-	-	1	
21	Приемный мост наклонный	м. бл.	м. бл.	к-т	1; 2	1	
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м	-	-	-	-	2	
23	Инструментальная площадка	-	-	-	-	1	
24	Котельная установка WNS-2-1.25-Y(Q) на дизельном топливе	-	-	-	-	1	
25	Емкость V-20 м ³ для воды (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5 кВт с обвязкой	-	-	-	-	1	
26	Емкость V - 4 м ³ для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5 кВт с обвязкой	-	-	-	-	1	
27	Обвязка оборудования коммуникациями:						
28	Водопроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	узел	узел	-	-	1	
28.1	Топливоводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-	-	-	-	1	
28.2	Воздуховоды (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-	-	-	-	1	
28.3	Паропроводы (утепляются войлоком или стекловатой и закрепляются телью)	-	-	-	-	1	
29	Металлические ограждения бурового оборудования	агр.	агр.	-	-	1	
30	Металлические кожухи для укрытия коммуникаций	-	-	-	-	1	
31	Электромонтаж оборудования	-	-	-	-	1	
32	Электроосвещение буровой установки	-	-	-	-	1	
33	Контур заземления	-	-	-	-	3	
34	Опрессовка обвязки буровых насосов	-	-	к-ур	-	1	
35	Центрирование вышки в процессе бурения	опер.	опер.	агр/оп	-	1	
36	Радиотелефон в режиме диспетчерской связи	узел	узел	к-т	-	1	



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

2		3	4	5	6	7	8
1	Система внутренней связи	-"	-"	-"	-"	1	8
37	Демонтаж бурового оборудования			-"	-"	1	
38	Подготовительные работы к транспортировке вышне-лебедочного блока	кр. бл.	кр. бл.	-"	-"	1	
39	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1	1	
40	Комплект сварочного оборудования			-"	-"	1	
Оборудование для освоения скважин (по решению Заказчика)							
Оборудование для освоения скважин							
1	Установка мобильная для освоения скважин Х1-550	кр. бл.	кр. бл.	к-т	1; 2	1	
2	Оттяжки к вышке	узел	узел	-"	-"	4	
3	Фонтанная арматура: Рет1 7 1/16" x 2 9/16" x 2 9/16" x 10М	агр.	агр.	-"	-"	1	
4	Приемные мостки со стеллажами для НКТ	м. бл	м. бл	-"	-"	1	
5	Приемная емкость V=50 м ³ для раствора	-"	-"	-"	-"	1	
6	Приемная емкость V=40 м ³ для воды	-"	-"	-"	-"	2	
Сокращенные термины: г/п - грузоподъемность; к-т - комплект; шт. - штук; агр/оп - агрегато-операции; к-ур - контур; а/м - автомобиль; кр.бл. - крупно-блочный монтаж; агр. - агрегатный монтаж; м.бл. - мелкоблочный монтаж. №№ вариантов - 1; 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотрен ремонт или замена узлов, агрегатов.							



Таблица (объединённая) 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования ZJ 70

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. изме- рения	Номер вари- анта	Коли- чество	Примеча- ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ZJ70"			к-г		1	
	Грузоподъемность: максимальная -450 т						
	номинальная - 420 т						
	Привод буровой установки - дизель-электрический						
	Дизельный генератор CAT3512 4 к-та по N- 1310 кВт					4	
	Аварийный дизель-генератор Cummins 312DFCC, N-300 кВт					2	
	предельная глубина бурения - 6000 м с БТ-5"						
1	Вышечно-лебедочный блок в том числе:						
1.1	Вышка буровая JJ450/45.5K высотой 45 м		кр. бл.	к-г	2	1	
1.2	Кронблок TC5-450 грузоподъемностью (г/п) 450 т		"-	"-	"-	1	
1.3	Талевый блок YC450 г/п 450 т		"-	"-	"-	1	
1.4	Крюкблок DG450 г/п 450 т		"-	"-	"-	1	
1.5	Вертлог SL450 г/п 450 т		"-	"-	"-	1	
1.6	Балкон верхового рабочего		"-	"-	"-	1	
1.7	Лифт-люлька для верхового рабочего		"-	"-	"-	1	
1.8	Страховочный канат верхового рабочего		"-	"-	"-	1	
1.9	Ротор "ZR-375" г/п 585 т		"-	"-	"-	1	
1.10	Гидравлический трубный ключ с приводом и моментомером		агр.	"-	"-	2	
1.11	Пульт управления бурильщика Shenkai/SK-2Z11		кр. бл.	к-г	"-	1	
1.11.1	индикатор веса на крюке			"-	"-	1	
1.11.2	индикатор числа оборотов ротора			"-	"-	1	
1.11.3	индикатор крутящего момента ротора			"-	"-	1	
1.11.4	индикатор давления на стояке			"-	"-	1	
1.11.5	индикатор числа ходов поршня бурового насоса			"-	"-	1	
1.11.6	счетчик числа ходов бурового насоса			"-	"-	1	
1.11.7	индикатор уровня в долиновой емкости			"-	"-	1	
1.11.8	расходомер			"-	"-	1	
1.11.9	регистратор объема бурового раствора			"-	"-	1	
1.11.10	регистратор механической скорости проходки			к-г	2	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
1.1.11	индикатор давления в пневмосистеме			-"	-"	1	
1.1.11.12	индикатор глубины скважины			-"	-"	1	
1.1.12	датчики веса, числа оборотов ротора, крутящего момента ротора, числа ходов насоса, уровня бурового раствора, крутящего момента трубных ключей, скорости противотока бурового раствора, газа		агр.	-"	-"	1	
1.1.13	Контрольно-измерительное оборудование для контроля основных параметров оборудования (дизельные двигатели, редукторный механизм, генераторы, компрессоры, буровые насосы и т. д.)		-"	-"	-"	1	
1.1.14	Газоанализатор стационарный с системой сигнализации для обнаружения и контроля сероводорода (по отдельному требованию заказчика)		-"	-"	-"	1	
1.1.15	Средства телеметрии (по условиям контракта)		-"	-"	-"	1	
1.1.16	Стояк стальной ϕ - 100 мм высокого давления 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора		-"	-"	-"	1	
1.1.17	Подвечник для бурильных труб		-"	-"	-"	1	
1.1.18	Шурф для квадрата		-"	-"	-"	1	
1.1.19	Шурф для бурильной свечи (двухтрубки)		-"	-"	-"	1	
1.2.0	Вспомогательная лебедка пневматическая QJ-5 т/п 5 т		-"	-"	-"	2	
1.2.1	Буровая лебедка JC70D N-1470 кВт :		кр. бл.	-"	-"	1	
1.2.1.1	главный тормоз			-"	-"	1	
1.2.1.2	электромагнитный тормоз FDWS-40 (вспомогательный)			-"	-"	1	
1.2.1.3	шпилевая катушка			-"	-"	1	
1.2.1.4	тартальный барабан			-"	-"	1	
1.2.1.5	противозатакиватель пневматического типа			-"	-"	1	
1.2.2	Приспособление для крепления мертвого конца талевых канат			-"	-"	1	
1.2.3	Металлические полы рабочей площадки 9 м х 6 м		-"	-"	-"	1	
1.2.4	Подвышенное основание DZ450/9.5		-"	-"	-"	1	
2	Силовой блок в том числе:						
2.1	Электродвигатель		м.бл.	-"	-"	4	
2.2	гидротрансформатор N-840 кВт		-"	-"	-"	3	
2.3	Трансмиссия 3 x 735 кВт (количество передач)		-"	-"	-"	5	
2.4	консольный поворотный кран г/п 3 тн		-"	-"	-"	2	
3	Энергетический блок в том числе:						
3.1	дизельгенератор CAT3512 (дизель + электрогенератор		-"	-"	-"	4	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
3.1	LSA 47.1 D9C6/4) N-1310 кВт с пультом в металлическом контейнере		-"	-"	-"		
3.2	Электродвигатель постоянного тока YZ08/YZ08A/YZ08B 800 кВт		-"	-"	-"	1	
3.3	электроподстанция ZJ-40 N-600 кВт со щитом в металлическом контейнере		-"	-"	-"	1	
3.4	дизельгенератор аварийный Cummins 312DFCC, N-300 кВт в металлическом контейнере		-"	-"	-"	2	
4	Компрессорный блок						
4.1	электрокомпрессор SL12-50NN с электродвигателем N- 55 кВт		-"	-"	-"	2	
4.2	воздухосборник с устройством для осушки воздуха в металлическом контейнере		-"	-"	-"	2	
5	Циркуляционная система, в том числе:						по схеме:
5.1	трехцилиндровый буровой насос F-1600 N-1180 кВт с консольным краном и тельфером 0,5 т		-"	-"	-"	2	2
5.2	подпорный (подающий) насос с электродвигателем N 56 кВт		-"	-"	-"	3	2
5.3	металлическая рама (сани)		-"	-"	-"	3	2
5.4	Всасывающая линия низкого давления бурового раствора буровых насосов ϕ -305 мм		узел	-"	-"	3	2
5.5	Задвижки низкого давления на всасывающей линии ϕ -300 мм		агр.	шт.	-"	6	4
5.6	Выкидная линия буровых насосов высокого давления ϕ -101,6 мм (от насосов до манифольда)		узел	к-т	-"	3	2
5.7	Линия высокого давления ϕ -100 мм 350 кгс/см ² для подачи бурового раствора от насосов в скважину (манифольд буровых насосов) с зажимами для крепления		агр.	-"	-"	1	
5.8	Задвижки высокого давления ϕ -100 мм на манифольде буровых насосов		-"	шт.	-"	5	
5.9	Выкидная линия бурового раствора ϕ -203 мм (скважина - вибросито)		узел	к-т	-"	15	
5.10	Емкость промежуточная V-50 м ³		м.бл.	-"	-"	2	
5.11	Емкость расходная V-50 м ³		-"	-"	-"	2	
5.12	Емкость для запаса бурового раствора V-50 м ³ со смесительной воронкой, центробежным насосом и электроприводом к нему		-"	-"	-"	2	
			м.бл.	к-т	-"	1	
5.13	Емкость доливная V- 10 м ³ с центробежным насосом с электроприводом		-"	-"	-"	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
5.14	Механический перемешиватель WJ-15 с электроприводом к нему N- 15 кВт по 2 к-та на каждую емкость		-"	-"	-"	12	
5.15	Обвязка емкостей трубопроводами		узел	-"	-"	9	
6	Система приготовления бурового раствора						
6.1	загрузочный бункер		м.бл.	-"	-"	2	
6.2	центробежный насос с электроприводом N-55 кВт		-"	-"	-"	2	
6.3	приспособление для сбора раствора с возвратным шлангом на выкидную линию		агр.	-"	-"	1	
6.4	выкидная линия с ванной для установки датчиков		узел	-"	-"	1	
6.5	Емкость для реагентов V-1,5 м ³		м.бл.	-"	-"	1	
7	Система очистки бурового раствора						
7.1	вибросито DERRICK 2E38-90F-3ГА с электроприводом на емкости		-"	-"	-"	3	
7.2	пескоотделитель America/ Derrick flo-lin2000 с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт		-"	-"	-"	2	
7.3	илоотделитель America/ Derrick flo-lin2000 с центробежным насосом и электроприводом к нему N- 55 кВт		-"	-"	-"	2	
7.4	центрифуга LW450×1000N с центробежным насосом и электроприводом к нему N-18,5 кВт		-"	-"	-"	1	
7.5	вакуумный дегазатор DERRICK/ VACU-FLO 1000 с центробежным насосом и электроприводом к нему N-55 кВт		-"	-"	-"	1	
8	Насос Guanghan/SB6"×8"-12-1/2 для подачи воды		-"	-"	-"	1	
9	Полевая лаборатория контроля параметров бурового раствора		-"	-"	-"	1	
10	Шламовый насос с электроприводом к нему N- 5,5 кВт		-"	-"	-"	1	
11	Емкость для сбора пластового флюида на концах линий ПВО		-"	-"	-"	2	
12	Емкость для воды V- 40 м ³ с двумя центробежными насосами и электроприводами к нему N-30 кВт (со встроенным рабочим баком)		-"	-"	-"	2	
13	Емкость для дизтоплива V-20 м ³ рабочая с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5 кВт		-"	-"	-"	1	
14	Емкость расходная V-3,5 м ³ для дизтоплива (на основании)		-"	-"	-"	1	
15	Емкость для запаса дизтоплива V-30 м ³ и V-20 м ³ с центробежным насосом и электроприводом к нему N - 7,5 кВт		м. бл.	к-т	2	1	
16	Емкость под смазочное масло, Разделена на отдельные секции		-"	-"	-"	1	
17	Обвязка емкостей трубопроводами (воды, топлива)		узел	емк.	-"	5	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
18	Противовыбросовое оборудование на 700 кгс/см ² уровня ТТЗ (аналог ОП 42-350/80-700 ТТ-3 ГОСТ 13862-2003) в том числе:		агр.	к-г	"-	1	
18.1	превентор универсальный "ГН35-35" (13 5/8") 346 мм		"-	"-	"-	1	
18.2	превентор плашечный двойной 2FZ35-70, (13 5/8") 346 мм		"-	"-	"-	1	
18.3	превентор плашечный одинарный FZ35-70 (13 5/8") 346 мм		"-	"-	"-	1	
18.4	блок управления ПВО FKQ6407		"-	"-	"-	1	
18.5	дистанционная панель управления JY-70A		"-	"-	"-	1	
18.6	штучерный манифольд с батареями задвижек и с регулирующими штуцерами JY70A		"-	"-	"-	1	
18.7	манифольд глушения YG70A		"-	"-	"-	1	
18.8	гидроаккумулятор		"-	"-	"-	1	
18.9	линии глушения и дресселирования 78 мм		"-	"-	"-	2	
18.10	гидравлические линии к пультам управления ПВО 35 мм x 25 мм		"-	"-	"-	2	
18.11	вакуумный дегазатор DERRICK/ VACU-FLO 1000		"-	"-	"-	1	
18.12	колонная головка ОКК2-339,7*244,5*177,8 ТТЗ или аналог		"-	"-	"-	1	
19	Механизм для подъема и установки ПВО		агр.	к-г	2	1	
20	Приемный мост металлический горизонтальный		м. бл.	"-	"-	1	
21	Приемный мост наклонный		"-	"-	"-	1	
22	Стеллажи металлические для труб со стойками на обоих концах высотой 1,25 м		"-	"-	"-	8	
23	Инструментальная площадка		м. бл.	к-г	2	8	
24	Котельная установка WNS-2-1.25-Y(Q) на дизельном топливе		"-	"-	"-	1	
25	Емкость V-20 м ³ для воды (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт с обвязкой		"-	"-	"-	1	
26	Емкость V-4 м ³ для дизтоплива (питание бойлера) с центробежным насосом и электроприводом к нему N-7,5 кВт с обвязкой		м. бл.	к-г	2	2	
27	Паровой обогреватель		"-	"-	"-	2	
28	Обвязка оборудования коммуникациями:		агр.	"-	"-	14	
29.1	Водопроводы		узел	"-	"-	1	
29.2	Топливопроводы		"-	"-	"-	1	
29.3	Воздухопроводы		"-	"-	"-	1	
29.4	Паропроводы		"-	"-	"-	1	
30	Металлические ограждения бурового оборудования		агр.	"-	"-	1	
31	Металлические кожуха для укрытия коммуникаций		"-	"-	"-	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
32	Электромонтаж оборудования		-"	-"	-"	1	
33	Электроосвещение буровой установки		-"	-"	-"	1	
34	Контуры заземления		-"	к-ур	-"	3	
35	Опрессовка обвязки буровых насосов		-"	агр/оп	-"	1	
36	Центрирование вышки в процессе бурения		-"	вышка	-"	1	
37	Радиостанция в режиме диспетчерской связи		-"	к-т	-"	1	
38	Система внутренней связи		-"	-"	-"	1	
39	Газоквартовая станция (по заявке Заказчика)		а/м	-"	2	1	
40	Демонтаж бурового оборудования			-"	-"	1	
41	Подготовительные работы к транспортировке вышечного -лебедочного блока		кр. бл.	-"	-"	1	
42	Транспортировка бурового оборудования со скважины на скважину			к-т	2	1	
Сокращенные термины: г/п - грузоподъемность к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции, к-ур - контур кр. бл. - крупно-блочный монтаж агр. - агрегатный монтаж м.бл. - мелкоблочный монтаж №№ вариантов - 1: 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж. При повторном монтаже предусмотрен ремонт или замена узлов, агрегатов.							



Таблица (объединенная) 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объемы работ по монтажу бурового и силового оборудования ХJ-550

№№ п/п	Наименование работ	Вид монтажа		Ед. изме- рения	Номер вари- анта	Коли- чество	Примеча- ние
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
	Буровая установка "ХJ-550"			к-т		1	
	Грузоподъемность: максимальная - 147 т						
	номинальная - 117 т						
	Привод буровой установки - дизель-электрический						
1	Вышечно-лебедочный блок в том числе:						
1.1	Вышка буровая высотой - 32 м		кр. бл.	к-т	2	1	
1.2	Буровая лебедка ХJ-550 г/п - 147 т, N=410 кВт		кр. бл.	"-	"-	1	
1.3	противозатаскиватель		агр.	"-	"-	1	
1.4	Вспомогательный тормоз WCB234DB		агр.	"-	"-	1	
1.5	Талевый блок ХJ-550 г/п - 147 т		кр. бл.	"-	"-	1	
1.6	Крюкоблок ХJ-550 г/п - 147 т		"-	"-	"-	1	
1.7	Вертлог SL-160 г/п - 100 т		"-	"-	"-	1	
1.8	Подвышечное основание КНР		"-	"-	"-	1	
1.8.1	Размер роторной площадки 4660 x 5000 x 3700			"-	"-	1	
1.8.2	Высота пола буровой вышки - 5 м			"-	"-	1	
1.8.3	для блока превентора - 3,9 м			"-	"-	1	
1.8.4	Объем свечи 6000 м 2-7/8" БТ			"-	"-	1	
1.8.5	нагрузка на подсвечнике - 238,2 т			"-	"-	1	
1.9	Ротор ZP275 г/п - 147 т, N=485 кВт		"-	"-	"-	1	
1.9.1	Тип привода - цепной		агр.	"-	"-	1	
1.10	Пульт управления бурильщика Чонкин Инструментейшн Инк		кр. бл.	к-т	"-	1	
1.10.1	индикатор веса на крюке			"-	"-	1	
1.10.2	сдвоенные индикаторы скорости работы насосов в удары/мин			"-	"-	1	
1.10.3	измеритель частоты вращения ротора в об./мин			"-	"-	1	
1.10.4	1 измеритель крутящего момента на роторе/верхнего привода			"-	"-	1	
1.10.5	измеритель момента при свинчивании труб			"-	"-	1	
1.10.6	манометр давления бурового насоса			"-	"-	1	



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

1	2	3	4	5	6	7	8
1.10.7	индикатор уровня в доливной емкости			"-	"-	1	
1.11	Освещение датчики для:						
1.11.1	система циркуляции бурового раствора		агр.	"-	"-	1	
1.11.2	повышенное основание		агр.	"-	"-	1	
1.11.3	мачта		агр.	"-	"-	1	
1.11.4	участок превенторов		агр.	"-	"-	1	
1.11.5	буровая площадка		агр.	"-	"-	1	
1.12	Самописец параметров режима бурения - Шенкай		агр.	"-	"-	1	
1.12.1	регистрация для - скорость бурения, нагрузку на крюк (нагрузку на долото), давление на подаче насоса, скорость работы насоса в такт/мин, частоту вращения ротора в об./мин. и вращающий момент						
1.13	Отводная система - ХуаБей, Ø-13-5/8", Рраб=340 ат		агр.	"-	"-	1	
2	Силовой блок в том числе:						
2.1	дизельный генератор CAT 3412 DITA N=429 кВт		м.бл.	"-	"-	1	
2.2	дизельный генератор Volvo SVL 250 N=200 кВт		"-	"-	"-	1	
2.3	Дизельный двигатель CAT KT38-P780, N-582 кВт, для привода насосов		"-	"-	"-	2	
2.4	Дизель - генератор Volvo penta 720GE, N-120 кВт					1	
3	Циркуляционная система, в том числе:						
3.1	Буровой насос F-800 N=597 кВт; 12V-190(810 кВт), MWM-234(455кВт)		"-	"-	"-	2	по схеме:
3.2	Емкость №1 Вибросито и доливной резервуар V=26 м ³		м.бл.	"-	"-	1	
3.3	Емкость №2 пескоотделитель V=30 м ³		"-	"-	"-	1	
3.4	Емкость №3 Активный пре-смеситель V=36 м ³		"-	"-	"-	1	
3.5	Емкость №4 приемная емкость V=36 м ³		"-	"-	"-	1	
3.6	Бункерные мешалки бурового раствора и насос ZHP-150 с электро-приводом N=55 кВт		"-	"-	"-	6	
3.7	Струйный перемешиватель бурового раствора		агр.	"-	"-	6	
4	Система очистки бурового раствора						
4.1	вибросито XI'AN с электроприводом на емкости		м.бл.	"-	"-	2	
4.2	пескоотделитель LCSQ-250 с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт		"-	"-	"-	2	
4.3	илоотделитель XQIS100*8F с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт		"-	"-	"-	8	
4.4	центрифуга LW450-842N с центробежным насосом и электроприво-						



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

1	2	3	4	5	6	7	8
	дом к нему N=55 кВт		-"	-"	-"	1	
4.5	вакуумный дегазатор ZCQ270 с центробежным насосом и электроприводом к нему N=55 кВт		-"	-"	-"	1	
5	Гидравлический насос для опрессовки Гуандонг/QST-140		-"	-"	-"	1	
6	Насос Цзяньянь		-"	-"	-"	1	
7	Блок приготовления раствора		-"	-"	-"	1	
8	Емкость для сбора пластового флюида на концах линий ПВО		-"	-"	-"	2	
9	Противовыбросовое оборудование в том числе:		агр.	к-т	-"	1	
9.1	превентор универсальный Гуанхан (9") 230 мм		-"	-"	-"	1	
9.2	превентор плащечный двойной Гуанхан 2FZ23-21, (9") 230 мм		-"	-"	-"	1	
	Внутренний превентор FJ-162, FJ-122		-"	-"	-"	2/2	
9.3	Кагушка		-"	-"	-"	1	
9.4	Аккумулятор для закрытия ПВО FKQ6406		-"	-"	-"	1	
9.4.1	Модель мотора QB-21.80, QYB-40.60						
9.4.2	Тип поста бурильщика FKQ6406		-"	-"	-"	1	
10	штуцерный манифольд с батареей задвижек и с регулируемыми штуцерами JLUY 35/65		-"	-"	-"	1	
11	манифольд глушения Y40		-"	-"	-"	1	
12	Шаровой кран XS-162, XS-122		-"	-"	-"	2/2	
13	Пульт управления гидравлическим штуцером Y40		-"	-"	-"	1	
14	газосепаратор NQF800/0.7		-"	-"	-"	1	
15	Вспомогательный паровой агрегат КНР		-"	-"	-"	1	
16	Пневмоблок Китай, привод - электрический, N= 7,5 кВт		-"	-"	-"	1	
17	Компрессор		-"	-"	-"	1	
18	Воздухосборник		узел	-"	-"	1	
19	Шламоборник		-"	-"	-"	1	
20	Металлические ограждения бурового оборудования		агр.	-"	-"	1	
21	Опресовка обвязки буровых насосов		-"	-"	-"	1	
22	Радиостанция в режиме диспетчерской связи		-"	к-т	-"	1	
23	Система внутренней связи Kenwood		-"	-"	-"	1	
24	манифольд буровых насосов		-"	-"	-"	1	
25	Топливная емкость		м.бл.	-"	-"	1	
26	Емкость для воды		м.бл.	-"	-"	3	
27	Насос для мойки буровой установки		м.бл.	-"	-"	1	

Продолжение таблицы (объединенной) 12 (4, 7, 10, 13, 15)								
1	2	3	4	5	6	7	8	
28	Сварочный аппарат КНР		м.бл.	"-	"-	1		
29	Трубопровод на УПГ		узел	"-	"-	1		
Сокращенные термины: г/п - грузоподъемность к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции. кр.бл. - крупно-блочный монтаж агр. - агрегатный монтаж м.бл. - мелкоблочный монтаж №№ вариантов - 1; 2; 1 - первичный монтаж, 2 - повторный монтаж,								



Таблица 12.5 - Объёмы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для оборудования буровой установки ZJ 50

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единица измерения	Номер варианта	Кол-во
1	2	3	4	5
1	Обшивка балкона верхового рабочего синтетической тканью	балкон	1; 2	1
2	Обшивка основания вышки в зимнее время	основание	-"	1
3	Лестницы на буровой установке согласно схеме: - для прохода на рабочую площадку со стороны приемного моста - для прохода с рабочей площадки на поверхность земли - для прохода с циркуляционной системы на поверхность земли	лестница -" -" -	-" -" -"	1 1 2
4	Монтаж модуля буровишки	комплект	-"	1
5	Монтаж модуля для инструмента	-"	-"	1
6	Монтаж модуля -мастерской сварщика, электрика	-"	-"	1
7	Монтаж модуля для моториста	-"	-"	1
8	Монтаж модуля -инструментальной мастерской	-"	-"	1
9	Монтаж модуля для противопожарного инвентаря	-"	-"	1
10	Монтаж модуля для лебедки инклинометра	-"	-"	1
11	Монтаж контейнера под склад	-"	-"	4
12	Монтаж модуля для отдыха с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	6
13	Монтаж модуля - столовой с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	1
14	Монтаж модуля - медпункта с комплектом оборудования: мебелью, кондиционером, обогревателями	-"	-"	1
15	Монтаж модуля -раздевалка	-"	-"	1
16	Монтаж модуля-туалета	-"	-"	2
17	Монтаж емкости для питьевой воды: 40 м³ с системой очистки	комплект	-"	1
18	Электромонтаж модулей	узел	-"	21
19	Ёмкость для жидких отходов	септик	-"	1
20	Контейнер для сбора бытовых отходов	контейнер	-"	1
21	Обвязка модулей водопроводом, теплотрассой, канализационной системой	обвязка	-"	10
Примечание - Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.				



Таблица 12.5 - Объемы работ под конструктивные узлы вышки и привышечных сооружений для буровой ZJ 70

№ п/п	Наименование работ	Единицы измерения	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1	Обшивка граней вышки металлическими гофрированными листами	к-т	2	1
2	Обшивка подвышечного основания прорезиненной тканью	"-	"-	1
3	Склад (контейнер)	к-т	"-	3
4	Шахта 3,5м*1,5м*2,2м с отстойником с бетонированием стенок и дна армированным бетоном толщиной 30 см	шахта	"-	1
5	Жилой вагон одноместный	шт.	"-	3
6	Жилой вагон двухместный	"-	"-	3
7	Жилой вагон четырехместный	"-	"-	16
8	Вагон бытовка	"-	"-	1
9	Вагон баня (душ 3 сетки)	"-	"-	1
10	Вагон прачечная	"-	"-	1
11	Вагон умывальная (8 кранов)	"-	"-	1
12	Вагон "кульбуда"	"-	"-	1
13	Вагон столовая	"-	"-	2
14	Кабинет медпункт	"-	"-	1
15	Модуль - лаборатория по буровым растворам	"-	"-	1
16	Модуль - офис буровой	"-	"-	1
17	Модуль - хозяйственный (склад)	"-	"-	2
18	Помещение шумоизолированное для периодического отдыха	"-	"-	1
19	Помещение под душ/прачечную	"-	"-	1
20	Обвязка вагонов и помещений водопроводом, теплотрассой, канализационной системой	"-	"-	36
21	Электромонтаж модулей и помещений	"-	"-	36
22	Септик для хозяйственных отходов	"-	"-	1
23	Контейнер для сбора твердых отходов	"-	"-	1
Примечание - Монтаж помещений, электромонтаж и обвязка трубопроводами указанных объектов производится до начала строительства скважины.				



Таблица 12.6 - Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование ZJ 50

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерен.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент под буровое оборудование из аэродромных железобетонных плит ПАГ-14 размером 6 м x 2 м x 0,14 м под:			
1.1	вышечно - лебедочный блок	плита	1; 2	8
1.2	ёмкости циркуляционной системы	"-	"-	10
1.3	блок приготовления бурового раствора	"-	"-	2
1.4	буровые насосы	"-	"-	6
1.5	дизельгенератор	"-	"-	10
2	Покрытие полихлорвиниловой пленкой:			
2.1	площадки под ГСМ	м ²	"-	150
3	Металлические стойки через 10 м, забетонированные в земле, для крепления линий ПВО 200:10	стойка	-,-	20

* Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности равным 1.3 для данного грунта.
Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.

Таблица 12.6 - Объёмы работ по фундаментам под буровое оборудование ZJ 70

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерен.	Номер варианта	Количество
1	2	3	4	5
1*	Фундамент под буровое оборудование из аэродромных железобетонных плит ПАГ-14 размером 6 м x 2 м x 0,14 м под:			
1.1	вышечно-лебедочный блок	плита	2	15
1.2	силовая установка	"-	"-	12
1.3	буровые насосы	"-	"-	5
1.4	6 приемных емкостей	"-	"-	18
2	Покрытие полихлорвиниловой пленкой:			
2.1	площадки под ГСМ	м ²	"-	150
3	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10м. (200м./10)	шт.	"-	20

* 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 перевозкой вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут					
	Всего	строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	в том числе		
				бурение и крепление	всего	испытание в открытом стволе
1	2	3	4	5	6	7
-	164,5	14,0	6,0	130,0	14,5	-
-		техническое задание	ВСН 39-86	техническое задание		табл. 10.8 проекта

946,2 - проектная скорость бурения, м/ст.мес;
Тбур = (4100*30)/946,2 = 130 сут
Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
2	Кондуктор	3	20	200		2,0	
3	I Промежуточная	5	200	1500		17,0	
4	II Промежуточная	6	1500	3100		40,0	
5	Эксплуатационная колонна	6	3100	4100			51,0
Итого:	130,0	20				59,0	51,0



14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1 - Средства механизации и автоматизации

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

Продолжение таблицы 14.1

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



Продолжение таблицы 14.1

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

Таблица 14.2 - Средства контроля

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

Таблица 14.3 - Средства диспетчеризации

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

15 ПРОМЫШЛЕННАЯ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ, ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА, САНИТАРНО-ГИГИЕНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

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

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

Таблица 15.1 - Промышленная безопасность

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

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
2	Строительные работы		Руководитель объекта
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	Глава 3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	п.9 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	п. 7 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	п. 13 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
3	Подготовительные и вышкономонтажные работы		Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	Глава 3, ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
3.4	Уровень взрывозащиты бурового оборудования	Глава 5, §14, п.443 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4	Безопасность при строительстве скважин		Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов	Глава 4, §2 п.п. 85-1_85-8 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	Глава 2, §1, п.п. 15, 16, 17 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	Глава 4, §2, п.п. 51-55 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	Глава 4, §2, п. 72 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.5	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	Глава 4, §3, §4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.6	Безопасность монтажа и эксплуатации противовыбросового оборудования	Глава 8 §5 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	Глава 4, §2 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.8	Безопасность спуско-подъемных операций	Глава 7, §6 ППБ ОПО НГОП	-----//-----
4.9	Безопасность при освоении и испытании скважин	Глава 5, §17 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.10	Безопасность ремонтных работ на скважине	Глава 5, §15 п.п.458-465 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.11	Безопасность геофизических работ и исследований	Глава 6, §1-4 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.12	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	Глава 8, §16 и Приложение 3 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.13	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Глава 4, §1, п.п.43-44, §2 ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
4.14	Безопасность при наличии сероводорода	Глава 8, §1, §2. ППБ ОПО НГОП	Руководитель объекта
	Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с ППБ ОПО НГОП.		

Продолжение таблицы 15.1

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

Продолжение таблицы 15.1

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



Продолжение таблицы 15.1

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

Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.38	– О отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД - 08 - 44 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД - 08 - 43 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД - 08 - 46 - 94; – О отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01 -94; – О Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД - 08 - 22 - 94; – О Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; – О отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 -94; – О Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; – О Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении; – О Инструкция по предупреждению открытых фонтанов; – О План ликвидации возможных аварий при ГНВП; – О Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах; – О Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности; – О Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98.		
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	Глава 5 §1 ППБ ОПО НГОП	

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

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, спецобувью, средствами защиты от шума и вибрации, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещённости.
2	Для обеспечения безопасности работающих на буровых установках и профилактики профессиональных заболеваний необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты: спецодежду, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентировано "Отраслевыми нормами выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты". Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважины, должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 15.3.
3	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78, а также санитарных правил [16] по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
4	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования 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 [16].
5	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовибросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.
6	Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрывозащищенное исполнение, в зависимости от категории взрыво- и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ.
7	Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости, световые приборы на буровых вышках должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранизирующие источники света или отражатель от бурильщика и верхового рабочего. При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.
8	В соответствии с СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к пр. МНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года [16], строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.



Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

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

Таблица 15.4 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

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

15.4.1 - Уровни шума и вибрация оборудования

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

При строительстве скважин производитель работ ориентируется на СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к прМНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года [16], где установлены требования к шумовым и вибрационным характеристикам мест пребывания людей и к методам их контроля, к методам установления шумовых и вибрационных характеристик источников (машин, механизмов, оборудования, инструмента и т.д.).

Тип и 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 [16]), превышает. Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума обучение по вредному воздействию высоких уровней шума.

А так же предусматриваются следующие мероприятия по уменьшению уровней шума:

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

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

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

Кроме того, будет производиться постоянный контроль физической вибрации самого оборудования.

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

Таблица 15.5 - Нормы освещённости

№№ пп	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещённость	Плоскость формиро- вания ос- вещённости: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- яд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ное осве- щение
					Освещённость, лк	при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных лампах	показа- тель ос- леплён- ности не более, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г. В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора	Рычаги, рукоятки	Г. В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппарата, дежурного	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г. В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост.	Г	XI	10	10		
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебодочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10		
7	Рабочая площадка	Пол	Г		30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В		100	100	Освещённость установлена эксперимен- тально	
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30		
10	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30		
11	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30		
12	Механизм спуска и подъёма бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50		
13	Элеватор на уровне площадки верхнего рабочего, магазин для свеч	Замковое устройство, место установки свеч	В	IX	50	50		

Продолжение таблицы 15.5

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



Продолжение таблицы 15.5

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

Таблица 15.6 - Средства контроля воздушной среды

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

Таблица 15.7 - Санитарно-бытовые помещения

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

Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

№№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Количес- тво, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Пожарный щит, состоящий:	ТУ 220	2*	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	2	
1.6	Топоры	ГОСТ - 18587 - 89	1	
1.7	Багор пожарный	ГОСТ - 16714 - 71	2	
1.8	Ведро пожарное	ТУ 220	2	
1.9	Плотное полотно (войлок) 2 х 2 м		1	для склада ГСМ
11	Переносные огнетушители, размещаемые:			
	а) на площадке ГСМ	ГОСТ - 51057 - 97	2	порошковые по 100 кг
	б) на площадке дизельного генератора	"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
		"-	2	порошковые по 50 кг
	в) в электрощитовой	"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	г) на участке резервуаров бурового раствора	"-	4	порошковые по 12 кг
	д) на участке буровых насосов	"-	2	порошковые по 12 кг
	е) площадке аккумулятора ПВО	"-	1	порошковый на 12 кг
	ж) на участке пола буровой	"-	2	порошковые по 12 кг
		"-	2	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
	з) офисных и жилых помещениях	"-	3	порошковые по 12 кг
		"-	3	СО ₂ (углекислотные) по 5 кг
* На территориях пром. предприятий один пожарный щит определяется из расчета на 5000 м². Размещаются в помещениях вблизи выходов, на видных и легкодоступных местах [26];				

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



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

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

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

В - Вероятность возникновения вреда

С - Серьезность нанесения вреда

Р - Риск

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

15.1 Оценка степени риска при строительстве скважин

Строительство скважины, 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.

Дополнением к индивидуальному техническому проекту на месторождении Северный Кариман намечается строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н. Геологический разрез проектируемой скважины достаточно хорошо изучен при бурении скважин на месторождении Северный Кариман.

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

Анализ и оценка степени риска при строительстве скважин

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

Основные причины риска при строительстве скважин следующие:

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

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

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 нефтегазодонасыщенных коллекторов.

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

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

Этап проектирования.

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

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

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

Этап строительства.

С целью обеспечения соответствия строительства скважины утвержденному проекту, проводится авторский надзор за строительством. При проведении авторского надзора особое

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

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

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

К организационным мероприятиям относятся:

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

К техническим мероприятиям относятся:

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

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

Заключение

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

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

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

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

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

Таблица 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватоопасные зоны. 2.2. Спускотъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях. 2.3. Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы. 2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки. 2.5. Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок. 2.6. Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости. 2.7. Не изменять КНБК в сторону увеличения ее жесткости. В случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 2.8. В компоновку бурильной колонны включать ясы необходимого размера.	2.1. Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине выгрузки 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 поднимать в башмак колонны. 2.4. Параметры раствора поддерживать согласно ГТН. 2.5. Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на ликвидацию аварий. Аварийные работы производятся под руководством специалиста, в служебные обязанности которого входит этот вид работ.
3	Заклинивание инструмента	3.1. Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок. 3.2. Исключить падение посторонних предметов в скважину.	3.1. Определить место заклини. 3.2. Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подлему вверх с одновременным проворотом.	3.1. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 3.2. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.

Продолжение таблицы 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
7		7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	
8	Нефтегазоводо - проявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП. 8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование. 8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2. Установить обратный клапан под квадрат. 8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП. 8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".

Продолжение таблицы 15.9

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

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.19 К подъему инструмента приступить 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. С целью раннего обнаружения газопроявлений должен вестись контроль за изменением: -концентрация газов и плотность промывочной жидкости; -механическая скорость бурения и давления в нагнетательной линии; - уровня промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции; - уровень промывочной жидкости в приемных емкостях; - расход и объем циркуляции промывочной жидкости; -изменение нагрузки при бурении скважины.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных проектом.	9.1. При начале поглощения 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.)	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
9		9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4. При опасности возникновения поглощений предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д. 9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса. 9.6. Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента. 9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.	9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец буровых труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.	9.3. Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному техническим руководителем, в служебные обязанности которого входит утверждение планов на этот вид работ. 9.4 Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.
10	Межколонное давление (МКД)	10.1. Для цементировки обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень 10.2. Обязать устья колонными головками производить строго в соответствии с	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство. 10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести:	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД. 10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
10		инструкциями завода-изготовителя. 10.3. Применять колонные головки, включающие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.	- стравливание давления; - смену колонной головки; - ремонтно-изоляционные работы.	величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом.

15.3 Требования к коррозионной защите оборудования и труб

Оценка коррозионного риска крепи скважин

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

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

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

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

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

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

Рекомендации по выбору материалов обсадных и лифтовых колонн

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

Содержание CO_2 в продуктивных горизонтах достигает 2,21 %, сероводород отсутствует.

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

- для 473,1 мм кодуктора - К-55, с толщиной стенки 11,05 мм;
- для 339,7 мм 1 промежуточной колонны - К-55, с толщиной стенки 10,92 мм;
- для 244,5 мм 2 промежуточной колонны - N-80, с толщиной стенки 11,05 мм;
- для 168,3 мм эксплуатационной колонны – N-80, с толщиной стенки 10,59 мм и 8,94 мм;
- для 73 мм НКТ - N-80, с толщиной стенки 5,51 мм.

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

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб

Контроль коррозионного состояния оборудования и труб помимо визуального осмотра осуществляется:

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

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

Рекомендации по выбору устьевого, противовыбросового и добычного оборудования

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

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

Скважинная среда				Конструкционные стали (сплавы) составных частей устьевого оборудования		Обозначение 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 предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов

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

15.4.1.1 Причины возникновения ГНВП

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

15.4.1.2 Признаки возникновения ГНВП

Прямые признаки в процессе углубления:

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

Косвенные признаки в процессе углубления:

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

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

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

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

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

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

15.4.1.3 Причины открытых фонтанов

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

Основными причинами ОФ являются:

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

15.4.1.4 Мероприятия по предупреждению ГНВП и ОФ

Для предупреждения ГНВП и перерастания их в открытый фонтан необходимо:

- перед вскрытием пласта с возможными флюидопроявлениями провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений;
- произвести проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;

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

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

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

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

Таблица 16.1 - Список литературы

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК от 20 июня 2003г. №442-ІІ ЗРК.	Раздел 3
2	Экологический Кодекс. Астана, от 09 января 2007г. №212-ІІІ ЗРК.	Раздел 3
3	Кодексе Республики Казахстан "О здоровье народа и системе здравоохранения" от 18 сентября 2009 года № 193-ІV.	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", № 125-ІV от 27.12.2017г., Астана.	Раздел 3, подраздел 1
5	Закон Республики Казахстан "О гражданской защите", Астана, от 11.04.2014, №188-V ЗРК.	Раздел 1, подраздел 15
6	Технический регламент «Общие требования к пожарной безопасности» (ТР ПБ), утвержден ППРК №14 от 16 января 2009 года.	Раздел 1, подраздел 15
7	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр, утверждены МЭ РК №239 от 15.06.18 г.	Раздел 1, подраздел 5, Раздел 1, подраздел 15 Раздел 3, подраздел 1
8	«Правила пожарной безопасности» ППРК от 9 октября 2014 года № 1077.	Раздел 1, подраздел 15
9	СТ ГУ 153-39-021-2005 Промышленная безопасность. Методика экспертной оценки риска аварий при эксплуатации объектов газовой промышленности, утвержден МЭ и МР РК от 23.12.2005г. № 341.	Раздел 1, подраздел 15
10	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», прМНЭ РК № 176 от 28.02.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
11	«Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека» прМНЭ РК №169 от 28.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
12	ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», прМНЭ РК №155 от 27.02.2015 г.	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве и эксплуатации объектов строительства», прМНЭ РК № 177 от 28.02.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
14	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения», прМНЭ РК № 174 от 28.02.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
15	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», прМНЭ РК № 237 от 20.03.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
16	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к прМНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года.	Раздел 1, подраздел 15



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
17	«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
18	Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ.	Раздел 1, подраздел 4
19	Правила идентификации опасных производственных объектов, пр МИР РК от 30.12.2014г. № 353.	Раздел 1, подраздел 15
20	«Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности», утвержденные приказом МИР РК от 30.12.2014г. №355. (ППБ ОПО НГОП).	Раздел 1, Раздел 2, Раздел 3, Раздел 4
21	Правила устройства электроустановок Республики Казахстан (ПУЭ РК 2015), МЭ №230 от 20.03.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
22	Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в в городских и сельских населенных пунктах. ПрМНЭ РК №168 от 28.02.2015г.	Раздел 3
23	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
24	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением, прМИР РК от 30.12.2014г. № 358.	Раздел 1, подраздел 15
25	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
26	Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности ППБС РК-10-98.	Раздел 1, подраздел 15
27	"Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86).	Реферат, Раздел 1, подраздел 13, Раздел 2, подраздел 2
28	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
29	Дополнение к РД 39-0148052-537-87. Раздел 3. Охрана окружающей природной среды. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. Москва, ВНИИГТ, 1990.	Раздел 3, подраздел 2
30	РД Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИГТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
31	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИГТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
32	Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб. РД, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
33	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газодонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИРнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
34	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИГТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
35	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИГТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
36	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИРнефть, 1986.	Раздел 1, подраздел 8
37	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИГТ, Гипровостокнефть, 1982.	Раздел 1, подраздел 8



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
38	Технические условия на применение обсадных и насосно-компрессорных труб, поставляемых "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд" для нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений Республики Казахстан. Алматы, "Сумитомо Металл Индастриз, Лтд", ГП ГНИ, ВНИИТнефть, 1995.	Раздел 1, подраздел 9
39	Предельно допустимые уровни (ПДУ) воздействия электрических полей диапазона частот 0,06 - 30,0 МГц № 1.02.021-94 (утверждены Главным государственным санитарным врачом Республики Казахстан 22.08.1994г.	Раздел 3
40	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
41	РД-08-46-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
42	РД-08-01-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при эксплуатации буровых насосов и их обвязок. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
43	РД-08-22-94. Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад. Алматы, 1995.	Раздел 1, подраздел 15
44	РД БТ 39-0147171-003-88 «Требования к установке датчиков стационарных газосигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности».	Раздел 1, подраздел 15
45	РД 39-142-00. МНП. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования.	Раздел 3, подраздел 2
46	СНиП РК 2.03-30-2006 «Строительство в сейсмических районах. Нормы проектирования».	Раздел 1, подраздел 3
47	РД 39-3-819-91. Методические указания по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин. Красnodар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 3
48	Методика глушения при НГП. М, 1979.	Раздел 1, подраздел 5
49	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обеслуживании и ремонте бурового оборудования.	Раздел 1, подраздел 15
50	Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин.	Раздел 1, подраздел 15
51	Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении.	Раздел 1, подраздел 15
52	Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. Москва, ВНИИ природного газа, 1966.	Раздел 1, подраздел 15
53	Методические рекомендации по проведению лабораторного контроля за источниками электромагнитных полей ионизирующей части спектра (ЭМП) при осуществлении государственного санитарного надзора № 1.02.019/р-94.	Раздел 3
54	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, 1985.	Раздел 1, подраздел 10
55	Методика расчета объемов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Приказ и.о. министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года №129-п.	Раздел 3
56	Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов»	Раздел 3
57	Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 года №100-п. Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от «18 » 04 2008 год. № 100-п.	Раздел 3



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
58	РД 39.142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».	Раздел 3
59	Методика расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок. Астана, 2005. РНД 211.2.0204-2004.	Раздел 3, подраздел 2
60	Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей» утверждена приказом МООС РК от 30.01.2007 г. № 23-п (с изменениями, внесенными приказом МООС РК от 2 апреля 2008 года № 79-п)	Раздел 3, подраздел 2
61	Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, Астана 2005, РНД 211.202.09-2004.	Раздел 3, подраздел 2
62	Методика расчёта выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов), Астана, 2004. РНД 211.2.02.03-2004.	Раздел 3, подраздел 2
63	РНД 03.1.0.3.01-96 Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. Алматы, 1996.	Раздел 3, подраздел 2
64	РНД 03.3.0.4.01-96 Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и потребления, утв. Министерством экологии и биоресурсов РК. Алматы, 1996.	Раздел 3, подраздел 2
65	Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө	Раздел 3, подраздел 2
66	Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996.	Раздел 3, подраздел 2
67	ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
68	ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.	Раздел 1, подраздел 9
69	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. ЦБНТ ГК СССР, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 8, 10, 11
70	СТ РК 1746-2008. Промышленность нефтяная и газовая. Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин.	Раздел 1, подраздел 9
71	ГОСТ 13862-2003. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
72	ГОСТ 12.2.115-2002 «Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности».	Раздел 1, подраздел 9
73	ГОСТ 30895-2003. Оборудование устьевое добычное. Особые технические требования. Классификация.	Раздел 1, подраздел 9
74	ГОСТ 13846-2003. Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.	Раздел 1, подраздел 9
75	ГОСТ 30196-94 Колонные головки. Типы, основные параметры, присоединительные размеры.	Раздел 1, подраздел 9
76	ГОСТ 17.5.1.01-83 (СТ СЭВ 3848-82) «Охрана природы. Рекультивация земель. Термины и определения».	Раздел 3
77	ГОСТ 17.5.3.04-83 (СТ СЭВ 5302-85). «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель».	Раздел 3
78	ГОСТ 16293-89 «Установки буровые комплектные для эксплуатационного разведочного бурения. Основные параметры».	Раздел 1, подраздел 12
79	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
80	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
81	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
82	СНиП IV-5-82. Часть IV, Глава 5, приложение, Сборник 49, часть III, Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность. Москва, Недра, 1985.	Раздел 2, подраздел 1,2 Раздел 3, подраздел 2
83	СНиП РК 1.03-05-2001 «Охрана труда и техника безопасности в строительстве».	Раздел 1, подраздел 1.5
84	СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение».	Раздел 1, подраздел 1.5
85	СНиП РК 2.04-01-2010 «Строительная климатология».	Раздел 3, подраздел 2
86	СП РК 4.01-101-2012 Внутренний трубопровод и канализации зданий и сооружений.	Раздел 3, подраздел 2
87	«Об утверждении отдельных методических документов в области охраны окружающей среды» Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.	Раздел 3, подраздел 2
88	СН РК 1.02-03-2011 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство».	Раздел 1, 2, 3
89	Временные укрупненные сметные нормы времени на испытание (опробование) объектов скважин с применением пластоиспытателей на трубах. М, 1972.	Раздел 1, подраздел 10
90	Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах, М 1984	Раздел 1, подраздел 10
91	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. НИИтруда, Москва, 1987.	Раздел 1, подраздел 10
92	Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин СН 459-74.	Раздел 1, подраздел 3, Раздел 3, подраздел 2



Таблица 16.2 - Справочные материалы

1
Водный кодекс Республики Казахстан от 9 июля 2003 г. №481-П ЗРК.
Трудовой кодекс Республики Казахстан от 23.11.2015г. №414-V ЗРК, раздел 4 Безопасность и охрана труда.
Закон Республики Казахстан от 7 июня 2000 г. №53-III «Об обеспечении единства измерений».
Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 г. №603-III «О техническом регулировании».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2004 г. №580-III «Об обязательном страховании гражданско-правовой ответственности владельцев объектов, деятельность которых связана с опасностью причинения вреда третьим лицам».
Закон Республики Казахстан от 7 февраля 2005 г. №30-III «Об обязательном страховании гражданской ответственности работодателя за причинение вреда жизни и здоровью работника при исполнении им трудовых (служебных) обязанностей».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2007 г. №175-III «Об особо охраняемых природных территориях».
Закон Республики Казахстан от 16 мая 2014г. №202-V «О разрешениях и уведомлениях».
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации оборудования, работающего под давлением", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 358. (ПОПБ ЭО РД).
"Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов", утвержденные приказом МИР РК от 30 декабря 2014 года № 359. (ПОПБ ЭГМ).
Основные санитарные правила работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений (ОСП 72/87). Москва, Атомиздат, 1987.
Методические рекомендации по проведению экспертизы промышленной безопасности (МР ЭПБ, согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью) от 24 мая 2010 года № 15.
Методика определения степени риска при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин, утв. Госгортехнадзором РФ 26.12.96г. (справочное)
Методические указания по выбору конструкций нефтяных и газовых скважин, проектируемых для бурения на разведочных и эксплуатационных площадях. Москва, ВНИИБТ, 1973.
Методика подбора диаметров насадок гидромониторных долот с учетом глубины скважины и параметров наземного оборудования. Москва, ВНИИБТ, 1976.
Методические пособие по испытанию эксплуатационных и разведочных скважин, обсаженных эксплуатационными колоннами. Москва, Недра, 1976.
РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. Москва, ВНИИБТ, 1986.
СТ РК 3.9-2004 «Подтверждение соответствия импортируемой продукции. Общие положения».
СТ РК 1263-2004 (ИСО 13535:2000, NEQ) «Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование».
ГОСТ 12.0.004-90 ССБТ «Организация обучения безопасности труда. Общие положения».
ГОСТ 633-80. Трубы насосно-компрессорные и муфты к ним.
РД 39-2-132-78. Инструкция по подготовке обсадных труб к спуску в скважину. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1980.
РД 39-2-1220-84. Требования по защите работающих при строительстве скважин в особых условиях.
РД 39-1-1112-84. Методика оценки надёжности крепи скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1984.
РД 39-022-90. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважины на нефть и газ на суше. Москва, ВНИИБТ, 1990.
РД 39-0147009-723-88. Методика выбора комплекса мероприятий для предупреждения и ликвидации осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород в процессе бурения. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1988.

Продолжение таблицы 16.2

1
РД-08-47-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при бурении с использованием газообразных агентов. Алматы, МНП РК, 1994.
РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.
РД 03-26-2007 Методические указания по оценке последствий аварийных выбросов опасных веществ.
СН РК 1.02-17-2003 «Указания по проектированию предприятий (объектов), сооружаемых на базе комплектного импортного оборудования и изготовленного по лицензиям международных и национальных органов».
Инструкция по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий.
Инструкция по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон.
Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. Москва, Недра, 1980.
Инструкция по эксплуатации колонкового снаряда "Недра" КД П-190/80 (КД ПМ-190/80). Москва, ВНИИБТ, 1975.
Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Санитарные правила и нормы СанПин 2.1.4.559-96. РК 3.01.067.97.
Сборник норм отвода земель для строительства линейных сооружений. Москва, Стройиздат, 1976.
Каталог "Промышленные противогазы и респираторы".
КПР-96. Критерии принятия решений по ограничению облучения. Алматы, 1996.
Справочник по испытанию скважин. М 1984.
Временная инструкция по исследованию поглощающих пластов и борьбе с поглощением промысловой жидкости при бурении скважин. Москва, ВНИИБТ, 1974.
Зорькин Л. М. Воды нефтяных и газовых месторождений СССР: справочник. Москва, "Недра", 1989.
Справочник инженера по бурению, т. I под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976.
Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1978.
Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981.
Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 1981.
Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник. Москва, Недра, 1986.
Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Москва, Недра, 1963.
Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. Москва, Недра, 1988.
Бабаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.
Specification for Casing and Tubing. API specification 5CT, 7-th edition, Oct. 2001, ISO 11960:2001.
NACE international the corrosion society Standard Material Requirements. NACE Standard MR0175-2000 Item No. 21302 MR 0175-99 was an American National Standard. ANSI Approval of the 2000 edition of MR0175 is expected by April 2000.



Раздел 2

Организация строительства

1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подвозить воду цистернами	Наименование (магистральный водопровод, водовод, водозабор, артезианская скважина и т.д.)	Месторасположение	Рабочий расход, м³/ч	Расстояние до буровой, км	Диаметр, мм	Длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ZI - 50											
Для технических нужд 13,0	160	нет	да	да	нет	водопровод	Куйлыс	-	5,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 3,8	60	нет	нет	нет	да	автотранспорт	ст.Мангистау	-	60,0	-	-
ZI - 70											
Для технических нужд 13,0	90	нет	да	да	нет	водопровод	Куйлыс	-	5,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 3,8	25	нет	нет	нет	да	автотранспорт	ст.Мангистау	-	60,0	-	-
XI - 550											
Для технических нужд 18,2	90	нет	да	да	нет	водопровод	Куйлыс	-	5,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 3,9	25	нет	нет	нет	да	автотранспорт	ст.Мангистау	-	60,0	-	-
Примечания											
Водоснабжение буровой бригады водой для технических нужд будет осуществляться по водопроводу из водовода технической воды Куйлыс.											
Водоснабжение буровой бригады водой для хозяйственно - бытовых нужд и котельной установки будет осуществляться транспортировкой автоцистернами из г. Актау.											
Обеспечение буровой бригады бутилированной питьевой водой осуществляется доставкой автотранспортом из г. Актау.											
Для станка ZI-50: хранение воды для технических нужд в 4-х ёмкостях объёмом 40 м³ каждая.											
Хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в 2-х ёмкостях с системой очистки объёмом 30 м³ каждая.											
Для станков ZI-70, XI - 550: хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом - 45 м³ каждая.											
Хранение воды для хоз. бытовых нужд и котельной в ёмкости с системой очистки объёмом - 25 м³.											
Ёмкости хранения воды, используемые для хоз. бытовых нужд, изготавливаются из нержавеющей стали.											



1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м ³) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	15,5	7,8	-	23,3
2	Строительство и монтаж	45,1	-	-	45,1
3	Бурение и крепление	334,9	168,8	1696,4	2200,1
4	Испытание на продуктивность	37,4	18,8	264,4	320,6
	Итого	432,9	195,4	1960,8	2589,1

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.

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

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

при подготовительных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 6 = 15,5 \text{ м}^3$

при строительно-монтажных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 20 \times 14 = 45,1 \text{ м}^3$

при бурении и креплении: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times (130+0) = 334,9 \text{ м}^3$

при испытании: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 14,5 = 37,4 \text{ м}^3$

Для котельной установки:

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

при подготовительных работах: $3 \times 6 \times 158/365 = 7,8 \text{ м}^3$

при бурении и креплении: $3 \times (130+0) \times 158/365 = 168,8 \text{ м}^3$

при испытании: $3 \times 14,5 \times 158/365 = 18,8 \text{ м}^3$

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (6+130+14,5) \times 158/365 = 65,1 \text{ сут};$

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

Для технических нужд:

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

при бурении и креплении: $1343,19509540962 + 281,15701 \text{ м}^3$

где: 1343,20 - потребность воды для приготовления бурового раствора, м³

281,2 - потребная вода для цементирования, м³

72,0 - вода для опрессовки, м³

при испытании: $264,3626 \text{ м}^3$

Примечание - Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно - бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться в соответствии с "Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции" ППРК № 236 прил. 4 от 20.03.2015 г.

2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	Системы электро снабжения буровой	Трансформаторов	Наименование (энергосистема, электростанции и т.д.)	Расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	Подземный (подводный) кабель, кВ	Длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
ZJ - 50							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1310 и 440кВт.							
ZJ - 70							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1310 кВт.							
XJ - 550 (при испытании объекта)							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N - 200 и 120 кВт.							

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ - 50						
1. Дизель-генератор CAT3512B тип 1GZ04494, N-1310 кВт, 1-комплект;						
2. Дизель-генератор CAT3512B тип 1GZ04491, N-1310 кВт, 1-комплект;						
3. Аварийный дизель-генератор CAT3512B тип 1GZ04547, N-1310 кВт, 1-комплект;						
4. Аварийный дизель-генератор DY440C , N-300 кВт, 1-комплект;						
5. Аварийный дизель-генератор C550 D5, N=440 кВт, 1-комплект.						
751,5	737,9	13,6	-	200,20	г. Актау	70
ZJ - 70						
1. Дизель-генератор CAT3512 B, N-1310 кВт, 2 комплекта;						
2.Аварийный дизель-генератор CAT3512 B, N-1310 кВт, 2 комплекта;						
2. Аварийный генератор Cummins 312DFCC, N-300 кВт - 2 комплекта.						
751,5	737,9	13,6	-	200,20	г. Актау	70
XJ - 550 (при испытании объекта)						
1. Дизельный двигатель CAT3412 DITA, N-429 кВт, 1-комплект;						
2. Дизельный двигатель CAT KT38-P780, N-582 кВт, 2-комплекта для привода 2-х насосов;						
3. Дизельный генератор Volvo SLV250, N-200 кВт, 1-комплект;						
4. Аварийный дизель-генератор Volvo penta 720 GE, N-120 кВт, 1-комплект.						
45,1	44,5	0,6	-	21,35	г. Актау	70
ZJ - 50						
При подготовительных работах, бурении и креплении:						
Дизель-генератор CAT3512B						
Расход масла и топлива для дизель-генераторов CAT3512B определен согласно справке бурового подрядчика						
Дизельное топливо: 0,001×133×0.85×24×2×(6+130)=737.9 т						

Продолжение таблицы 2.2

Масло: $0,000001 \times 1,6 \times 1310 \times 24 \times 2 \times (6+130) = 13,6$ т

где: 133 - расход топлива для одного генератора, л/час;

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

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

2 - количество дизелей;

0,000001 - перевод г в тонну;

1,6 - удельный расход масла, г/кВт*час;

1310 - мощность двигателя, кВт.

Оборудование для обогрева:

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

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 166,7 л/час

Расход топлива составит: $0,001 \times 166,7 \times 0,85 \times 24 \times (6+130) \times 158/365 = 200,2$ т

где: 166,7 - расход топлива для одного двигателя, л/час;

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

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

158 - продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86 таблица №4);

6 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;

130 - продолжительность бурения и крепления, сут;

Цементировочный агрегат - СРТ-372, N-500 кВт при цементировании

Диз.топливо: $2,76 \times 0,849 = 2,343$ т

Масло: $0,055 \times 0,849 = 0,047$ т

где: 2,76 - расход топлива (из расчета 230 грамм/кВт.час), т/сут;

0,055 - расход масла за сутки, т/сут;

0,849 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

ZJ - 70**При подготовительных работах, бурении и креплении и испытании объекта:**

Расход масла и топлива для дизель-генераторов CAT3512B определен согласно справке бурового подрядчика

Дизель-генератор CAT 3512B

Дизельное топливо: $0,001 \times 133 \times 0,85 \times 24 \times 2 \times (6+130) = 737,9$ т

Масло: $0,000001 \times 1,6 \times 1310 \times 24 \times 2 \times (6+130) = 13,6$ т

где: 133 - расход топлива для одного генератора, л/час;

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

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

2 - количество дизелей;

0,000001 - перевод г в тонну;

1,60 - удельный расход масла, г/кВт*час;

1310 - мощность двигателя, кВт.

Оборудование для обогрева:

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

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 166,7 л/час

Расход топлива составит: $0,001 \times 166,7 \times 0,85 \times 24 \times (6+130) \times 158/365 = 200,2$ т

где: 167 - расход топлива для одного двигателя, л/час;

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

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

158 - продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86 таблица №4);

6 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;

130 - продолжительность бурения и крепления, сут;



Продолжение таблицы 2.2**Цементировочный агрегат - СРТ-372, N-500 кВт при цементировании**Диз.топливо: $2,76 \times 0,849 = 2,343$ тМасло: $0,055 \times 0,849 = 0,047$ т

где: 2,76 - расход топлива (из расчета 230 грамм/кВт.час), т/сут;
 0,055 - расход масла за сутки, т/сут;
 0,849 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

XJ - 550 (при испытании объекта)

Расход масла и топлива для дизельных двигателей CAT3412B, CAT KT38-P780 и генератора Volvo SLV250 определен согласно справке бурового подрядчика

Дизельный двигатель CAT3412 DITAДиз. топливо: $0,001 \times 60 \times 0,85 \times 24 \times 7,6 = 9,3$ тМасло: $0,000001 \times 1,6 \times 429 \times 24 \times 7,6 = 0,1$ т

где: 60 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 0,000001 - перевод г в тонну;
 1,6 - удельный расход масла, г/кВт*час;
 429 - мощность двигателя, кВт.

Дизельные двигатели KT38-P780, для привода 2 - х насосовДиз. топливо: $0,001 \times 80 \times 0,85 \times 24 \times 2 \times 7,6 = 24,8$ тМасло: $0,000001 \times 1,6 \times 582 \times 24 \times 2 \times 7,6 = 0,34$ т

где: 80 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 2 - количество дизелей;
 0,000001 - перевод г в тонну;
 1,6 - удельный расход масла, г/кВт*час;
 582 - мощность двигателя, кВт;
 7,6 - время работы двигателей БУ при испытании, сут.

Дизельный генератор Volvo SVL250Диз. топливо: $0,001 \times 35 \times 0,85 \times 24 \times 14,5 = 10,4$ тМасло: $0,000001 \times 1,6 \times 200 \times 24 \times 14,5 = 0,11$ т

где: 35 - расход топлива для одного генератора, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 0,000001 - перевод г в тонну;
 1,6 - удельный расход масла, г/кВт*час;
 200 - мощность двигателя, кВт.

Оборудование для обогрева:

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

Согласно паспортной характеристике расход топлива - 166,7 л/час

Расход топлива составит: $0,001 \times 166,7 \times 0,85 \times 24 \times 14,5 \times 158 / 365 = 21,35$ т

где: 166,7 - расход топлива для одного двигателя, л/час;
 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;
 24 - часа в сутки;
 0,001 - перевод кг в тонну;
 158 - продолжительность отопительного периода, сут;
 14,5 - продолжительность испытания скважины, сут.

Продолжение таблицы 2.2

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

Диз.топливо: $0,785 \times 2,58 \times 2 = 4,1$ т

Масло: $0,016 \times 2,58 \times 2 = 0,08$ т

где: 0,79 - расход топлива, т/сут;

0,016 - расход масла за сутки, т/сут;

2 - количество агрегатов;

2,58 - продолжительность работы агрегата, сут.

ВОЗМОЖНЫЙ РАСХОД ТОПЛИВА ПРИ СОЗДАНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Таблица 2.2(а) - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ - 50						
Аварийный дизель - генератор CAT3512B тип 1GZ04547, N-1310 кВт, 1-комплект.						
0,113	0,113	-	-	-	г. Актау	70
ZJ - 70						
Аварийный дизель - генератор CAT3512 В, N-1310 кВт, 2 комплекта.						
0,226	0,226	-	-	-	г. Актау	70
XJ - 550 (при испытании объекта)						
Аварийный дизель - генератор Volvo penta 720 GE, N-120 кВт, 1-комплект.						
0,026	0,026	-	-	-	г. Актау	70
Так как в нормативных документах работа аварийных двигателей не регламентируется, то предполагается, что при аварийной ситуации для обеспечения нормальной работы БУ достаточно 1 часа работы аварийного двигателя. Расчет проведен для каждой БУ по аварийным дизель-генераторам с максимальным расходом топлива. ZJ - 50 Аварийный дизель - генератор CAT3512B Расход топлива для дизель - генератора CAT3512B взят согласно справке бурового подрядчика. Дизельное топливо: $0,001 \times 133 \times 0,85 = 0,113$ т где: 133 - расход топлива для одного генератора, л/час; 0,001 - перевод кг в тонну; 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л; ZJ - 70 Аварийный дизель - генератор CAT3512 В Расход топлива для дизель - генератора CAT3512 В взят согласно справке бурового подрядчика. Дизельное топливо: $0,001 \times 133 \times 0,85 \times 2 = 0,226$ т где: 133 - расход топлива для одного генератора, л/час; 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л; 0,001 - перевод кг в тонну; 2 - количество генераторов, шт. XJ - 550 (при испытании объекта) Аварийный дизель - генератор Volvo penta 720 GE Расход топлива для дизель - генератора Volvo penta 720 GE взят согласно справке бурового подрядчика. Дизельное топливо: $0,001 \times 30 \times 0,85 = 0,026$ т где: 30 - расход топлива для одного двигателя, л/час; 0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л; 0,001 - перевод кг в тонну;						

3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

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



4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудова- ния	Едини- ца изме- рения	Всего на сква- жину	В том числе по этапам строительства					испытание (освоение)	
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и кре- пление		в процес- се буре- ния	в эксплуата- ционной колонне	
						название колонны	зна- чение			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Долото 609,6 мм (24" IADC 115)	шт.	1	-	-	Кондуктор	1	-	-	
2	Наддолотный стабилизатор 609,6 мм (24" NBS)	шт.	1	-	-		1	-	-	
3	Стабилизатор 609,6 мм (24" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-	
4	Переводник с обратным клапаном 241.3 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
5	241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	компл.	1	-	-		1	-	-	
6	Переходной переводник 241,3x127 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
7	127 мм ТБТ (5" HWDp)	компл.	1	-	-		1	-	-	
8	Долото 444,5 мм (17,5" IADC 135)	шт.	5	-	-	I Промежуточная	5	-	-	
9	Наддолотный стабилизатор 444,5 мм (17,5" NBS)	шт.	2	-	-		2	-	-	
10	Переводник с обратным клапаном 241.3 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
11	241,3 мм УБТ (9 1/2" DC)	компл.	1	-	-		1	-	-	
12	Стабилизатор 444,5 мм (17,5" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-	
13	Переходной переводник 241,3x209,6 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
14	209,6 мм УБТ (8,25" DC)	компл.	1	-	-		1	-	-	
15	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-	
16	Переходной переводник 209,6 x 127 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
17	127 мм ТБТ (5" HWDp)	компл.	1	-	-		1	-	-	
18	Долото 311,1 мм (12 1/4" IADC 437, 517, 537)	шт.	10	-	-	II Промежуточная	10	-	-	
19	или PDC 12 1/4" IADC S322	шт.	3	-	-		3	-	-	
20	Наддолотный стабилизатор 311,1 мм (12,25" NBS)	шт.	2	-	-		2	-	-	
21	Стабилизатор 311,1 мм (12 1/4" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-	
22	Переводник с обратным клапаном 209,6 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
23	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	компл.	1	-	-		1	-	-	
24	203 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-	
25	Переходной переводник 209,6 x 127 мм	шт.	1	-	-		1	-	-	
26	127 мм ТБТ (5" HWDp)	компл.	1	-	-		1	-	-	
27	Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 517, 537, 547)	шт.	15	-	-		Эксплуатационная	15	-	-
28	или PDC 8,5" IADC M423	шт.	3	-	-	3		-	-	



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
29	Забойный двигатель 171,5 мм	шт.	2	-	-	Эксплуатационная	2	-	-
30	Стабилизатор 215,1 мм (8 15/32" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
31	Н/маг 171,5 мм УБТ (6 3/4" NMDC)	компл.	1	-	-		1	-	-
32	Переводник с обратным клапаном 171,5 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
33	Циркуляционный переводник 171,5 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
34	165,1 мм УБТ (6 1/2" DC)	компл.	1	-	-		1	-	-
35	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
36	127 мм ТБТ (5" HWDPR)	компл.	1	-	-		1	-	-
37	Обсадные трубы 720 мм	м	20	-	-	Направление Кондуктор I Промежуточная II Промежуточная Эксплуатационная	20	-	-
38	Обсадные трубы 473,1 мм	м	200	-	-		200	-	-
39	Обсадные трубы 339,7 мм	м	1500	-	-		1500	-	-
40	Обсадные трубы 244,5 мм	м	3100	-	-		3100	-	-
41	Обсадные трубы 168,3 мм	м	4100	-	-		4100	-	-
42	НКТ 73 мм	м	3760	-	-		-	-	3760
43	Цемент класса G (HSR)	т	357,5	-	-		357,5	-	-
44	СБТ (DP) 127 мм G-105	м	4100	-	-	Кондуктор I Промежуточная II Промежуточная Эксплуатационная	80	-	-
	"-			-	-		1332	-	-
	"-			-	-		2933	-	-
	"-			-	-		3918	-	-
45	Химреагенты (см. таб 7.6, 9.16, 10.10, 10.12)	т	1482,2	-	-		1478,2	-	4,00
46	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	19	-	-	кондуктор I Промежуточная II Промежуточная Эксплуатационная	19	-	-
	"-	т	0,476	-	-		0,476	-	-
	"-	шт.	45	-	-		45	-	-
	"-	т	0,825	-	-		0,825	-	-
	"-	шт.	57	-	-		57	-	-
	"-	т	0,91	-	-		0,91	-	-
	"-	шт.	176	-	-		176	-	-
	"-	т	1,298	-	-		1,298	-	-
47	Горюче-смазочные материалы: ZJ - 50 ZJ - 70	т	951,7	-	-	-	-	-	-
	при испытании объекта	т	951,7	-	-	-	-	-	-
	ХJ - 550	т	66,4	-	-	-	-	-	66,4
48	Пресная вода и техническая вода	м³	2589,1	23,3	45,1	"-	2200,1	-	320,6

* Возможно использование долот других типов.



Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

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

Таблица 4.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер маршрута	Номер грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транспортного средства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	строительно-монтажные работы	крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

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



ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проект- ного	факти- ческого	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважин по вертикали по стволу	м "- "-	3993 4100		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	Тенге/\$ США "- "- "- "-	договорная "- "- "- "-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание пластоиспытателем - испытание (освоение)	сут "- "- "- "- "-	164,5 14 6 130 0 14,5		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 720 мм Кондуктор 473,1 мм I промежуточная 339,7 мм II промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 168,3 мм	м "- "- "- "- "-	20 200 1500 3100 4100		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Кондуктор 473,1 мм I промежуточная 339,7 мм II промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 168,3 мм	сут "- "- "- "-	2 17 40 51		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Кондуктор 473,1 мм I промежуточная 339,7 мм II промежуточная 244,5 мм Эксплуатационная колонна 168,3 мм	сут "- "- "- "-	3 5 6 6		
7	Расход долот по типоразмерам Долото 609,6 мм (24" IADC 115) Долото 444,5 мм (17,5" IADC 135) Долото 311,1 мм (12 1/4" IADC 437, 517, 537) или PDC 12 1/4" IADC S322 Долото 215,9 мм (8 1/2" IADC 517, 537, 547) или PDC 8,5" IADC M423	шт. "- "- "- "- "- "-	1 5 10 3 15 3		
8	Отбор керн: метраж вынос	м %	- -		



Продолжение таблицы 1

9	Материал для бурового раствора:				
	- утяжелители				
	- глинопорошок (по типам)				
	- химреагенты:				
	KOH	т	2,888		
	Na ₂ CO ₃	-"	2,077		
	Бентонит	-"	1,500		
	Poly-Plus RD	-"	3,079		
	Polypac UL	-"	12,05		
	KCl	-"	111,2		
	Spersene CF	-"	14,22		
	Defoam X	-"	0,142		
	Polysal	-"	19,33		
	DUOVIS	-"	1,652		
	OS1-L	-"	0,551		
	MI CIDE	-"	0,064		
	LUBE 167	-"	8,259		
	SAFE-CARB	-"	351,1		
	БАРИТ	-"	858,4		

Раздел 3

Охрана окружающей среды

1 ОХРАНА НЕДР

1.1 Общие положения

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

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

Мероприятия по охране недр в процессе бурения наклонно-направленной скважины на месторождении Северный Кариман предусматривают:

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

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

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

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

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

1.2 Мероприятия по охране недр при строймонтажных работах

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

1.3 Выбор конструкции скважин и охрана недр

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, в первую очередь, за

счет прочности и долговечности крепи скважины, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

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

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

1. Направление 720 мм х 20 м, цементируется до устья, устанавливается с целью предотвращения размыва устья при бурении под кондуктор.
2. Кондуктор 473,1 мм х 200 м, цементируется до устья, спускается с целью предупреждения гидроразрыва пород при водопроявлении, обвязка устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.
3. 1 Промежуточная колонна 339,7 мм х 1500 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия верхних водоносных горизонтов, монтажа ПВО.
4. 2 Промежуточная колонна 244,5 мм х 3100 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия водоносных горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установки ПВО.
5. Эксплуатационная колонна 168,3 мм х 4100 м, цементируется до устья и используется для разобщения нефтяных и водоносных горизонтов, испытания продуктивных объектов, добыча углеводородов.

1.4 Охрана недр в процессе бурения

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

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

бурения, ухудшению качества промывки ствола скважины, увеличению расхода химреагентов, увеличению объемов отходов.

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

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

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

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

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

1.5 Охрана недр в процессе крепления

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

Цементирование предполагает выполнение следующего комплекса мероприятий:

- подбор тампонажных материалов и химических реагентов для цементирования скважин с учетом горно-геологических условий месторождения Есен, пластовых давлений, пластовой температуры, градиента гидроразрыва пластов.
- выбор в качестве базового цемента типа G;
- цемент G характеризуется низким водоотделением (не более 1,4 %), ускоренным набором прочности в ранние сроки твердения;
- плотность тампонажного раствора для цементирования колонн подобрана по гидравлическому расчету цементирования;

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

- наличием в разрезе скважины пород с различной проницаемостью (глины, песчаники), при прохождении которых степень обезвоживания цементного раствора будет не одинакова;
- набухание глин под действием фильтрата;
- снижение проницаемости приствольной зоны скважины (загрязнением продуктивной части) в результате отфильтровывания жидкой фазы. Введение эффективного понизителя водоотдачи предотвращает вышеперечисленные осложнения, позволяет создавать на фильтрующей поверхности плотную малопроницаемую цементную корку. Это способствует получению плотного контакта цемент - порода, что особенно важно при наличии водоносных пластов с высокой минерализацией.
- с целью лучшего замещения бурового раствора тампонажным, образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной и обеспечения плотного контакта цементного камня, как с поверхностью обсадной колонны, так и с различными горными породами в стволе скважины, проектом рекомендуется применение центраторов;
- для предотвращения смешения и загрязнения цементного и бурового растворов, обеспечения максимально возможной полноты вытеснения промывочной жидкости цементным раствором, а также для удаления со стенок скважины глинистой корки проектом рекомендуется использовать буферную жидкость, обработанную ПАВ;
- при цементировании применяется режим закачки, обеспечивающий максимальное вытеснение бурового раствора из кольцевого пространства. Все эти мероприятия обеспечивают качественное разобщение пластов друг от друга, что обеспечивает отсутствие перетоков из пласта в пласт, т.е. надежно гарантирует охрану недр.

1.6 Охрана недр в процессе испытания пластов в колонне

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

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

При испытании предусматривается проведение в скважине обязательного комплекса газодинамических и промыслово-геофизических исследований. В комплекс обязательно включают исследования по выявлению негерметичности обсадной колонны. Если в процессе испытания скважины будут обнаружены признаки перетоков флюидов, которые могут привести к безвозвратным потерям в недрах, компания должна установить и устранить причины перетоков.

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

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

2 ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Введение

В начале 2022 года АО НИПИнефтегаз» на основании договора и технического задания, выданного ТОО «Емир-Ойл» разработан «Индивидуальный технический проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман» с разделом «Охрана окружающей среды».

По данному проекту в РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан было направлено через электронный портал «Е-лицензирование» заявление о намечаемой деятельности №KZ00RYS00234917 от 12.04.2022 года с началом строительства – 15.09.2022 года и окончанием строительства скважины – 27.02.2023 года.

От «Департамента экологии по Мангистауской области» был получен Мотивированный отказ №KZ09VWF00063434 от 13.04.2022 года, в котором было прописано, что намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.

Однако, вышеуказанный «Индивидуальный технический проект» по ряду объективных причин не был реализован, в связи, с чем компанией ТОО «Емир-Ойл» возникла необходимость разработки «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман» с переносом сроков строительства на 2023 год без изменений ранее заложенных проектных решений в проект.

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за №482 от 09.06.2000 года заключенного в соответствии с Лицензией серии АИ №1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз – Емир – Долинное в Мангистауской области. В 2004 году ТОО «Емир-Ойл» заключило Дополнение №2 от 10.09.2004 года к Контракту №482 от 09.06.2000 года о продлении разведки до 09.07.07 года, а также заключило Дополнение №3 от 07.12.2004 года о расширении контрактной территории, с учетом расширения площадь лицензионной территории месторождений ТОО «Емир-Ойл» составляет 464,17 км² и включает в себя месторождения Емир, Долинное, Аксаз, Кариман, Борлы.



Координаты угловых точек горного отвода месторождения Северный Кариман: 1. СШ 43°47'28.54", ВД 51°37'46.74"; 2. СШ 43°47'42.36", ВД 51°38'28.9"; 3. СШ 43°47'16.87", ВД 51°39'15.71"; 4. СШ 43°46'12.98", ВД 51°39'38.91"; 5. СШ 43°46'00.15", ВД 51°39'01.39"; 6. СШ 43°46'17.19", ВД 51°38'26.91". Площадь горного отвода месторождения Северный Кариман составляет 4,55 км².

В географическом и орографическом отношении территория месторождения Северный Кариман расположено в пределах относительно пологих выступов, разделенных узкой долиной, и на юго-востоке граничит с северной частью бессточной впадины Карагие. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 26 до плюс 40 м.

В административном отношении месторождение Северный Кариман расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области. Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау – в 30 км к юго-западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау – Макат проходит непосредственно через контрактную территорию ТОО «Емир-Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач.

На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас – Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау – Форт-Шевченко.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года. Месторождение Северный Кариман находится в районе с высокоразвитой инфраструктурой нефтяного профиля в окружении разрабатываемых месторождений Северный Аккар, Алатюбе, Дунга.

Обзорная карта расположения месторождения Северный Кариман представлена на рисунке 2.1.

В районе расположения месторождения Северный Кариман ТОО «Емир – Ойл» нет особо охраняемых природоохранных территорий. Расстояние от месторождения Северный Кариман ТОО «Емир – Ойл» до ближайших особо охраняемых природоохранных территорий составляет:

1. Устюртский национальный природный заповедник – 300 км;
2. Кендерли-Каясанская государственная заповедная зона – 180 км;
3. Актау-Бузачинский государственный природный заказник – 250 км;
4. Карагие-Каракольский государственный природный заказник – 70 км.





Рисунок 2.1 - Обзорная карта расположения месторождения Северный Кариман.

2.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха

2.1.1 Характеристика климатических условий

Климат района расположения месторождения Северный Кариман резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур, малым количеством осадков (около 150 мм в год), жарким летом, климатический район 4 - Г.

Зима (декабрь-январь) умеренно холодная, малоснежная, преимущественно с пасмурной погодой. Устойчивые морозы начинаются в конце ноября. Самый холодный месяц январь, температура воздуха днем от минус 3 °С до минус 5 °С, ночью от минус 3 °С до минус 13 °С (минимальная минус 25 °С). Днем нередко бывают оттепели с температурой воздуха до плюс 10 °С. Осадки почти все бывают в виде снега, устойчивый снежный покров не образуется. Высота снежного покрова обычно не превышает 5 см. Средняя глубина промерзания грунта от 70 см до 100 см. Число дней с туманами до 4 в месяц. Весна (март-апрель) преимущественно с ясной погодой, температура воздуха днем от плюс 5 до плюс 15 °С, ночью от плюс 2 °С до плюс 6 °С, в апреле по ночам температура обычно положительная, но до середины апреля возможны ночные заморозки.

Лето (май-сентябрь) сухое и жаркое, как правило, с ясной погодой. Температура воздуха днем от плюс 23 °С до плюс 27 °С (максимальная плюс 43 °С), ночью от плюс 11 °С до плюс 15 °С. Осадки выпадают редко, преимущественно в виде кратковременных ливней.

Осень (октябрь-ноябрь) в октябре с ясной погодой, в ноябре с пасмурной. Изредка выпадают морозящие дожди. Температура воздуха днем от плюс 5 °С до плюс 13 °С, ночные заморозки начинаются во второй половине октября. В ноябре по ночам температура воздуха от минус 3 °С до минус 8 °С. Число дней с туманами до 3 в месяц. Ветры в течение всего года преимущественно северо-восточные и восточные. Весной и летом часто бывают северо-западные ветры. Скорость ветра от 4 м/с до 10 м/с. Зимой бывают сильные северо-восточные ветры со скоростью до 15 м/с. Атмосферные осадки по временам года распределяются неравномерно. Максимум приходится на зимне-весенний период, а с июня по октябрь осадки практически не выпадают. Максимальное количество осадков приходится на декабрь-апрель.

Средняя повторяемость направлений скорости ветра приводится на рисунке 2.2.

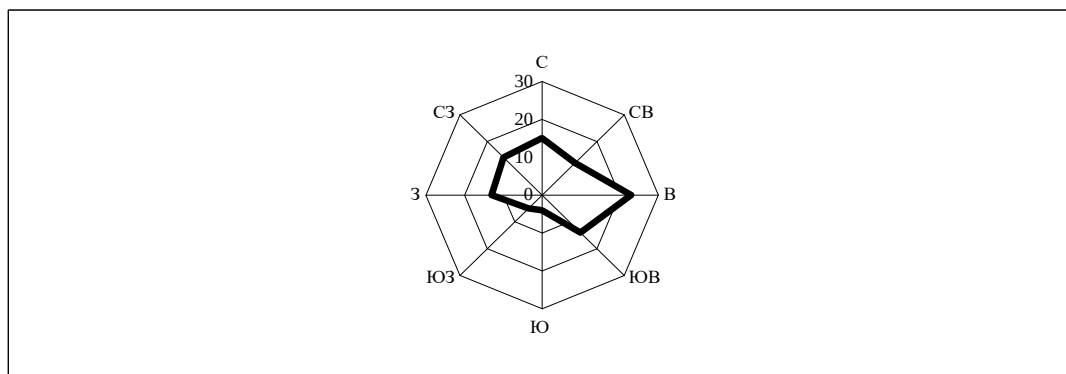


Рисунок 2.2 – Годовая роза ветров

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере

Наименование	Значение
Климатический район	IV-Г
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1,0
Среднегодовая температура наружного воздуха	11,1 °С
- наиболее жаркого месяца	Плюс 28 °С
- наиболее холодного месяца	Минус 6,3 °С
Относительная среднемесячная влажность воздуха, %	-
- холодного месяца	80
- жаркого месяца	36
Среднегодовая роза ветров, %	-
С	15
СВ	12
В	23
ЮВ	14
Ю	4
ЮЗ	5
З	13
СЗ	14
Штиль	13
Среднегодовая скорость ветра, м/с	6,2

2.1.2 Современное состояние атмосферного воздуха

Для характеристики современного состояния атмосферного воздуха на месторождении Северный Кариман использованы данные с «Отчета по производственному экологическому контролю и мониторингу на месторождениях ТОО «Емир-Ойл»» расположенных в Мангистауской области за 3 квартал 2022 года.

Все инструментальные измерения и лабораторные исследования проводились специалистами ТОО «НИИ «Батысэкопроект». Испытательная лаборатория ТОО «НИИ «Батысэкопроект» аккредитована Национальным Центром Аккредитации НЦА на соответствие требованиям ГОСТ ISO/IEC 17025-2019 (аттестат аккредитации №KZ.T.05.0903 от 07.08.2020 года).

Производственный экологический мониторинг воздействия включал в себя мониторинг состояния воздушного бассейна в фиксированных точках на границе санитарно-защитной зоны месторождения.

В атмосферном воздухе определялось содержание диоксида азота, оксида азота, оксида углерода, диоксида серы, взвешенные вещества (пыль), углеводородов C_1 - C_5 , сероводорода, меркаптаны,

Измерение концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в фиксированных точках сопровождалось определением метеорологических характеристик воздушной среды (температура, скорость и направление ветра, влажность, давление).

Замеры концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе и на источниках выбросов проводились с помощью переносных автоматических газоанализаторов.

Отбор проб воздуха при определении приземной концентрации примеси в атмосфере проводился на высоте 1,5 - 2,0 м от поверхности земли. Отбор проб воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе проводился до получения стабильных показаний концентраций определяемых загрязняющих веществ (в соответствии с РЭ ГАНК-4).

Оценка качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны проводилась в соответствии с приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Значения концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в районе расположения месторождения Северный Кариман по результатам производственного мониторинга, проведенного в 3 квартале 2022 года приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения Северный Кариман

Наименование ЗВ	СК-1	СК-2	Среднее, мг/м ³	ПДК
Азота диоксид	0,0521	0,0511	0,0516	0,2
Азота оксид	0,0428	0,0386	0,0407	0,4
Серы диоксид	0,025	0,025	0,025	0,5
Углерода оксид	2,13	2,14	2,135	5
Суммарные углеводороды	25	25	25	50
Взвешенные вещества (пыль)	0,0425	0,0362	0,0394	0,3
Сероводород	0,004	0,004	0,004	0,008
Меркаптаны	-	-	-	-

Таким образом, проведенное исследование качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Северный Кариман в 3 квартале 2022 года позволяет сделать вывод, что значения концентраций по всем определяемым веществам находятся в пределах нормативов ПДК и, ОБУВ для воздуха населенных мест, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.

2.1.3 Источники и масштабы расчетного химического загрязнения

«Дополнение к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман» разработано АО «НИПИнефтегаз», по техническому заданию ТОО «Емир-Ойл» к имеющемуся у Заказчика «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман», 2022 г. (разработчик АО «НИПИнефтегаз»), согласованному в установленном порядке с Контролирующими органами:

- Департаментом экологии по Мангистауской области выдан Мотивированный отказ №KZ09VWF00063434 от 13.04.2022 года, в котором было прописано, что намечаемая деятельность подлежит экологической оценке по упрощенному порядку при: 1) разработке проектов нормативов эмиссий для объектов I и II категорий; 2) разработке раздела «Охрана окружающей среды» в составе проектной документации по намечаемой деятельности и при подготовке декларации о воздействии на окружающую среду.
- Департаментом Комитета промышленной безопасности по Мангистауской области выдано Заключение № KZ90VQR00030646 от 27.04.2022 г.

Первоначально строительство скважины СК 103-Н планировалось осуществить в 2022 году, однако по ряду причин срок реализации проекта был перенесен на 2023 год.

Необходимость пересчета нормативов эмиссий на более поздний срок реализации проекта послужило причиной разработки Дополнения.

Основные технические решения и расчеты остались без изменений и соответствуют приведенным в «Индивидуальном техническом проекте на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман».

В соответствии с «Дополнением к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман», планируется строительство наклонно-направленной скважины глубиной 4100 метров.

Основной задачей строительства скважины СК103-Н является добыча нефти из отложений среднего триаса (триас (T_2 (А, Б, В)) - T_2).

На основании договора и технического задания, выданного ТОО «Емир-Ойл», разработан раздел «Охрана окружающей среды» к «Дополнению к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман», в котором выявлены источники загрязнения при строительстве наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман и приведены мероприятия по минимизации ущерба природной среде.

Данный раздел выполнен специалистами АО «НИПИнефтегаз», лицензия на природоохранное проектирование, нормирование, работы в области экологической экспертизы № 01079Р от 07.08.2007 года.

Согласно техническому заданию, бурение скважин предполагается осуществлять с применением буровых установок ZJ-50, ZJ-70, а испытание (освоение) скважины будут производить с использованием буровой установки XJ-550.

Буровые установки оснащены современным основным и вспомогательным буровым оборудованием, средствами механизации, автоматизации и контроля технологических процессов, удовлетворяют требованиям техники безопасности и противопожарной безопасности, требованиям охраны окружающей природной среды.

На основании технического задания, под строительство скважины отводится 2,1 гектара территории, так как скважина находится на лицензионной территории, отданной в пользование ТОО «Емир-Ойл», дополнительного отвода земель не потребуется.

Координаты устья скважины СК 103-Н - $X=551847.00$, $Y=4848722.00$.

Проектная глубина скважины по вертикали составит 3993 метров и по стволу – 4100 метров. Исходя из горно-геологических условий разреза, для обеспечения надежности и

охраны недр, технологичности и безопасности запроектирована следующая конструкция скважины, которая представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Конструкция скважины

Наименование колонны	Диаметр, мм.		Глубина спуска, м.	Высота подъема цемента от забоя, м.
	долота	колонны		
Направление	762	720,0	20	-
Кондуктор	609,6	473	200	До устья
1-я Промежуточная	444,5	339,7	1500	До устья
2-я Промежуточная	311,1	244,5	3100	До устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	4100	До устья

Направление Ø 720 спускается на глубину 20 м, предусмотрено для предотвращения размыва устья и канализации восходящего потока бурового раствора в очистную систему.

Кондуктор Ø 473,1 мм спускается на глубину 200 м, для предупреждения гидроразрыва пород при водопроявлении и обеспечения обвязки устья скважины с циркуляционной системой, установки ПВО.

1 Промежуточная колонна Ø 339,7 мм спускается на глубину 1500 м, с целью перекрытия верхних водоносных горизонтов, а также монтажа ПВО.

2 Промежуточная колонна Ø 244,5 мм спускается на глубину 3100 м, с целью перекрытия водоносных горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтеводогазопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну, установки ПВО.

Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм спускается на глубину 4100 м. Цементируется до устья. Спускается с целью разобщения нефтяных и водоносных горизонтов, испытания продуктивных объектов, добычи углеводородов.

Бурильная колонна Ø 127,0 мм, укомплектована трубами марки G-105, с толщиной стенок 9,19 мм, что позволит без риска работать на верхних пределах рекомендуемых режимов.

С целью недопущения открытого нефтегазоводяного выброса на обсадные колонны, устанавливается комплект противовыбросового оборудования (ПВО), включающий в себя универсальный превентор FH35-35 и сдвоенный плащечный превентор 2FZ35-70, обеспечивающий герметичность устья скважины при возможных ГНВП.

Буровые установки имеют 4-х ступенчатую систему отчистки, которая обеспечит соблюдение проектных параметров промывочной жидкости, тем самым, обеспечивая минимальное воздействие промывочной жидкости на проницаемые (продуктивные) пласты.

При строительстве скважины на месторождении Северный Кариман, будут применяться высокоэффективные ингибированные буровые растворы, которые не оказывают

вредного влияния на окружающую среду, так как они состоят из воды, биологических разлагаемых полимеров и инертных материалов.

Компоненты бурового раствора представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Компоненты бурового раствора

Наименование компонентов бурового раствора	Функция
Вода	Основа
КОН	Обеспечивается величина pH
Na ₂ CO ₃	Для снижения жесткости
Polypac UL	В качестве реагента понизителя фильтрации
KCl	В качестве ингибирующей добавки
Spersene CF	В качестве разжижителя
Defoam X	Для предупреждения вспенивания
Polysal	В качестве реагента понизителя фильтрации
Duovis	В качестве реагента структурообразователя
OS1-L	В качестве поглотителя CO ₂
M-I Cide	В качестве биоцида
Lube 167	В качестве смазывающей добавки
Safe-Carb	Для поддержания плотности
Барит	Для поддержания плотности

Период строительства наклонно-направленной скважины СК 103-Н составит – 164,5 суток.

Общая продолжительность строительства скважины представлена в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Продолжительность цикла строительства скважины

Продолжительность цикла строительства скважины, сутки	
Строительство и монтаж буровой установки	14
Подготовительные работы к бурению	6
Бурение и крепление	130
Испытание (освоение)	14,5
Всего продолжительность цикла строительства	164,5

Строительно-монтажные работы включают:

- обустройство площадки под буровое оборудование;
- работы по созданию фундамента под оборудование и монтажа бурового оборудования, строительству привышечного сооружения и емкостей для сбора отходов бурения.

Подготовительные работы к бурению состоят из следующих видов работ:

- стыковка технологических линий;
- проверка работоспособности оборудования.

Бурение и крепление включает ряд операций:

- спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину;
- разрушение породы забоя; наращивание бурильного инструмента по мере углубления скважины;

- промывку забоя скважины буровым раствором с целью выноса разрушенной породы из скважины. Тип бурового раствора и его рецептура подобраны, исходя из горно- геологических условий строительства скважины, а также из наименьшего, отрицательного воздействия на атмосферу, почву и подземные воды. Буровой раствор готовится и обрабатывается химреагентами в блоке приготовления. Из блока приготовления буровой раствор поступает в циркуляционную систему. Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе: скважина – металлические желоба – блок очистки – приемные емкости – насос буровой – манифольд (труба) – скважина. Проектом предусматривается, в процессе проведения работ, безамбарный метод бурения и сбор отходов бурения в емкости с последующим вывозом по мере наполнения на места хранения или утилизации.
- крепление стенок скважины при достижении определенной глубины обсадными трубами, с последующим цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами. Скважину укрепляют обсадными колоннами для предохранения стенок скважины от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов, предотвращения НГВП и эксплуатации.

Испытание скважины состоит из ряда операций:

- подготовительные работы к испытанию;
- шаблонирование обсадной колонны;
- перфорация обсадной колонны, с целью образования каналов и соединения продуктивных пластов с внутритрубным пространством. Перфорация будет осуществляться кумулятивными перфораторами ПКО-114;
- вызов притока в скважине, посредством снижения гидростатического давления.
- вызов притока осуществляется несколькими способами, сменой жидкости в скважине, снижением уровня и т.д.;
- освоение, очистка скважины и проведение исследований. Процесс заключается в подборе оптимальных режимов эксплуатации скважины, исследования будут проводиться на штуцере 6 мм. При освоении и испытании с целью вывода скважины на эксплуатационный режим нефтегазовая смесь со скважины будет направлена на коллектор Кариман-Долинное. Затем по коллектору, данная смесь будет поступать в НГС на Долинном, где газ будет отделяться и через ГС будет

направлен на УПГ Долинное для дальнейшей прокачки на УПГ Аксаз. Отжиг газа на скважине не предусматривается.

После проведения всего цикла испытания скважина считается освоенной и строительство скважины законченным.

Характеристика проектируемой скважины представлена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Характеристика проектируемой скважины

Показатель	Значение
Количество скважин	1
Номера скважин	СК103-Н
Расположение (суша, море)	Суша
Месторождение, площадь	Месторождение Северный Кариман
Средняя проектная глубина по вертикали	4100 метров
Назначение скважины	эксплуатационная
Вид скважин	наклонно-направленной скважины
Способ бурения	Роторный, забойный двигатель
Вид привода	Дизельный
Тип установки	ZJ-50, ZJ-70 или аналог. XJ-550 – при испытании (освоении) скважины или аналог.

Характеристика источников выбросов в атмосферу

Состояние воздушного бассейна на территории месторождения зависит как от деятельности собственных предприятий, так и от трансграничного переноса загрязняющих веществ сопредельных территорий.

Основными загрязнителями воздушного бассейна на предприятиях нефтегазового комплекса являются выбросы при проведении буровых операций, от технологического и энергетического оборудования. Загрязнение атмосферного воздуха при строительстве скважины является следствием следующих процессов:

- работа двигателей строительной техники, а также пыль, образуемая при их движении и осуществлении земляных работ (подготовка буровой площадки);
- сжигание топлива в двигателях внутреннего сгорания и в форсунках котельной;
- хранение горюче-смазочных материалов;
- испарение фракций углеводородов от технологического оборудования.

Источниками воздействия при строительстве скважины на атмосферный воздух является технологическое оборудование на буровой площадке.

Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера, начиная с 0101, неорганизованным источникам выбросов начиная с 6001.

Источниками выделения выбросов при подготовительных работах к строительству скважины (подготовка буровой площадки) составит всего 5 неорганизованных, из них:

- Бульдозер (планировка буровой площадки) – 1 шт. (источник №6001);



- Экскаватор (выемка грунта) – 1 шт. (источник №6002);
- Автосамосвал (разгрузка привозного грунта) – 1 шт. (источник №6003);
- Автосамосвал (транспортировка привозного грунта) – 1 шт. (источник №6004);
- Строительно-дорожная техника, работающая на дизельном топливе – 3 шт. (источник №6005).

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при строительстве и монтаже буровой установки **ZJ-50**, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке являются:

- Дизельные двигатели CAT-3512B с мощностью 1310 кВт - 2 шт. (источник №0101 - 0102);
- Паровой котел - бойлер WNS-2-1.25-Y(Q) – 1 шт. (источник №0103);
- Емкости для дизельного топлива – 2 шт. (источники №№0104, 0105);
- Емкость для дизельного топлива (для котла) – 1 шт. (источники №0106);
- Емкость для масла – 1 шт. (источник №0107);
- Емкость для отработанного масла - 1 шт. (источник №0108);
- Цементировочный агрегат – СРТ-372 с мощностью 500 кВт – 1 шт. (источник №0109);
- Электросварочный аппарат – 1 шт. (источник №6101);
- Буровые насосы – 2 шт. (источник №6102);
- Емкости для бурового раствора – 5 шт. (источник №6103);
- Вакуумный дегазатор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6104);
- Газосепаратор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6105);
- Узел приготовления цементного раствора - 1 шт. (источник №6106);
- Насос подачи ГСМ к дизельным двигателям - 1 шт. (источник №6107);
- Насос подачи ГСМ к котельной установки - 1 шт. (источник №6108);
- Емкости для отходов бурения – 2 шт. (источник №6109).

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке буровой установки **ZJ-50** составит 18 источников, из них 9 – организованных и 9 – неорганизованных.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при монтаже буровой установки **ZJ-70**, подготовительных работах к бурению, бурении и креплении на буровой площадке являются:



- Дизельные двигатели CAT-3512 с мощностью 1310 кВт - 2 шт. (источник №0201 - 0202);
- Паровой котел - бойлер WNS-2-1.25-Y(Q) – 1 шт. (источник №0203);
- Емкости для дизельного топлива – 3 шт. (источники №№0204, 0205, 0206);
- Емкости для дизельного топлива (для котла) – 1 шт. (источники №0207);
- Емкость для масла – 1 шт. (источник №0208);
- Емкость для отработанного масла - 1 шт. (источник №0209);
- Цементируочный агрегат CPT-372 с мощностью 500 кВт - 1 шт. (источник №0210);
- Электросварочный аппарат – 1 шт. (источник №6201);
- Буровые насосы – 2 шт. (источник №6202);
- Емкости для бурового раствора – 6 шт. (источник №6203);
- Вакуумный дегазатор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6204);
- Газосепаратор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6205);
- Узел приготовления цементного раствора - 1 шт. (источник №6206);
- Насос подачи ГСМ к дизельным двигателям - 1 шт. (источник №6207);
- Насос подачи ГСМ к котельной установки - 1 шт. (источник №6208);
- Емкости для отходов бурения – 2 шт. (источник №6209).

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке буровой установки ZJ-70 составит 19 источников, из них 10 – организованных и 9 – неорганизованных.

Источниками загрязнения атмосферного воздуха при испытании (освоении) скважины с использованием установки **XJ-550** на буровой площадке являются:

- Дизельный двигатель – CAT-3412 DITA с мощностью 429 кВт - 1 шт. (источник №0301);
- Дизельный генератор – Volvo SLV-250 с мощностью 200 кВт - 1 шт. (источник №0302);
- Дизельные двигатели – CAT KT38-P780 с мощностью 582 кВт - 2 шт. (источники №№0303, 0304);
- Паровой котел – Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q) – 1 шт. (источник №0305);
- Емкость для дизельного топлива – 2 шт. (источники №№0306, 0307);
- Емкость для масла – 1 шт. (источник №0308);
- Емкость для отработанного масла - 1 шт. (источник №0309);

- Дизельный двигатель цементирующего агрегата ЦА-320 с мощностью 177 кВт - 2 шт. (для опрессовки, замены раствора на техническую воду и вызов притока) (источник №0310-0311);
- Электросварочный аппарат – 1 шт. (источник №6301);
- Буровые насосы – 2 шт. (источник №6302);
- Емкости для бурового раствора – 4 шт. (источник №6303);
- Дегазатор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6304);
- Сепаратор для бурового раствора – 1 шт. (источник №6305);
- Насос подачи ГСМ к дизельным генераторам - 1 шт. (источник №6306);
- Насос подачи ГСМ к котельной установки - 1 шт. (источник №6307);

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на площадке буровой установки ХJ-550 составит 18 источников, из них 11 – организованных и 7 – неорганизованных.

Карта-схема расположения проектной скважины на контрактной территории ТОО «Емир-Ойл» представлена на рисунке 2.3.

Расположение источников выбросов загрязняющих веществ при бурении и испытании (освоении) на буровой площадке схематически представлено на рисунках 2.4 - 2.6.

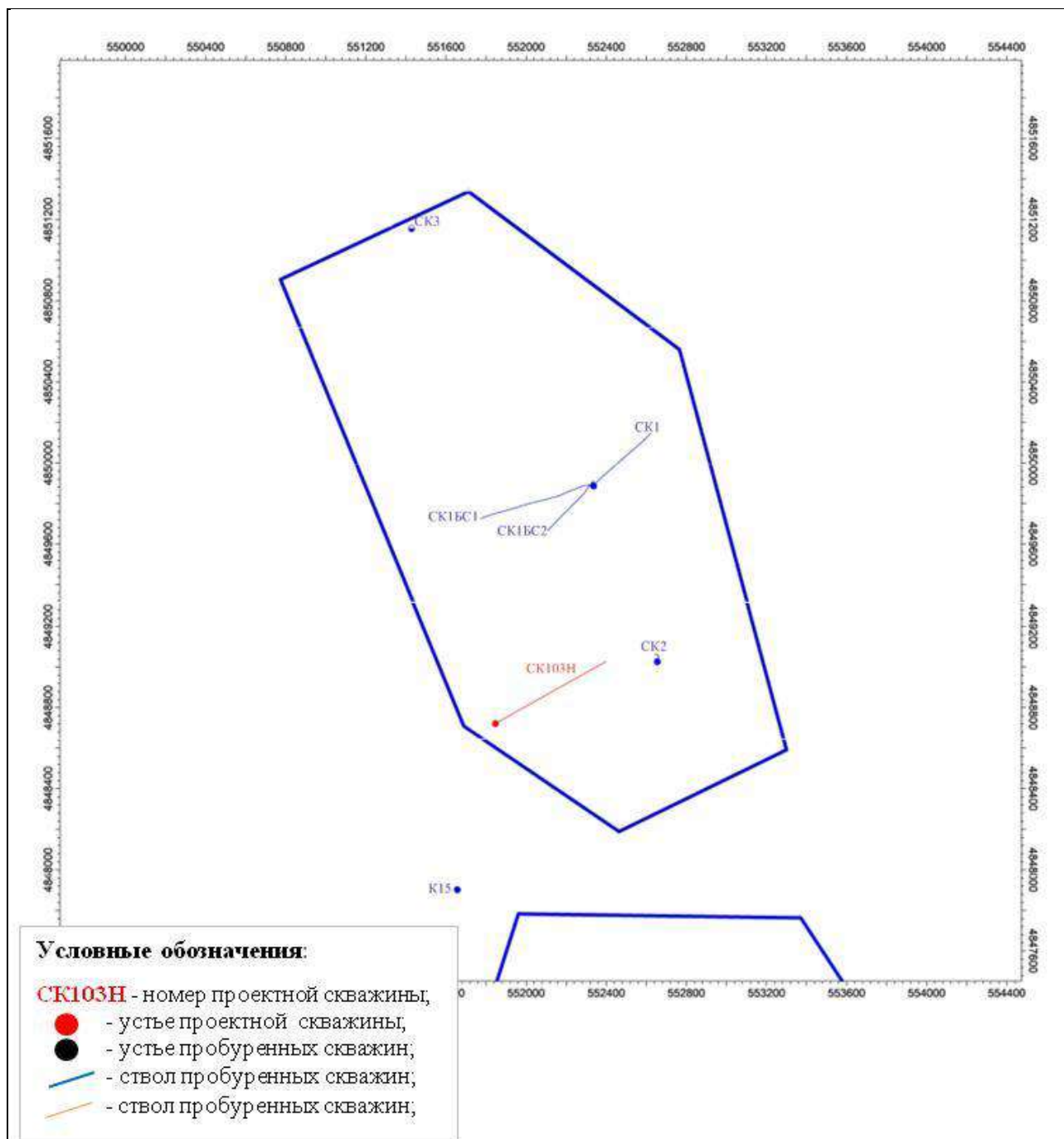


Рисунок 2.3 – Карта-схема расположения скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман контрактной территории ТОО «Емир-Ойл»

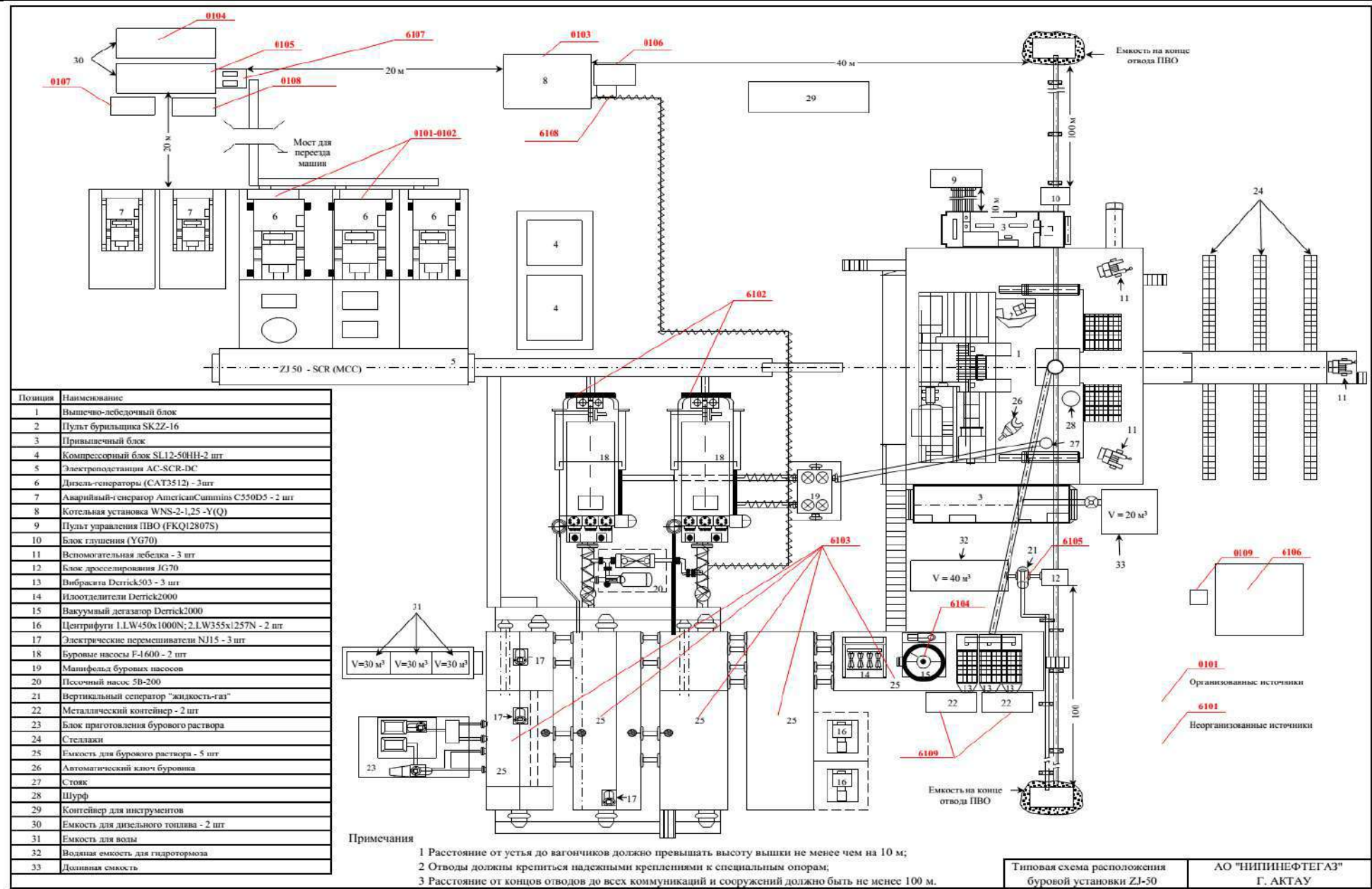


Рисунок 2.4 – Схематическое расположение источников выбросов загрязняющих веществ от буровой установки ЗЖ-50.



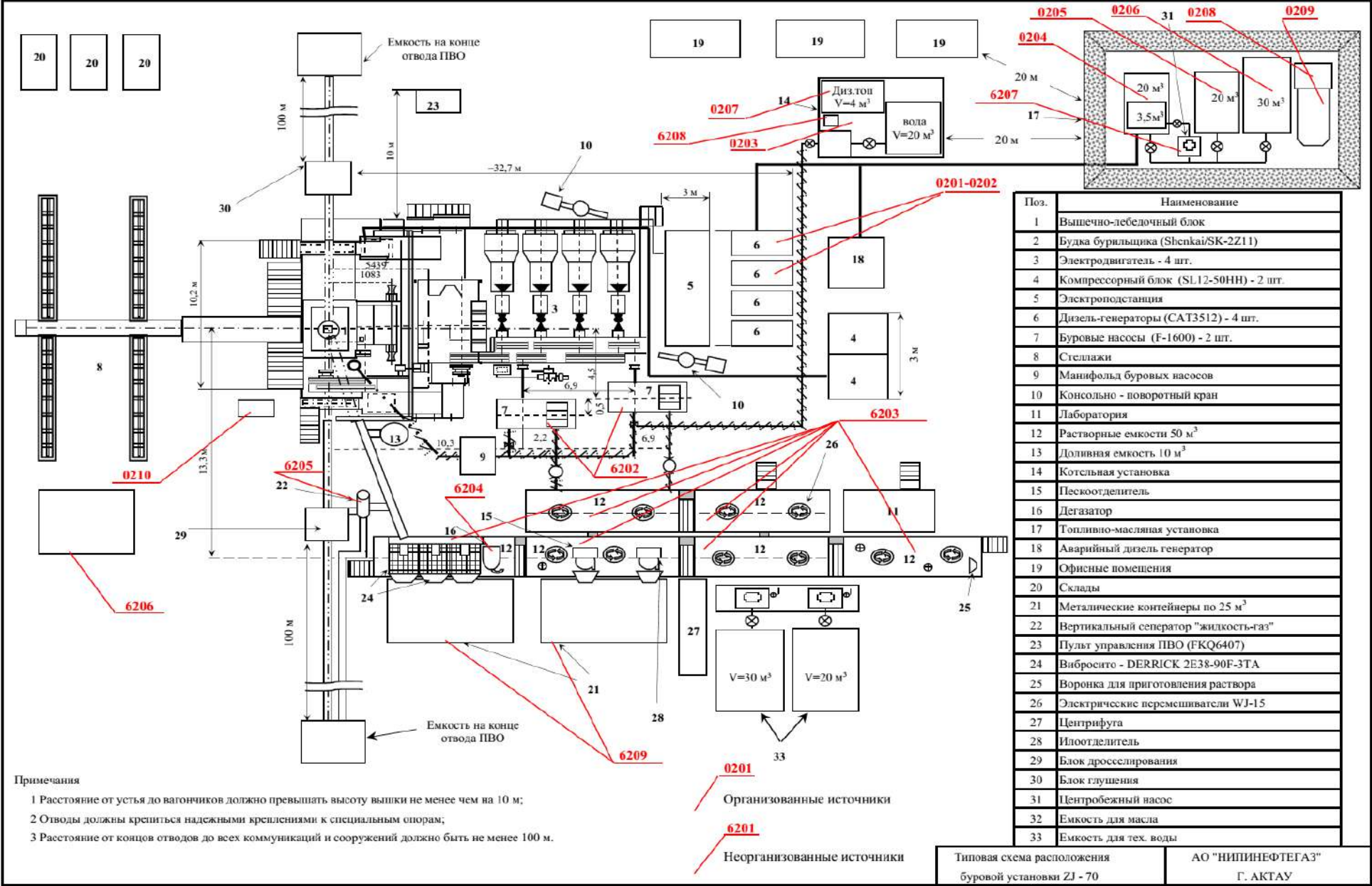


Рисунок 2.5 – Схематическое расположение источников выбросов загрязняющих веществ от буровой установки ZJ-70



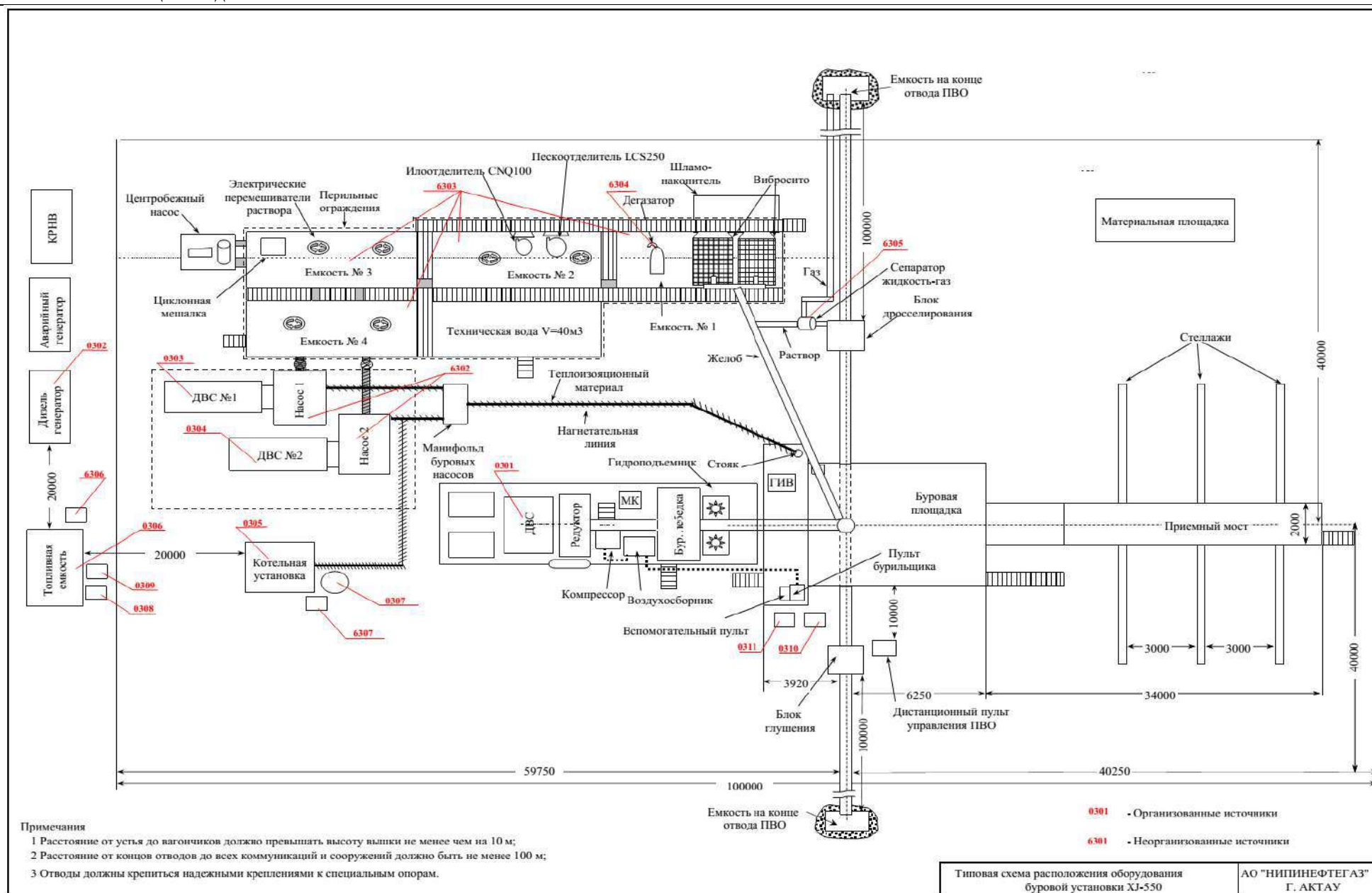


Рисунок 2.6 – Схематическое расположение источников выбросов загрязняющих веществ от буровой установки ХЖ-550 (испытание (освоение) скважины)



Анализ расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Для количественной и качественной оценки выбросов загрязняющих веществ по каждому источнику проведены их расчеты.

Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу производились на основании:

- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов» Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 года №100-п;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», Астана 2005 г. РНД 211.2.02.04-2004;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана, 2005 г. РНД 211.2.02.09-2004;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г. РНД 211.2.02.03-2004;
- «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө;

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников и таблицы «Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу» представлены в Приложениях 1 - 5.

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от аварийных дизельных генераторов и ориентировочные расчеты нормативных платежей за специальное природопользование представлены в приложении 9.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, представлены в таблицах 2.7 – 2.10.

Таблица 2.7 – Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при работе строительной техники по подготовке буровой площадки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДК м.р, мг/м ³	ПДК с.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Стационарные источники									
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,5385	0,0269	0,269
Итого:		-	-	-	-	-	0,5385	0,0269	0,269
Передвижные источники (строительная техника и автотранспорт работающая на бензине и дизельном топливе)									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	0,2638	0,0127	0,3175
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,0409	0,002	0,04
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	0,0528	0,0025	0,05
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	3	5	3	-	4	0,2638	0,0127	0,004233333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,000001	0,00000004	0,04
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	0,0791	0,0038	0,0038
Итого:							0,700401	0,03370004	0,45553333
Всего:							1,238901	0,06060004	0,72453333



Таблица 2.8 – Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве скважины СК103-Н (Буровая установка ZJ-50)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	-	0,04	-	3	0,00213	0,00198	0,0495
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001	-	2	0,00018	0,00017	0,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	6,06532	21,28421	532,10525
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,98557	3,45863	57,6438333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,334	1,1616	23,232
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05	-	3	1,41698	5,6163	112,326
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,000209	0,000144	0,018
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	5,26783	19,07871	6,35957
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005	-	2	0,00015	0,00014	0,028
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,03	0,2	0,03	-	2	0,00066	0,00061	0,02033333
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	0,08155	0,95826	0,0191652
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000097	0,000033329	33,329
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,08945	0,29633	29,633
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое)	0,05	-	-	0,05	-	0,00076	0,00015	0,003
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	2,222303	7,458686	7,458686
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,02078	0,00176	0,0176
ВСЕГО:							16,4878817	59,317713329	802,41293783



Таблица 2.9 – Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве скважины СК103-Н (Буровая установка ZJ-70)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	-	0,04	-	3	0,00201	0,00129	0,03225
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001	-	2	0,00017	0,00011	0,11
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	6,0653	21,28411	532,10275
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,98557	3,45863	57,6438333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,334	1,1616	23,232
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0,05	0,5	0,05	-	3	1,41698	5,6163	112,326
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,000239	0,000146	0,01825
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	5,26769	19,07785	6,35928333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005	-	2	0,00014	0,00009	0,018
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,03	0,2	0,03	-	2	0,00062	0,0004	0,01333333
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	0,08155	0,95826	0,0191652
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000097	0,000033329	33,329
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,08945	0,29633	29,633
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое)	0,05	-	-	0,05	-	0,00076	0,00015	0,003
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	2,233161	7,459467	7,459467
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,02073	0,00167	0,0167
ВСЕГО:							16,4983797	59,316436329	802,3160322



Таблица 2.10 – Полный перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при испытании скважины СК103-Н (Буровая установка ХJ-550)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	-	0,04	-	3	0,002	0,00128	0,032
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001	-	2	0,00017	0,00011	0,11
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	4,68826	1,61379	40,34475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	0,76179	0,26221	4,37016667
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,30802	0,10254	2,0508
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05	-	3	0,94716	0,36854	7,3708
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,000056	0,000019	0,002375
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	4,24706	1,56183	0,52061
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005	-	2	0,00014	0,00009	0,018
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,03	0,2	0,03	-	2	0,00062	0,0004	0,01333333
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	0,05086	0,0571	0,001142
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000071	0,00000272	2,72
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,07157	0,02431	2,431
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое)	0,05	-	-	0,05	-	0,00022	0,00014	0,0028
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	1,748082	0,589923	0,589923
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,00026	0,00017	0,0017
ВСЕГО:							12,8262751	4,58245472	60,5794



Таким образом, общее количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при проектируемых работах составит:

- При строительстве скважины СК103-Н (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-50 и XJ-550) - 30,5530578 г/с или 63,960768089 тонн.
- При строительстве скважины СК103-Н (в совокупности при подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-70 и XJ-550) - 30,5635558 г/с или 63,959491089 тонн.

Общее количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при строительстве скважины, наглядно представлено в таблицах 2.11-2.12.

Таблица 2.11 – Общее количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух за весь период строительства скважины СК103-Н (При подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-50 и XJ-550)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	-	0,04	-	3	0,00413	0,00326	0,0815
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001	-	2	0,00035	0,00028	0,28
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	11,01738	22,9107	572,7675
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	1,74736	3,72084	62,014
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,68292	1,26614	25,3228
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05	-	3	2,41694	5,98734	119,7468
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,000265	0,000163	0,020375
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	9,77869	20,65324	6,884413333
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005	-	2	0,00029	0,00023	0,046
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,03	0,2	0,03	-	2	0,00128	0,00101	0,033666667
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	0,13241	1,01536	0,0203072
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000178	0,000036089	36,089
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,16102	0,32064	32,064
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое)	0,05	-	-	0,05	-	0,00098	0,00029	0,0058
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	4,049485	8,052409	8,052409
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,55954	0,02883	0,2883
ВСЕГО:							30,5530578	63,960768089	863,7168712



Таблица 2.12 – Общее количество и перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух за весь период строительства скважины СК103-Н (При подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-70 и XJ-550)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, тонн	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды	0,04	-	0,04	-	3	0,00401	0,00257	0,06425
0143	Марганец и его соединения	0,001	0,01	0,001	-	2	0,00034	0,00022	0,22
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	0,04	0,2	0,04	-	2	11,01736	22,9106	572,765
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,06	0,4	0,06	-	3	1,7474	3,72084	62,014
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	0,05	0,15	0,05	-	3	0,68292	1,26614	25,3228
0330	Сера диоксид	0,05	0,5	0,05	-	3	2,41694	5,98734	119,7468
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,008	0,008	-	-	2	0,000295	0,000165	0,020625
0337	Углерод оксид	3	5	3	-	4	9,77855	20,65238	6,884126667
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	0,005	0,02	0,005	-	2	0,00028	0,00018	0,036
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,03	0,2	0,03	-	2	0,00124	0,0008	0,026666667
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	50	-	-	50	-	0,13241	1,01536	0,0203072
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,000001	-	0,000001	-	1	0,0000178	0,000036089	36,089
1325	Формальдегид (Метаналь)	0,01	0,05	0,01	-	2	0,16102	0,32064	32,064
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое)	0,05	-	-	0,05	-	0,00098	0,00029	0,0058
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉ /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ (в пересчете на C);	1	1	-	-	4	4,060343	8,05319	8,05319
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	0,1	0,3	0,1	-	3	0,55949	0,02874	0,2874
ВСЕГО:							30,5635558	63,959491089	863,6199655



Моделирование уровня загрязнения атмосферы и анализ величин приземных концентраций загрязняющих веществ

В соответствии с нормами проектирования в Республике Казахстан, для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование.

Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе выполнен в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу ЭРА, в котором реализованы основные зависимости и положения «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий».

Расчет концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе выполнен для максимального выброса при неблагоприятных метеорологических условиях.

Проведенные расчеты в программном комплексе ЭРА позволили получить следующие данные:

- уровни концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- ожидаемые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на границе СЗЗ.

Процесс подготовительных работ к строительству скважины (подготовка буровой площадки) не классифицируется, и в связи с кратковременностью работ санитарно – защитная зона на период подготовки буровой площадки не устанавливается.

Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы в период бурения и испытания производился в локальной системе координат.

Область моделирования представлена расчетным прямоугольником с размерами сторон 3000 x 3000 метров, покрытым равномерной сеткой с шагом 200 метров.

Координаты всех расчетных площадок на карте-схеме выбраны относительно основной системы координат. Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по всем источникам организованных и неорганизованных выбросов при бурении и креплении



(буровая установка ZJ-50, ZJ-70) и при испытании (освоении) скважины с использованием буровой установки XJ-550 с учетом всех выделяющихся загрязняющих веществ и групп суммаций.

При моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере учтены фоновые концентрации, установленные испытательной лабораторией ТОО «НИИ «Батысэкопроект» на территории месторождения Северный Кариман в 3 квартале 2022 года.

Средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ месторождения составили для азота диоксид – 0,0516 мг/м³, азота оксид – 0,0407 мг/м³, диоксид серы - 0,025 мг/м³, оксид углерода – 2,135 мг/м³, углеводороды – 25 мг/м³, пыль – 0,0394 мг/м³ и сероводород - 0,004 мг/м³. Меркаптаны не обнаружены.

Для оценки воздействия источников выбросов на атмосферный воздух, концентрация загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) площади были сопоставлены с установленными для каждого вещества предельно-допустимыми концентрациями (ПДК) и представлены в таблицах 2.13 - 2.15.

В соответствии с Приказом Приказ И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022 года Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» п.43 *«Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел)».*

Для производственных объектов ТОО «Емир-Ойл» размер санитарно-защитной зоны принят в 1000 метров. Данная скважина является объектом ТОО «Емир-Ойл», в связи с этим размер санитарно-защитной зоны для данного объекта принимается в 1000 метров.

Таблица 2.13 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ. (Буровая установка ZJ-50)

Наименование вещества	ПДК м.р, ОБУВ, мг/м ³	Буровая установка ZJ-50	
		Максимальное значение концентрации, долей ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, долей ПДК
Оксид железа	0,04	0,0082	0,00041
Марганец и его соединения	0,01	0,028	0,0014
Диоксид азота	0,2	1,543	0,870
Оксид азота	0,4	0,206	0,151
Углерод (Сажа)	0,15	0,231	0,052
Диоксид серы	0,5	0,188	0,109
Сероводород	0,008	0,729	0,505
Оксид углерода	5	0,525	0,499
Фтористые соединения	0,02	0,018	0,0011
Фториды	0,2	0,0051	0,00026
Углеводороды C ₁ -C ₅	50 (ОБУВ)	0,504	0,500
Бенз/а/пирен	0,000001	0,100	0,023
Формальдегид	0,05	0,074	0,035
Масло минеральное	0,05 (ОБУВ)	0,138	0,0030
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,680	0,053
Пыль неорганическая: 70-20 диоксида кремния	0,3	0,440	0,143
группа суммации 0330+0333	-	0,825	0,613
группа суммации 0301+0330	-	1,727	0,979
группа суммации 0330+0342	-	0,192	0,110
группа суммации 0333+1325	-	0,757	0,539
группа суммации 0342+0344	-	0,022	0,0013

Таблица 2.14 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ. (Буровая установка ZJ-70)

Наименование вещества	ПДК м.р, ОБУВ, мг/м ³	Буровая установка ZJ-70	
		Максимальное значение концентрации, долей ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, долей ПДК
Оксид железа	0,04	0,0077	0,00039
Марганец и его соединения	0,01	0,026	0,0013
Диоксид азота	0,2	1,549	0,872
Оксид азота	0,4	0,206	0,151
Углерод	0,15	0,247	0,052
Диоксид серы	0,5	0,193	0,109
Сероводород	0,008	0,766	0,505
Оксид углерода	5	0,527	0,499
Фтористые соединения	0,02	0,017	0,0010
Фториды	0,2	0,0048	0,00024
Углеводороды C ₁ -C ₅	50 (ОБУВ)	0,0504	0,500
Бенз/а/пирен	0,000001	0,107	0,023
Формальдегид	0,05	0,074	0,035
Масло минеральное	0,05(ОБУВ)	0,139	0,0030
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,778	0,055
Пыль неорганическая: 70-20 диоксида кремния	0,3	0,440	0,143
группа суммации 0330+0333	-	0,854	0,614
группа суммации 0301+0330	-	1,741	0,981
группа суммации 0330+0342	-	0,196	0,110
группа суммации 0333+1325	-	0,787	0,540
группа суммации 0342+0344	-	0,021	0,0013



Таблица 2.15 – Значения максимальной концентрации и концентрации загрязняющих веществ на границе СЗЗ. (Буровая установка ХJ-550. Испытание (освоение) скважины)

Наименование вещества	ПДК.м.р, ОБУВ, мг/м ³	Буровая установка ХJ-550	
		Максимальное значение концентрации, долей ПДК	Концентрации на границе СЗЗ, долей ПДК
Оксид железа	0,04	0,0077	0,00039
Марганец и его соединения	0,01	0,026	0,0013
Диоксид азота	0,2	2,112	0,865
Оксид азота	0,4	0,252	0,151
Углерод	0,15	0,472	0,055
Диоксид серы	0,5	0,226	0,099
Сероводород	0,008	0,546	0,501
Оксид углерода	5	0,548	0,499
Фтористые соединения	0,02	0,017	0,0010
Фториды	0,2	0,0048	0,00024
Углеводороды C ₁ -C ₅	50 (ОБУВ)	0,502	0,500
Бенз/а/пирен	0,000001	0,163	0,019
Формальдегид	0,05	0,112	0,036
Масло минеральное	0,05(ОБУВ)	0,040	0,00087
Алканы C ₁₂ -C ₁₉	1	0,204	0,046
Пыль неорганическая: 70-20 диоксида кремния	0,3	0,139	0,137
группа суммации 0330+0333	-	0,737	0,600
группа суммации 0301+0330	-	2,322	0,962
группа суммации 0330+0342	-	0,236	0,100
группа суммации 0333+1325	-	0,620	0,537
группа суммации 0342+0344	-	0,021	0,0013

Таким образом, анализ результатов проведенных расчетов рассеивания показал, что превышение предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ по всем ингредиентам на границе санитарно-защитной зоны не зарегистрировано.

Следовательно, проектируемые работы на месторождении Северный Кариман не приведут к превышению предельно-допустимых концентраций (ПДК) в приземном слое атмосферного воздуха на границе санитарно - защитной зоны и не окажет отрицательного воздействия за ее пределами.

Результаты расчетов рассеивания в виде карт-схем изолиний представлены в приложениях 6 – 8.

2.1.4 Внедрение малоотходных и безотходных технологий, а также специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух

Рассмотрение вопросов принятия решений внедрения малоотходных и безотходных технологий предусматривается в Программе управления отходами, подготовленной оператором объекта.

Специальные мероприятия по предотвращению (сокращению) выбросов в атмосферный воздух к реализации не планируются.



Мероприятия по охране окружающей среды представлены в соответствующем Плане - ППМ, предоставляемом в общем пакете документов на получение Экологического разрешения на воздействие.

2.1.5 Определение нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ

Расчет НДВ производился в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий». Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө по программе «ЭРА».

Результаты расчётов приземных концентраций, создаваемых всеми источниками по всем ингредиентам, показывают, что при проектируемых работах максимальная концентрация вредных выбросов в приземном слое на границе СЗЗ не превышает ПДК, следовательно, расчётные значения выбросов загрязняющих веществ можно признать предельно-допустимыми выбросами.

Выбросы от передвижных источников в период подготовительных работ к строительству скважины (подготовка буровой площадки) не нормируются, так как согласно пункту 17 статьи 202 Экологического кодекса РК нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для передвижных источников не устанавливаются.

Расчет экономического ущерба за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе строительной техники производится по фактическому расходу топлива.

Предлагаемые нормативы допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве скважины на месторождении Северный Кариман представлены отдельно в таблицах 2.16 – 2.19.

Таблица 2.16 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период подготовки буровой площадки

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Бульдозер (планировка буровой площадки)	6001	-	-	0,3689	0,0118	0,3689	0,0118	2023
Экскаватор (выемка грунта)	6002	-	-	0,0734	0,0009	0,0734	0,0009	2023
Автосамосвал (разгрузка привозного грунта)	6003	-	-	0,0956	0,0002	0,0956	0,0002	2023
Автосамосвал (транспортировка привозного грунта)	6004	-	-	0,0006	0,014	0,0006	0,014	2023
Итого:	-	-	-	0,5385	0,0269	0,5385	0,0269	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,5385	0,0269	0,5385	0,0269	-
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:		-	-	0,5385	0,0269	0,5385	0,0269	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:		-	-	-	-	-	-	-
В том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:		-	-	0,5385	0,0269	0,5385	0,0269	-



Таблица 2.17 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период бурения скважины буровой установкой ZJ-50

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00213	0,00198	0,00213	0,00198	2023
Итого:	-	-	-	0,00213	0,00198	0,00213	0,00198	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00213	0,00198	0,00213	0,00198	-
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00018	0,00017	0,00018	0,00017	2023
Итого:	-	-	-	0,00018	0,00017	0,00018	0,00017	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00018	0,00017	0,00018	0,00017	-
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0101	-	-	2,44533	10,3306	2,44533	10,3306	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0102	-	-	2,44533	10,3306	2,44533	10,3306	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0103	-	-	0,10769	0,54775	0,10769	0,54775	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	1,06667	0,07498	1,06667	0,07498	2023
Итого:	-	-	-	6,06502	21,28393	6,06502	21,28393	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,0003	0,00028	0,0003	0,00028	2023
Итого:	-	-	-	0,0003	0,00028	0,0003	0,00028	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,06532	21,28421	6,06532	21,28421	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0101	-	-	0,39737	1,67872	0,39737	1,67872	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0102	-	-	0,39737	1,67872	0,39737	1,67872	2023



Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0103	-	-	0,0175	0,08901	0,0175	0,08901	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,17333	0,01218	0,17333	0,01218	2023
Итого:	-	-	-	0,98557	3,45863	0,98557	3,45863	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,98557	3,45863	0,98557	3,45863	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0101	-	-	0,12736	0,55343	0,12736	0,55343	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0102	-	-	0,12736	0,55343	0,12736	0,55343	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0103	-	-	0,00984	0,05005	0,00984	0,05005	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,06944	0,00469	0,06944	0,00469	2023
Итого:	-	-	-	0,334	1,1616	0,334	1,1616	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,334	1,1616	0,334	1,1616	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0101	-	-	0,50944	2,2137	0,50944	2,2137	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0102	-	-	0,50944	2,2137	0,50944	2,2137	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0103	-	-	0,23143	1,17718	0,23143	1,17718	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,16667	0,01172	0,16667	0,01172	2023
Итого:	-	-	-	1,41698	5,6163	1,41698	5,6163	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,41698	5,6163	1,41698	5,6163	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Емкость для дизтоплива 80 м ³	0104	-	-	0,000122	0,000008	0,000122	0,000008	2023
Емкость для дизтоплива 40 м ³	0105	-	-	0,000061	0,000002	0,000061	0,000002	2023
Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0106	-	-	0,000006	0,000004	0,000006	0,000004	2023
Итого:	-	-	-	0,000189	0,000014	0,000189	0,000014	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6107	-	-	0,00001	0,00009	0,00001	0,00009	2023
Насос подачи ГСМ к котельной установке	6108	-	-	0,00001	0,00004	0,00001	0,00004	2023



Итого:	-	-	-	0,00002	0,00013	0,00002	0,00013	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000209	0,000144	0,000209	0,000144	-
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0101	-	-	1,92861	8,1169	1,92861	8,1169	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0102	-	-	1,92861	8,1169	1,92861	8,1169	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0103	-	-	0,54685	2,78153	0,54685	2,78153	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,86111	0,06092	0,86111	0,06092	2023
Итого:	-	-	-	5,26518	19,07625	5,26518	19,07625	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00265	0,00246	0,00265	0,00246	2023
Итого:	-	-	-	0,00265	0,00246	0,00265	0,00246	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,26783	19,07871	5,26783	19,07871	-
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00015	0,00014	0,00015	0,00014	2023
Итого:	-	-	-	0,00015	0,00014	0,00015	0,00014	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00015	0,00014	0,00015	0,00014	-
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00066	0,00061	0,00066	0,00061	2023
Итого:	-	-	-	0,00066	0,00061	0,00066	0,00061	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00066	0,00061	0,00066	0,00061	-
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Буровые насосы	6102	-	-	0,01111	0,13056	0,01111	0,13056	2023
Емкости для бурового раствора	6103	-	-	0,03833	0,45043	0,03833	0,45043	2023
Дегазатор для бурового раствора	6104	-	-	0,01377	0,16175	0,01377	0,16175	2023
Сепаратор бурового раствора	6105	-	-	0,00376	0,04416	0,00376	0,04416	2023



Емкости для отходов бурения	6109	-	-	0,01458	0,17136	0,01458	0,17136	2023
Итого:	-	-	-	0,08155	0,95826	0,08155	0,95826	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,08155	0,95826	0,08155	0,95826	-
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0101	-	-	0,000004	0,0000166	0,000004	0,0000166	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0102	-	-	0,000004	0,0000166	0,000004	0,0000166	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,0000017	0,000000129	0,0000017	0,000000129	2023
Итого:	-	-	-	0,0000097	0,000033329	0,0000097	0,000033329	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000097	0,000033329	0,0000097	0,000033329	-
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0101	-	-	0,03639	0,14758	0,03639	0,14758	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0102	-	-	0,03639	0,14758	0,03639	0,14758	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,01667	0,00117	0,01667	0,00117	2023
Итого:	-	-	-	0,08945	0,29633	0,08945	0,29633	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,08945	0,29633	0,08945	0,29633	-
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Емкость для масла	0107	-	-	0,00054	0,00008	0,00054	0,00008	2023
Емкость для отработанного масла	0108	-	-	0,00022	0,00007	0,00022	0,00007	2023
Итого:	-	-	-	0,00076	0,00015	0,00076	0,00015	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00076	0,000150	0,00076	0,00015	-
(2754) Алканы C12-C19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0101	-	-	0,87333	3,6895	0,87333	3,6895	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0102	-	-	0,87333	3,6895	0,87333	3,6895	2023
Емкость для дизтоплива 80 м ³	0104	-	-	0,043434	0,00272	0,043434	0,00272	2023
Емкость для дизтоплива 40 м ³	0105	-	-	0,021717	0,000875	0,021717	0,000875	2023



Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0106	-	-	0,002172	0,001331	0,002172	0,001331	2023
Цементировочный агрегат	0109	-	-	0,40278	0,02812	0,40278	0,02812	2023
Итого:	-	-	-	2,216763	7,412046	2,216763	7,412046	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6107	-	-	0,00277	0,03255	0,00277	0,03255	2023
Насос подачи ГСМ к котельной установке	6108	-	-	0,00277	0,01409	0,00277	0,01409	2023
Итого:	-	-	-	0,00554	0,04664	0,00554	0,04664	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,222303	7,458686	2,222303	7,458686	-
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6101	-	-	0,00028	0,00026	0,00028	0,00026	2023
Узел приготовления цементного раствора	6106	-	-	0,0205	0,0015	0,0205	0,0015	2023
Итого:	-	-	-	0,02078	0,00176	0,02078	0,00176	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02078	0,00176	0,02078	0,00176	-
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,4878817	59,317713329	16,4878817	59,317713329	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	16,3739217	58,30528333	16,3739217	58,30528333	-
В том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:	-	-	-	0,11396	1,01243	0,11396	1,01243	-



Таблица 2.18 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период бурения скважины буровой установкой ZJ-70

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						Год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00201	0,00129	0,00201	0,00129	2023
Итого:	-	-	-	0,00201	0,00129	0,00201	0,00129	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00201	0,00129	0,00201	0,00129	-
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	2023
Итого:	-	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	-
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0201	-	-	2,44533	10,3306	2,44533	10,3306	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0202	-	-	2,44533	10,3306	2,44533	10,3306	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	-	-	0,10769	0,54775	0,10769	0,54775	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	1,06667	0,07498	1,06667	0,07498	2023
Итого:	-	-	-	6,06502	21,28393	6,06502	21,28393	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00028	0,00018	0,00028	0,00018	2023
Итого:	-	-	-	0,00028	0,00018	0,00028	0,00018	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	6,0653	21,28411	6,0653	21,28411	-
(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0201	-	-	0,39737	1,67872	0,39737	1,67872	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0202	-	-	0,39737	1,67872	0,39737	1,67872	2023



Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	-	-	0,0175	0,08901	0,0175	0,08901	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,17333	0,01218	0,17333	0,01218	2023
Итого:	-	-	-	0,98557	3,45863	0,98557	3,45863	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,98557	3,45863	0,98557	3,45863	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0201	-	-	0,12736	0,55343	0,12736	0,55343	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0202	-	-	0,12736	0,55343	0,12736	0,55343	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	-	-	0,00984	0,05005	0,00984	0,05005	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,06944	0,00469	0,06944	0,00469	2023
Итого:	-	-	-	0,334	1,1616	0,334	1,1616	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,334	1,1616	0,334	1,1616	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0201	-	-	0,50944	2,2137	0,50944	2,2137	2023
Дизельный двигатель CAT-3512 B-1310 кВт	0202	-	-	0,50944	2,2137	0,50944	2,2137	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	-	-	0,23143	1,17718	0,23143	1,17718	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,16667	0,01172	0,16667	0,01172	2023
Итого:	-	-	-	1,41698	5,6163	1,41698	5,6163	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,41698	5,6163	1,41698	5,6163	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Емкость для дизтоплива 23.5 м ³	0204	-	-	0,000122	0,000002	0,000122	0,000002	2023
Емкость для дизтоплива 20 м ³	0205	-	-	0,00003	0,000005	0,00003	0,000005	2023
Емкость для дизтоплива 30 м ³	0206	-	-	0,000061	0,000005	0,000061	0,000005	2023
Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0207	-	-	0,000006	0,000004	0,000006	0,000004	2023
Итого:	-	-	-	0,000219	0,000016	0,000219	0,000016	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6207	-	-	0,00001	0,00009	0,00001	0,00009	2023



Насос подачи ГСМ к котельной установке	6208	-	-	0,00001	0,00004	0,00001	0,00004	2023
Итого:	-	-	-	0,00002	0,00013	0,00002	0,00013	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000239	0,000146	0,000239	0,000146	-
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0201	-	-	1,92861	8,1169	1,92861	8,1169	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0202	-	-	1,92861	8,1169	1,92861	8,1169	2023
Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	-	-	0,54685	2,78153	0,54685	2,78153	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,86111	0,06092	0,86111	0,06092	2023
Итого:	-	-	-	5,26518	19,07625	5,26518	19,07625	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00251	0,0016	0,00251	0,0016	2023
Итого:	-	-	-	0,00251	0,0016	0,00251	0,0016	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	5,26769	19,07785	5,26769	19,07785	-
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	2023
Итого:	-	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	-
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	2023
Итого:	-	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	-
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Буровые насосы	6202	-	-	0,01111	0,13056	0,01111	0,13056	2023
Емкости для бурового раствора	6203	-	-	0,03833	0,45043	0,03833	0,45043	2023
Дегазатор для бурового раствора	6204	-	-	0,01377	0,16175	0,01377	0,16175	2023



Сепаратор бурового раствора	6205	-	-	0,00376	0,04416	0,00376	0,04416	2023
Емкости для отходов бурения	6209	-	-	0,01458	0,17136	0,01458	0,17136	2023
Итого:	-	-	-	0,08155	0,95826	0,08155	0,95826	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,08155	0,95826	0,08155	0,95826	-
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0201	-	-	0,000004	0,0000166	0,000004	0,0000166	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0202	-	-	0,000004	0,0000166	0,000004	0,0000166	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,0000017	0,000000129	0,0000017	0,000000129	2023
Итого:	-	-	-	0,0000097	0,000033329	0,0000097	0,000033329	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000097	0,000033329	0,0000097	0,000033329	-
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0201	-	-	0,03639	0,14758	0,03639	0,14758	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0202	-	-	0,03639	0,14758	0,03639	0,14758	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,01667	0,00117	0,01667	0,00117	2023
Итого:	-	-	-	0,08945	0,29633	0,08945	0,29633	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,08945	0,29633	0,08945	0,29633	-
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.)								
Организованные источники								
Емкость для масла	0208	-	-	0,00054	0,00008	0,00054	0,00008	2023
Емкость для отработанного масла	0209	-	-	0,00022	0,00007	0,00022	0,00007	2023
Итого:	-	-	-	0,00076	0,00015	0,00076	0,00015	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00076	0,00015	0,00076	0,00015	-
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0201	-	-	0,87333	3,6895	0,87333	3,6895	2023
Дизельный двигатель САТ-3512 В-1310 кВт	0202	-	-	0,87333	3,6895	0,87333	3,6895	2023
Емкость для дизтоплива 23.5 м ³	0204	-	-	0,043434	0,000836	0,043434	0,000836	2023



Емкость для дизтоплива 20 м ³	0205	-	-	0,010858	0,00177	0,010858	0,00177	2023
Емкость для дизтоплива 30 м ³	0206	-	-	0,021717	0,00177	0,021717	0,00177	2023
Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0207	-	-	0,002172	0,001331	0,002172	0,001331	2023
Цементировочный агрегат	0210	-	-	0,40278	0,02812	0,40278	0,02812	2023
Итого:	-	-	-	2,227621	7,412827	2,227621	7,412827	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6207	-	-	0,00277	0,03255	0,00277	0,03255	2023
Насос подачи ГСМ к котельной установке	6208	-	-	0,00277	0,01409	0,00277	0,01409	2023
Итого:	-	-	-	0,00554	0,04664	0,00554	0,04664	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	2,233161	7,459467	2,233161	7,459467	-
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6201	-	-	0,00026	0,00017	0,00026	0,00017	2023
Узел приготовления цементного раствора	6206	-	-	0,02047	0,0015	0,02047	0,0015	2023
Итого:	-	-	-	0,02073	0,00167	0,02073	0,00167	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,02073	0,00167	0,02073	0,00167	-
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	16,4983797	59,316436329	16,4983797	59,316436329	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	16,3848097	58,306066329	16,3848097	58,306066329	-
В том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:	-	-	-	0,11357	1,01037	0,11357	1,01037	-



Таблица 2.19 – Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на период испытания скважины с использованием буровой установки XJ-550

Производство цех, участок	Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения НДВ
		существующее положение на 2022 год		на 2023 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
Код и наименование загрязняющего вещества								
1	2	3	4	5	6	7	8	9
(0123) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,002	0,00128	0,002	0,00128	2023
Итого:	-	-	-	0,002	0,00128	0,002	0,00128	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,002	0,00128	0,002	0,00128	-
(0143) Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	2023
Итого:	-	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00017	0,00011	0,00017	0,00011	-
(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,9152	0,2976	0,9152	0,2976	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,42667	0,3328	0,42667	0,3328	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	1,2416	0,3968	1,2416	0,3968	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	1,2416	0,3968	1,2416	0,3968	2023
Котел Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	0305	-	-	0,10771	0,05841	0,10771	0,05841	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,3776	0,0656	0,3776	0,0656	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,3776	0,0656	0,3776	0,0656	2023
Итого:	-	-	-	4,68798	1,61361	4,68798	1,61361	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00028	0,00018	0,00028	0,00018	2023
Итого:	-	-	-	0,00028	0,00018	0,00028	0,00018	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	4,68826	1,61379	4,68826	1,61379	-



(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,14872	0,04836	0,14872	0,04836	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,06933	0,05408	0,06933	0,05408	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	0,20176	0,06448	0,20176	0,06448	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	0,20176	0,06448	0,20176	0,06448	2023
Котел Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	0305	-	-	0,0175	0,00949	0,0175	0,00949	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,06136	0,01066	0,06136	0,01066	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,06136	0,01066	0,06136	0,01066	2023
Итого:	-	-	-	0,76179	0,26221	0,76179	0,26221	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,76179	0,26221	0,76179	0,26221	-
(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,05958	0,0186	0,05958	0,0186	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,02778	0,0208	0,02778	0,0208	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	0,08083	0,0248	0,08083	0,0248	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	0,08083	0,0248	0,08083	0,0248	2023
Котел Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	0305	-	-	0,00984	0,00534	0,00984	0,00534	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,02458	0,0041	0,02458	0,0041	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,02458	0,0041	0,02458	0,0041	2023
Итого:	-	-	-	0,30802	0,10254	0,30802	0,10254	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,30802	0,10254	0,30802	0,10254	-
(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,143	0,0465	0,143	0,0465	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,06667	0,052	0,06667	0,052	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	0,194	0,062	0,194	0,062	2023



Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	0,194	0,062	0,194	0,062	2023
Котел Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	0305	-	-	0,23149	0,12554	0,23149	0,12554	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,059	0,01025	0,059	0,01025	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,059	0,01025	0,059	0,01025	2023
Итого:	-	-	-	0,94716	0,36854	0,94716	0,36854	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,94716	0,36854	0,94716	0,36854	-
(0333) Сероводород (Дигидросульфид)								
Организованные источники								
Емкость для дизтоплива 20 м ³	0306	-	-	0,00003	0,000003	0,00003	0,000003	2023
Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0307	-	-	0,000006	0,000002	0,000006	0,000002	2023
Итого:	-	-	-	0,000036	0,000005	0,000036	0,000005	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6306	-	-	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001	2023
Насос подачи ГСМ к котельной установке	6307	-	-	0,00001	0,000004	0,00001	0,000004	2023
Итого:	-	-	-	0,00002	0,000014	0,00002	0,000014	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,000056	0,000019	0,000056	0,000019	-
(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,73883	0,2418	0,73883	0,2418	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,34444	0,2704	0,34444	0,2704	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	1,00233	0,3224	1,00233	0,3224	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	1,00233	0,3224	1,00233	0,3224	2023
Котел Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	0305	-	-	0,54698	0,29663	0,54698	0,29663	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,30483	0,0533	0,30483	0,0533	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,30483	0,0533	0,30483	0,0533	2023
Итого:	-	-	-	4,24457	1,56023	4,24457	1,56023	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00249	0,0016	0,00249	0,0016	2023
Итого:	-	-	-	0,00249	0,0016	0,00249	0,0016	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	4,24706	1,56183	4,24706	1,56183	-
(0342) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/								
Организованные источники								



Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	2023
Итого:	-	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00014	0,00009	0,00014	0,00009	-
(0344) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	2023
Итого:	-	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00062	0,0004	0,00062	0,0004	-
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Буровые насосы	6302	-	-	0,01111	0,0073	0,01111	0,0073	2023
Емкости для бурового раствора	6303	-	-	0,02222	0,02784	0,02222	0,02784	2023
Дегазатор для бурового раствора	6304	-	-	0,01377	0,01725	0,01377	0,01725	2023
Сепаратор бурового раствора	6305	-	-	0,00376	0,00471	0,00376	0,00471	2023
Итого:	-	-	-	0,05086	0,0571	0,05086	0,0571	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,05086	0,0571	0,05086	0,0571	-
(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,0000014	0,0000005	0,0000014	0,0000005	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,0000007	0,0000006	0,0000007	0,0000006	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	0,0000019	0,0000007	0,0000019	0,0000007	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	0,0000019	0,0000007	0,0000019	0,0000007	2023
Цементиловочный агрегат	0310	-	-	0,0000006	0,00000011	0,0000006	0,00000011	2023
Цементиловочный агрегат	0311	-	-	0,0000006	0,00000011	0,0000006	0,00000011	2023
Итого:	-	-	-	0,0000071	0,00000272	0,0000071	0,00000272	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-



Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,0000071	0,00000272	0,0000071	0,00000272	-
(1325) Формальдегид (Метаналь)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,0143	0,00465	0,0143	0,00465	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	0302	-	-	0,00667	0,0052	0,00667	0,0052	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0303	-	-	0,0194	0,0062	0,0194	0,0062	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780-582 кВт	0304	-	-	0,0194	0,0062	0,0194	0,0062	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,0059	0,00103	0,0059	0,00103	2023
Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,0059	0,00103	0,0059	0,00103	2023
Итого:	-	-	-	0,07157	0,02431	0,07157	0,02431	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,07157	0,02431	0,07157	0,02431	-
(2735) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)								
Организованные источники								
Емкость для масла	0308	-	-	0,00011	0,00007	0,00011	0,00007	2023
Емкость для отработанного масла	0309	-	-	0,00011	0,00007	0,00011	0,00007	2023
Итого:	-	-	-	0,00022	0,00014	0,00022	0,00014	-
Неорганизованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00022	0,00014	0,00022	0,00014	-
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19)								
Организованные источники								
Дизельный двигатель CAT-3412 B-429 кВт	0301	-	-	0,34558	0,1116	0,34558	0,1116	2023
Дизельный двигатель Volvo SVL-250 - 200 кВт	0302	-	-	0,16111	0,1248	0,16111	0,1248	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780 -582 кВт	0303	-	-	0,46883	0,1488	0,46883	0,1488	2023
Дизельный двигатель CAT KT38-P780 -582 кВт	0304	-	-	0,46883	0,1488	0,46883	0,1488	2023
Емкость для дизтоплива 20 м ³	0306	-	-	0,01086	0,000914	0,01086	0,000914	2023
Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	0307	-	-	0,002172	0,000839	0,002172	0,000839	2023
Цементировочный агрегат	0310	-	-	0,14258	0,0246	0,14258	0,0246	2023



Цементировочный агрегат	0311	-	-	0,14258	0,0246	0,14258	0,0246	2023
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,742542	0,584953	1,742542	0,584953	-
Неорганизованные источники								
Насос подачи ГСМ к дизелям	6306	-	-	0,00277	0,00347	0,00277	0,00347	2023
Насос подачи ГСМ к котельной установке	6307	-	-	0,00277	0,0015	0,00277	0,0015	2023
Итого:	-	-	-	0,00554	0,00497	0,00554	0,00497	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	1,748082	0,589923	1,748082	0,589923	-
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент)								
Организованные источники								
Отсутствуют	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого:	-	-	-	-	-	-	-	-
Неорганизованные источники								
Сварочный аппарат	6301	-	-	0,00026	0,00017	0,00026	0,00017	2023
Итого:	-	-	-	0,00026	0,00017	0,00026	0,00017	-
Всего по загрязняющему веществу:	-	-	-	0,00026	0,00017	0,00026	0,00017	-
ВСЕГО ПО ОБЪЕКТУ:	-	-	-	12,8262751	4,58245472	12,8262751	4,58245472	-
Из них:								
Итого по организованным источникам:	-	-	-	12,7638951	4,51654072	12,7638951	4,51654072	-
В том числе факелы:								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого по неорганизованным источникам:	-	-	-	0,06238	0,065914	0,06238	0,065914	-



2.1.6 Расчеты количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, в целях заполнения декларации о воздействии

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников загрязнения атмосферы выполнены расчеты по действующим нормативно-методическим документам. При этом использовались данные о количестве используемого сырья и материалов, согласно исходным материалам, представленных заказчиком, а также материалов настоящего «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман».

Расчеты количества вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу источниками при строительстве скважины, приведены в приложениях №1 - 4.

Нормативы допустимых выбросов определяются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ таким образом, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды. Областью воздействия считается территория (акватория), определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов. Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду. Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;

2) наименование и краткую характеристику объекта;



3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;

4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);

5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений. За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

2.1.7 Оценка последствий загрязнения и мероприятия по снижению отрицательного воздействия

Проанализировав полученные результаты выбросов и моделирования рассеивания вредных веществ в атмосферу, и используя шкалу масштабов воздействия, можно сделать вывод, что воздействие при строительстве скважины СК 103-Н на атмосферный воздух на месторождении Северный Кариман будет следующим:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых операций на атмосферный воздух выполним комплексирование полученных показателей воздействия. Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Мероприятия по снижению отрицательного воздействия

Для снижения воздействия производимых работ на атмосферный воздух проектом предусматривается и рекомендуется ряд технических и организационных мероприятий.

- предупреждение открытого фонтанирования скважины в процессе бурения и проведения технологических работ в скважине;
- установка и применение на устье скважины сертифицированного противовыбросового оборудования (ПВО);
- в целях предотвращения выбросов пластового флюида при вскрытии продуктивных горизонтов при углублении скважины предусматривается создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;

- применение герметичной системы хранения буровых реагентов. Доставка реагентов на буровую в герметичной заводской упаковке. Хранение в закрытых бункерах необходимого для цикла бурения запаса реагентов. Подача реагентов из бункеров в затворный узел по замкнутой системе пневмотранспортом, что исключает пыление в процессе операций по приготовлению растворов или промывочных жидкостей;
- хранение дизельного топлива на буровой площадке в емкостях, оборудованных дыхательными клапанами;
- подача дизельного топлива к дизельным агрегатам по герметичным топливо- и маслопроводам;
- в целях снижения вредных выбросов в атмосферу для работы двигателей применение качественного сертифицированного дизельного топлива;
- проведение обязательной опрессовки и проверка на герметичность всего оборудования для исключения возможных утечек и выбросов вредных веществ в атмосферу;
- обеспечение прочности и герметичности соединений трубопроводов;
- своевременное проведение планово-профилактического ремонта бурового оборудования;
- использование стационарных дизельных установок зарубежного производства, отвечающих требованиям природоохранного законодательства;
- содержание дизельных двигателей в исправном состоянии и своевременный ремонт поршневой системы;
- для предотвращения повышенного загрязнения атмосферы выбросами необходимо проводить контроль на содержание выхлопных газов от дизельных двигателей на соответствие нормам и систематически регулировать аппаратуру;
- для поддержания консистенции смазочных масел применение специальных присадок;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- мониторинг окружающей среды, оценка изменений и тенденций изменений биосферы, принятие соответствующих мер.

2.1.8 Предложения по организации мониторинга и контроля за состоянием атмосферного воздуха

Согласно статьям 182 и 186 Экологического кодекса Республики Казахстан должен выполняться операционный мониторинг, мониторинг эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

Мониторинговые исследования на проектируемом объекте будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров, включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия.

Производственный мониторинг воздушного бассейна включает в себя два направления деятельности:

- мониторинг эмиссий - наблюдения на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за наблюдением нормативов ПДВ;
- мониторинг воздействия – оценка фактического состояния загрязнения атмосферного воздуха в конкретных точках наблюдения на местности.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации.

В соответствии с требованиями пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан, физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный контроль, в том числе контроль воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух.

Контроль за источниками выброса загрязняющих веществ проводится в соответствии с «Временным руководством по контролю источников загрязнения атмосферы», РНД 211.3.01.06-97.

Контроль за состоянием окружающей среды предусматривает:

- соблюдение требований законодательных и нормативных документов по охране окружающей среды;
- выполнение природоохранных мероприятий в соответствии с годовыми и перспективными нормами охраны окружающей среды;
- своевременное выявление и оценку источников, а также возможных масштабов загрязнения окружающей среды на основе прогнозных расчетов;
- разработку мероприятий по устранению источников и ликвидации последствий загрязнения окружающей среды;



- систематическое наблюдение (проведение анализов) за качеством атмосферного воздуха.

Организация контроля выбросов вредных веществ позволит оценить экологическую обстановку, принять адекватные решения, соответствующие состоянию возможного загрязнения атмосферы выбросами загрязняющих веществ, выделяемых при эксплуатации запроектированных сооружений и оборудования.

Ввиду того, что в период подготовительных работ к строительству скважины (подготовка буровой площадки) имеются только неорганизованные источники выбросов (спецтехника), действующие периодически, контроль за выбросами сводится к контролю технического состояния данной спецтехники.

При строительстве и испытании скважины контроль за соблюдением нормативов ПДВ должен проводиться на источниках выбросов загрязняющих веществ.

Периодичность контроля - 1 раз в квартал.

План-график контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов представлен в таблицах 2.20-2.22.

Таблица 2.20 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при строительстве наклонно-направленной скважины с применением буровой установки ZJ-50

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок./ Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8
0101	Дизельный двигатели САТ-3512В с мощностью 1310 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	2,44533	2310,74313	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,39737	375,499421	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,12736	120,350319	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,50944	481,401276	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,92861	1822,46254	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,000004	0,00377985	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,03639	34,3871554	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,87333	825,26338	Аккредитованная лаборатория	0002
0102	Дизельный двигатель САТ-3512В с мощностью 1310 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	2,44533	2310,74313	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,39737	375,499421	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,12736	120,350319	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,50944	481,401276	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,92861	1822,46254	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,000004	0,00377985	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,03639	34,3871554	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,87333	825,26338	Аккредитованная лаборатория	0002
0103	Паровой котел	Азота (IV) диоксид (Азота	1 раз/кварт	0,10769	570,933942	Аккредитованная лаборатория	0002



	- бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	диоксид)					
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,0175	92,7787536	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,00984	52,1681677	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,23143	1226,95925	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,54685	2899,20351	Аккредитованная лаборатория	0002
0104	Емкость для дизтоплива 80 м ³	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000122	11,9933919	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,043434	4269,84411	Аккредитованная лаборатория	0002
0105	Емкость для дизтоплива 40 м ³	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000061	6,26923011	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,021717	2231,94869	Аккредитованная лаборатория	0002
0106	Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000006	13,5655748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,002172	4910,73807	Аккредитованная лаборатория	0002
0107	Емкость для масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00054	406,994879	Аккредитованная лаборатория	0002
0108	Емкость для отработанного масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00022	497,404409	Аккредитованная лаборатория	0002
0109	Цементировочный агрегат	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	1,06667	990,898381	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,17333	161,017387	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,06944	64,507283	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,16667	154,830485	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,86111	799,940473	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000017	0,00157924	Аккредитованная лаборатория	0002



		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,01667	15,4858354	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,40278	374,168252	Аккредитованная лаборатория	0002
6101	Сварочный аппарат	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	1 раз/кварт	0,00213		Аккредитованная лаборатория	0001
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	1 раз/кварт	0,00018		Аккредитованная лаборатория	0001
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,0003		Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,00265		Аккредитованная лаборатория	0001
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	1 раз/кварт	0,00015		Аккредитованная лаборатория	0001
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/)	1 раз/кварт	0,00066		Аккредитованная лаборатория	0001
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	1 раз/кварт	0,00028		Аккредитованная лаборатория	0001
6102	Буровые насосы	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01111		Аккредитованная лаборатория	0001
6103	Емкости для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,03833		Аккредитованная лаборатория	0001
6104	Дегазатор для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01377		Аккредитованная лаборатория	0001
6105	Сепаратор бурового	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,00376		Аккредитованная лаборатория	0001



	раствора						
6106	Узел приготовления цементного раствора	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	1 раз/кварт	0,0205		Аккредитованная лаборатория	0001
6107	Насос подачи ГСМ к дизелям	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277		Аккредитованная лаборатория	0001
6108	Насос подачи ГСМ к котельной установке	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277		Аккредитованная лаборатория	0001
6109	Емкости для отходов бурения	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01458		Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.							
0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.							



Таблица 2.21 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при строительстве наклонно-направленной скважины с применением буровой установки ZJ-70

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок./ Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8
0201	Дизельный двигатель САТ-3512 В - 1310 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	2,44533	2310,74313	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,39737	375,499421	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,12736	120,350319	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,50944	481,401276	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,92861	1822,46254	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,000004	0,00377985	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,03639	34,3871554	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,87333	825,26338	Аккредитованная лаборатория	0002
0202	Дизельный двигатель САТ-3512 В - 1310 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	2,44533	2310,74313	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,39737	375,499421	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,12736	120,350319	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,50944	481,401276	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,92861	1822,46254	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,000004	0,00377985	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,03639	34,3871554	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,87333	825,26338	Аккредитованная лаборатория	0002
0203	Паровой котел-	Азота (IV) диоксид (Азота	1 раз/кварт	0,10769	570,933942	Аккредитованная лаборатория	0002



	бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	диоксид)					
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,0175	92,7787536	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,00984	52,1681677	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,23143	1226,95925	Аккредитованная лаборатория	0002
0204	Емкость для дизтоплива 23.5 м ³	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,54685	2899,20351	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000122	11,9933919	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,043434	4269,84411	Аккредитованная лаборатория	0002
0205	Емкость для дизтоплива 20 м ³	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00003	3,08322792	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,010858	1115,92296	Аккредитованная лаборатория	0002
0206	Емкость для дизтоплива 30 м ³	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000061	6,26923011	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,021717	2231,94869	Аккредитованная лаборатория	0002
0207	Емкость для дизтоплива 4 м ³ (для котла)	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000006	13,5655748	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,002172	4910,73807	Аккредитованная лаборатория	0002
0208	Емкость для масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00054	610,450865	Аккредитованная лаборатория	0002
0209	Емкость для отработанного масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00022	497,404409	Аккредитованная лаборатория	0002
0210	Цементировочный агрегат	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	1,06667	990,898381	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,17333	161,017387	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,06944	64,507283	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид	1 раз/кварт	0,16667	154,830485	Аккредитованная лаборатория	0002



		сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)					
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,86111	799,940473	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000017	0,00157924	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,01667	15,4858354	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,40278	374,168252	Аккредитованная лаборатория	0002
6201	Сварочный аппарат	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/	1 раз/кварт	0,00201		Аккредитованная лаборатория	0001
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	1 раз/кварт	0,00017		Аккредитованная лаборатория	0001
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,00028		Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,00251		Аккредитованная лаборатория	0001
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	1 раз/кварт	0,00014		Аккредитованная лаборатория	0001
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/)	1 раз/кварт	0,00062		Аккредитованная лаборатория	0001
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	1 раз/кварт	0,00026		Аккредитованная лаборатория	0001
6202	Буровые насосы	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01111		Аккредитованная лаборатория	0001
6203	Емкости для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,03833		Аккредитованная лаборатория	0001



6204	Дегазатор для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01377		Аккредитованная лаборатория	0001
6205	Сепаратор бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,00376		Аккредитованная лаборатория	0001
6206	Узел приготовления цементного раствора	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	1 раз/кварт	0,02047		Аккредитованная лаборатория	0001
6207	Насос подачи ГСМ к дизелям	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277		Аккредитованная лаборатория	0001
6208	Насос подачи ГСМ к котельной установке	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001		Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277		Аккредитованная лаборатория	0001
6209	Емкости для отходов бурения	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01458		Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.							
0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.							



Таблица 2.22 – План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов (НДВ) на источниках выбросов при испытании (освоении) наклонно-направленной скважины с применением установки XJ-550

№ источника, № контрольной точки	Производство, цех, участок. /Координаты контрольной точки	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов ПДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м ³		
1	2	3	4	5	6	7	8
0301	Дизельный двигатель САТ-3412 В-429 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,9152	1917,63399	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,14872	311,615523	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,05958	124,838978	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,143	299,630311	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,73883	1548,08295	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000014	0,00293344	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,0143	29,9630311	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,34558	724,099599	Аккредитованная лаборатория	0002
0302	Дизельный двигатель Volvo SVL-250-200 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,42667	1525,31349	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,06933	247,84959	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,02778	99,3114324	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,06667	238,340288	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,34444	1231,34736	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000007	0,00250245	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,00667	23,8447536	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,16111	575,956259	Аккредитованная лаборатория	0002
0303	Дизельный двигатель САТ КТ38-Р780 -	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	1,2416	1950,89864	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,20176	317,021029	Аккредитованная лаборатория	0002



	582 кВт	Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,08083	127,006393	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,194	304,827912	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,00233	1574,93898	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000019	0,00298543	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,0194	30,4827912	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,46883	736,662217	Аккредитованная лаборатория	0002
0304	Дизельный двигатель САТ КТ38-Р780 - 582 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	1,2416	1950,89864	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,20176	317,021029	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,08083	127,006393	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,194	304,827912	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	1,00233	1574,93898	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000019	0,00298543	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,0194	30,4827912	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,46883	736,662217	Аккредитованная лаборатория	0002
0305	Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,10771	570,692886	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,0175	92,722361	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,00984	52,136459	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,23149	1226,53139	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,54698	2898,13012	Аккредитованная лаборатория	0002
0306	Емкость для дизтоплива 20 м ³	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00003	11,3050295	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,01086	4092,42067	Аккредитованная лаборатория	0002
0307	Емкость для	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,000006	13,5655748	Аккредитованная лаборатория	0002



	дизтоплива 4 м ³ (для котла)	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,002172	4910,73807	Аккредитованная лаборатория	0002
0308	Емкость для масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00011	248,702204	Аккредитованная лаборатория	0002
0309	Емкость для отработанного масла	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	1 раз/кварт	0,00011	248,702204	Аккредитованная лаборатория	0002
0310	Цементировочный агрегат	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,3776	1656,23976	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,06136	269,13896	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,02458	107,813488	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,059	258,787462	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,30483	1337,05393	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000006	0,00263174	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,0059	25,8787462	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,14258	625,388412	Аккредитованная лаборатория	0002
0311	Цементировочный агрегат	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,3776	1656,23976	Аккредитованная лаборатория	0002
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	1 раз/кварт	0,06136	269,13896	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод (Сажа, Углерод черный)	1 раз/кварт	0,02458	107,813488	Аккредитованная лаборатория	0002
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	1 раз/кварт	0,059	258,787462	Аккредитованная лаборатория	0002
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,30483	1337,05393	Аккредитованная лаборатория	0002
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1 раз/кварт	0,0000006	0,00263174	Аккредитованная лаборатория	0002
		Формальдегид (Метаналь)	1 раз/кварт	0,0059	25,8787462	Аккредитованная лаборатория	0002
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	1 раз/кварт	0,14258	625,388412	Аккредитованная лаборатория	0002
6301	Сварочный аппарат	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в	1 раз/кварт	0,002	-	Аккредитованная лаборатория	0001



		пересчете на железо/					
		Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/	1 раз/кварт	0,00017	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид)	1 раз/кварт	0,00028	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ)	1 раз/кварт	0,00249	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/	1 раз/кварт	0,00014	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/)	1 раз/кварт	0,00062	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений)	1 раз/кварт	0,00026	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6302	Буровые насосы	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01111	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6303	Емкости для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,02222	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6304	Дегазатор для бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,01377	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6305	Сепаратор бурового раствора	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1 раз/кварт	0,00376	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6306	Насос подачи ГСМ к дизелям	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001	-	Аккредитованная лаборатория	0001
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277	-	Аккредитованная лаборатория	0001
6307	Насос подачи	Сероводород (Дигидросульфид)	1 раз/кварт	0,00001	-	Аккредитованная лаборатория	0001



	ГСМ к котельной установке	(518) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П)	1 раз/кварт	0,00277	-	Аккредитованная лаборатория	0001
ПРИМЕЧАНИЕ:							
0001 - Расчетным методом по той методике, согласно которой эти выбросы были определены, с контролем основных параметров, входящих в расчетные формулы.							
0002 - Инструментальным методом, согласно Перечню методик, действующему на момент проведения мероприятий по контролю.							



В рамках экологического мониторинга решаются сложные и многоплановые задачи, связанные с определением комплексной техногенной нагрузки и выявлением экологически неблагополучных территорий. Основной целью экологического мониторинга является предотвращение необратимых изменений окружающей среды на основе изучения тенденций изменения компонентов природной среды, выявления причинно-следственных связей и оперативного прогноза их будущего состояния в зависимости от фактического техногенного воздействия, путем создания системы наблюдения и контроля воздействия на окружающую среду.

Согласно статьям 182 и 186 «Экологического кодекса Республики Казахстан», природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль, основным элементом которого является производственный мониторинг, выполняемый для получения объективных данных с установленной периодичностью.

Производственный мониторинг осуществляется в соответствии с требованиями законодательных актов Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан.

В программе производственного экологического контроля устанавливаются обязательный перечень параметров, отслеживаемых в процессе производственного экологического контроля, критерии определения его периодичности, продолжительность и частота измерений, используемые инструментальные или расчетные методы.

При ведении производственного мониторинга решаются следующие задачи:

- проверка выполнения требований законодательных актов, нормативных и других подобных документов, предъявляемых к состоянию природных объектов;
- своевременное выявление изменений состояния природной среды на основе наблюдений;
- оценка выявленных изменений окружающей среды, прогноз ее возможных изменений, сравнение фактических и прогнозируемых воздействий на природные объекты;
- проверка эффективности экологически обоснованных конструктивных решений и природоохранных мероприятий на основе получаемых результатов мониторинга;
- изучение последствий аварий, приведших к загрязнению природной среды, уничтожению флоры и фауны;

- выработка рекомендаций по предупреждению и устранению последствий негативных процессов.

Мониторинг окружающей среды должен проводиться специализированной организацией, уполномоченной осуществлять данный вид деятельности на основании свидетельства Технического комитета по стандартизации, метрологии и сертификации. Число постов наблюдений и их размещение определяются уполномоченным органом в области охраны окружающей среды в пределах его компетенции с учетом численности населения, рельефа местности, фактического уровня загрязнения. Замеры концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе должны выполняться с помощью специальных газоанализаторов, либо с отбором проб и последующим их химическим анализом в лабораторных условиях, имеющей аттестацию и сертифицированное оборудование. Мониторинговые исследования на объектах будут обеспечивать преемственность подходов и контролируемых параметров с ныне действующей системой мониторинга, и включать в себя систематические измерения качественных и количественных показателей компонентов природной среды в зоне техногенного воздействия и на фоновых участках.

Периодичность наблюдения за состоянием атмосферного воздуха на объектах месторождения и на границе СЗЗ проводятся один раз в квартал. Полученные результаты замеров сравниваются с максимально разовыми предельно допустимыми концентрациями (ПДКм.р.) или ориентировочными безопасными уровнями воздействия загрязняющих веществ (ОБУВ). Результаты наблюдений за состоянием атмосферного воздуха анализируются и представляются в отчетах по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

А также в период проектируемых работ рекомендуется проводить операционный мониторинг, который включает в себя наблюдение за параметрами технологического процесса для подтверждения того, что показатели производственных работ находятся в диапазоне, который считается целесообразным для его надлежащей эксплуатации, и не несут угрозу компонентам окружающей среды. Содержание операционного мониторинга определяется недропользователем.

Мониторинг эмиссий в окружающую среду включает в себя наблюдение за эмиссиями у источника для слежения за производственными потерями, количеством и качеством эмиссий и их изменением, в соответствии с Планом-графиком контроля за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

2.1.9 Разработка мероприятий по регулированию выбросов в период особо неблагоприятных метеорологических условий

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферы во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ. Неблагоприятными метеорологическими условиями при проектируемых работах являются:

- штиль;
- температурная инверсия;
- высокая относительная влажность (выше 70 %).

Любой из этих неблагоприятных факторов может привести к внештатной ситуации, связанной с риском для жизни обслуживающего персонала и нанесением вреда окружающей природной среде. Поэтому необходимо в период НМУ (в зависимости от тяжести неблагоприятных метеорологических условий) дополнительно предусмотреть мероприятия, которые не требуют существенных затрат и носят организационно-технический характер.

В целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации. При наступлении неблагоприятных метеорологических условий, в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в тоже время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия. В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферы составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше ПДК.

Мероприятия по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;

- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферу;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферу;
- интенсифицировать влажную уборку производственных помещений предприятия, где это допускается правилами техники безопасности.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 15 %-20 %. Мероприятия по второму режиму включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 20 %-40 %.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы на 40 %-60 %, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов:

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ; остановку производств, не имеющих газоочистного оборудования; проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

2.2 Оценка воздействия на состояние вод

2.2.1 Потребность в водных ресурсах для намечаемой деятельности на период строительства и эксплуатации, требования к качеству используемой воды

Водоснабжение буровой бригады для технических нужд будет осуществляться по водопроводу с водовода технической воды Куйлыс. Для хозяйственно-бытовых нужд и котельной установки – транспортировка воды автоцистернами из города Актау. Водоснабжение буровой бригады бутилированной питьевой водой будет осуществляться автотранспортом из города Актау.

Хранение воды предусматривается:

- Для станка ZJ-50: хранение воды для технических нужд в 4-х ёмкостях объёмом 40 м³ каждая. Хранение воды для хозяйственно-бытовых нужд и котельной в 2-х ёмкостях с системой очистки объёмом 30 м³ каждая.
- Для станков ZJ-70 и XJ-550 хранение для технических нужд в 2-х емкостях объёмом - 45 м³ каждая. Хранение воды для хозяйственно – бытовых нужд и котельной установки в емкости с системой очистки объёмом - 25 м³.

Расход воды, согласно данным технической части настоящего проекта в период проектируемых работ представлен в таблице 2.23.

Таблица 2.23 - Расход воды на технические и хозяйственно-бытовые нужды, м³

Наименование работы	Расход воды, м ³			
	Для хозяйственно-бытовых нужд	Для котельной установки	Для технических нужд	Всего
Подготовительные работы	15,5	7,80	-	23,3
Строительство и монтаж	45,1	-	-	45,1
Бурение и крепление	334,9	168,8	1696,4	2200,1
Испытание на продуктивность	37,4	18,8	264,4	320,6
Итого:	432,9	195,4	1960,8	2589,1

Согласно технической части проекта на скважине одновременно будут находиться (по СЭСН-49 т. 49-401, 49-402):

- При подготовительных работах, перед бурением скважины - 16 человек;
- При строительстве и монтаже буровой установки - 20 человек;
- При бурении и креплении - 16 человек;
- При испытании скважины на продуктивность - 16 человек.

Расчет расхода воды

Для хозяйственно-бытовых нужд

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



При подготовительных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 6 = 15,5 \text{ м}^3$.

При строительно-монтажных работах: $(0,025+0,036+0,1) \times 20 \times 14 = 45,1 \text{ м}^3$.

При бурении и креплении: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 130 = 334,9 \text{ м}^3$.

При испытании: $(0,025+0,036+0,1) \times 16 \times 14,5 = 37,4 \text{ м}^3$.

Для котельной установки:

Расход воды составляет - $3,0 \text{ м}^3/\text{сут.}$ (паспортные данные)

при подготовительных работах: $3 \times 6 \times 158/365 = 7,8 \text{ м}^3$.

при бурении и креплении: $3 \times 130 \times 158/365 = 168,8 \text{ м}^3$.

при испытании: $3 \times 14,5 \times 158/365 = 18,8 \text{ м}^3$.

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (6+130+14,5) \times 158/365 = 65,1 \text{ сут.}$

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

Для технических нужд:

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

При бурении и креплении: $1343,20+281,2+72 = 1696,40 \text{ м}^3$, где: 1343,20 - потребность воды для приготовления бурового раствора, м^3 , 281,2 – потребность воды для цементирования, м^3 , 72,0 - вода для опрессовки, м^3 .

При испытании потребность воды составит – $264,3626 \text{ м}^3$.

Согласно технической части «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман» в процессе буровых операций образуются буровые сточные воды.

Количество образования буровых сточных вод определяется по формуле:

$$V_{\text{бсв}} = V_{\text{обр}} \times 0,25,$$

где $V_{\text{обр}}$ - объем отработанного бурового раствора – $201,0 \text{ м}^3/\text{скв.}$

$$V_{\text{бсв}} = 201,0 \times 0,25 = 50,2 \text{ м}^3$$

При образовании общего объема буровых сточных вод, также учтены сточные воды, образующиеся при цементировании скважины в объеме $76,32 \text{ м}^3$, и при освоении скважины в объеме $222,9 \text{ м}^3$.

Итого объем буровых сточных вод составит:

$$50,2+76,32+222,9 = 349,42 \text{ м}^3.$$

Сброс сточных вод в поверхностные водотоки и водоемы не предусматривается. Отвод хозяйственно-бытовых сточных вод будет производиться в септик и по мере



заполнения его, будет вывозиться сторонней специализированной организацией по договору на очистные сооружения. Выбор организации будет определен после получения всех разрешительных документов по данному проекту. Перед реализацией утвержденного проекта будет объявлен тендер на вывоз и утилизацию сточных вод.

Производственные сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций, также будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию, согласно договора, который будет заключен после проведения тендера.

2.2.2 Характеристика источника водоснабжения, его хозяйственное использование, местоположение водозабора, его характеристика

Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. На всех этапах строительства скважины предусматривается использовать привозную воду, как для технических, так и для питьевых и хоз-бытовых нужд персонала. Источники водоснабжения – привозная.

На стадии подготовительных работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Обслуживание работ при строительстве скважины на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. Проживание предполагается в полевом лагере. Хозяйственно-бытовые стоки от полевого лагеря будут отводиться в специальные емкости. Для хозяйственно - бытовых и питьевых нужд, работающего персонала питьевая вода будет доставляться к месту работы в закрытых емкостях, которые будут снабжены кранами. Емкости изготавливаются из материалов, разрешенных Минздравом Республики Казахстан. Питьевая вода соответствует качеству ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая».

Объёмы воды приняты в соответствии с технической частью проекта на строительство скважины.

Вода, используемая на хозяйственно-бытовые нужды должна соответствовать требованиям санитарных правил и норм Республики Казахстан.

2.2.3. Водный баланс объекта, с обязательным указанием динамики ежегодного объема забираемой свежей воды, как основного показателя экологической эффективности системы водопотребления и водоотведения

Схема водопотребления и водоотведения при строительстве скважины приведена на рисунке 2.7 и в таблице 2.24.

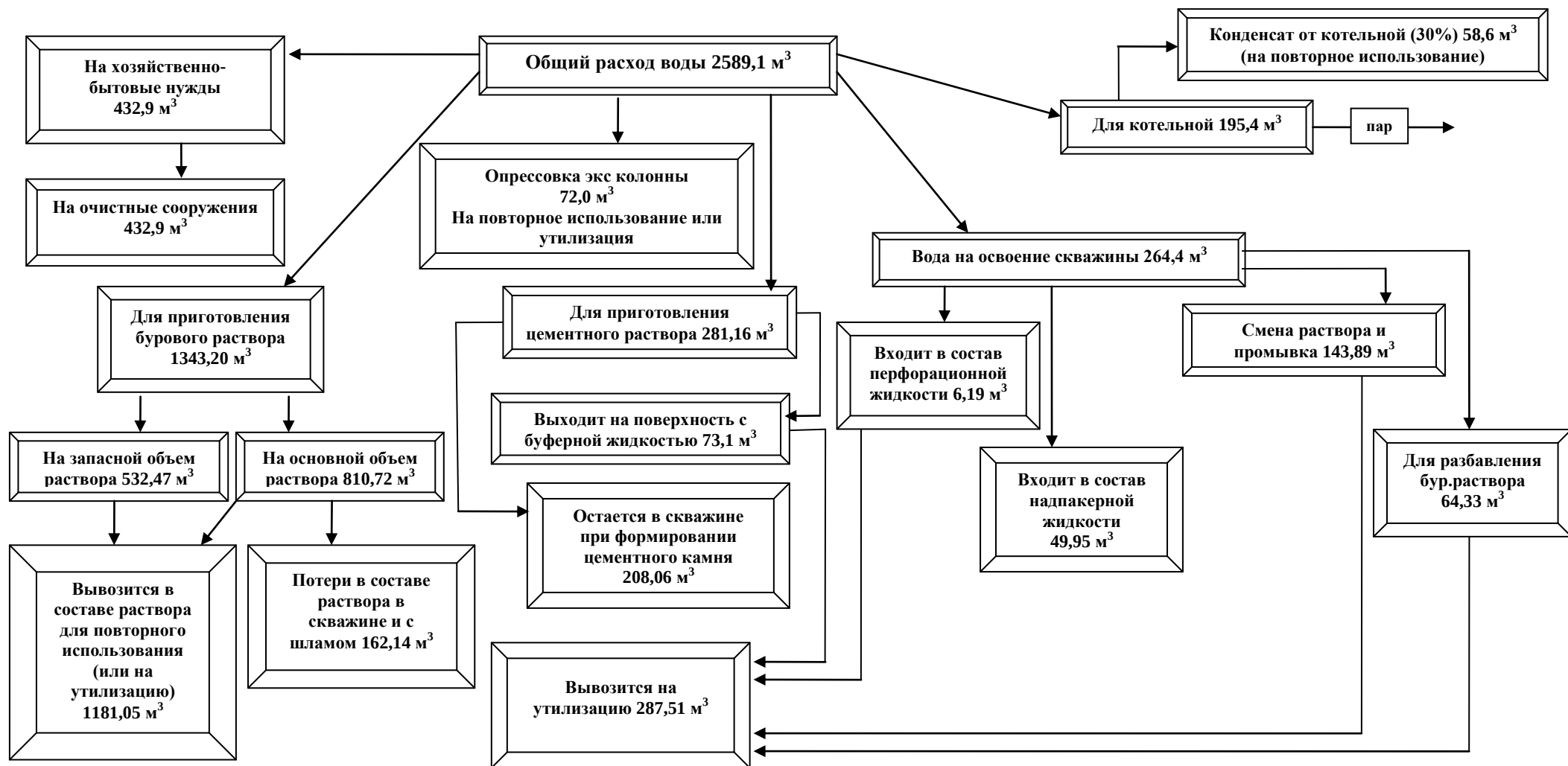


Рисунок 2.7 – Схема водопотребления и водоотведения



Таблица 2.24 - Баланс водопотребления и водоотведения при строительстве наклонно-направленной скважины СК 103-Н

Расход воды		Объем, м ³	Расчет расхода воды (ссылка)	Примечания	Объем, м ³
1. На хозяйственно-бытовые нужды		432,9	таб.1.1.1	<i>на очистные сооружения</i>	432,9
2. Для приготовления бурового раствора		1343,2	таб.7.6	<i>потери в скважине</i>	162,1
<i>в том числе:</i>	-на запасной объем раствора	532,5		<i>вывозится в составе раствора для повторного использования (или на утилизацию)</i>	1181,1
	-на основной объем раствора	810,7			
3. На опрессовку эксплуатационной колонны		72,0	таб.1.1.1	<i>для повторного использования или на утилизацию</i>	72,0
4. Для приготовления цементного раствора и буферной жидкости		281,2	таб.9.16	<i>остается в скважине при формировании цем. камня</i>	208,1
<i>в том числе:</i>	- для цементного раствора	208,1		<i>выходит на поверхность с буфером</i>	73,1
	- для буферной жидкости	73,1			
5. На освоение скважины		264,4	(таб.10.10, 10.12)	<i>вывозится на утилизацию после цементирования и освоения</i>	287,5
<i>в том числе:</i>	- в составе перфорационной жидкости	6,2			
	- в составе надпакерной жидкости	50,0			
	- для смены раствора и промывки	143,9			
	- для разбавления бурового раствора	64,33			
6. Для котельной		195,4	таб.1.1.1	<i>конденсат от котельной (30%) на повторное использование</i>	58,6
Общий расход воды, м³		2589,1			



2.2.4 Поверхностные воды

Гидрографическая характеристика территории

Для региона характерным являются условия засушливого климата с резкими колебаниями температуры, большим дефицитом влажности, высоким уровнем засоленности почв с характерной однородной пространственной структурой.

Гидрографическая сеть месторождения Северный Кариман не развита. Поверхностные водные источники непосредственно на территории месторождения Северный Кариман отсутствуют.

Мощным открытым водным бассейном региона является Каспийское море. Средняя глубина моря в прибрежной части от 1 до 5 метров. Уровень подвержен колебаниям.

По последним данным уровень Каспия составляет минус 26,95 – 26,97 м. Колебания уровня моря увязываются с климатическими факторами. Вода в Каспийском море слабо соленая.

Вода в сорах бывает в период снеготаяния и обильных дождей. Основная часть солевой массы в своем происхождении обязана выщелачиванию морских отложений и накоплению солей с образованием рапы под действием испарения. При высыхании соров поверхность покрывается белой солью.

В процессе проведения работ на рассматриваемом участке **отсутствует сброс сточных вод** в водные объекты и на рельеф местности. Все сточные воды, накопленные на территории полевого лагеря, сдаются на утилизацию специализированной организации по договору.

Обоснование максимально возможного внедрения оборотных систем, повторного использования сточных вод, способы утилизации осадков очистных сооружений **не предусматривается проектом.**

Ввиду отсутствия предложений по установлению нормативов допустимых сбросов (НДС), разработка и реализация водоохранных мероприятий, направленных на достижение НДС **не предусматривается проектом.**

Возможность изъятия нормативно - обоснованного количества воды из поверхностного источника в естественном режиме, без дополнительного регулирования стока **не рассматривается.**

2.2.5 Подземные воды

Гидрогеологические параметры описания района, наличие и характеристика разведанных месторождений подземных вод

Согласно гидрогеологическому районированию месторождение расположено в пределах Южно-Мангышлакского артезианского бассейна второго порядка, в составе которого выделяются три основных гидрогеологических комплекса: триасовый, юрский и меловой.

Гидрогеологическая характеристика пластовых вод триасового возраста недостаточно изучена. Нефтегазопродуктивные и водовмещающие породы среднего триаса представлены терригенно-карбонатным комплексом, где преобладают органогенно-детритовые известняки с включением туфогенного материала. В нижней части разреза известняки под воздействием метасоматического замещения переходят в доломитизированные известняки и доломиты массивные микро-тонкозернистые, в которых содержание туфопесчаников значительное и достигает 20%. Продуктивные горизонты среднего триаса перекрыты отложениями верхнетриасовой толщи преимущественно сложенной туфоаргиллитами с незначительным содержанием туфопесчаников и карбонатов. Наряду с продуктивностью эти отложения успешно выполняют роль покрышки для углеводородов. Условия залегания триасовых отложений характеризуются развитием внутриформационных размывов и несогласным залеганием пород, а также широким распространением тектонических нарушений, обусловивших блоковое строение, образование тектонически-ограниченных участков, изолированных площадей, повышенной степени уплотнения пород, появление зон трещиноватости, выщелачивания и проявление других дестабилизирующих факторов. Формирование доюрского водоносного комплекса происходит в сложных геолого-структурных условиях при аномально высоких пластовых давлениях (АВПД) с градиентом 1,3 – 1,4 величина пластового давления на месторождении на глубине 4000 метров удаётся на уровне 56-57,5 МПа, пластовая температура +152-155 °С. При такой высокой температуре образуется высокоподвижный газо-водяной пар. Перемещаясь вверх по разрезу при смене термобарических условий, пар конденсируется и под газонефтяными залежами образуются очаги опресненных пластовых вод. Одновременно отмечается повышенное содержание CO₂, растворённого в нефти, в газе и в пластовой воде. Это один из вариантов объяснения снижения минерализации пластовых вод глубоко залегающих водоносных горизонтов триасовых отложений до 20 г/л (Ю.Жетыбай) и 72-81 г/л на структурах Баканд, Ракушечномысская, расположенных южнее, с изменением плотности пластовых вод от 1,007



до 1,035-1,09 г/см³. При этом на ряде площадей в триасовых отложениях отмечаются типичные хлоркальциевые воды с минерализацией 157-215 г/л.

Исходя из особенностей геологического строения и гидрохимической обстановки в условиях отсутствия источника постоянного поступления и затрудненного обмена пластовых вод, при насыщенности нефти растворенным газом, следует ожидать упругий режим работы триасовых залежей нефти за счёт энергии растворённого газа. Несмотря на АВПД, при эксплуатации нефтяных залежей пластовое давление заметно снижается, а при остановке скважины медленно восстанавливается. Два верхних водоносных комплекса - юрский и меловой, разделены мощной пачкой плотных массивных известняков, мергелей и глин верхней юры, достигающих толщины более 300 м. Несмотря на это, нижнемеловой и юрский комплексы имеют близкий химический состав вод, одинаковые условия формирования и единую гидрогеологическую схему строения. Водовмещающие терригенные породы нижнего мела, средней и нижней юры представлены выдержанными пачками высокопористых коллекторов, выходящих на дневную поверхность от Тюбеджика в широтном направлении до восточной периклинали Карасья-Таспасского поднятия общей протяженностью более 200 км. Эта зона интенсивной инфильтрации атмосферных осадков и конденсационных вод является областью питания мелового и юрского артезианских бассейнов.

От северной бортовой зоны юрские и меловые отложения моноклинально погружаются к юго-центральной части прогиба. Соответственно в южном направлении увеличиваются минерализация пластовых вод, возрастают пластовая энергия, давление и температура, затруднен водообмен. Юрский водоносный этаж непосредственно связан с современными структурными особенностями строения Южно-Мангышлакского прогиба.

В Жетыбай-Узеньской тектонической зоне подземные воды юрского комплекса вскрываются на глубинах от 1200 до 2000 м на Узени и Карамандыбасе, до 2300-2450 м – на Жетыбае, Тенге, Тасбулате. Южнее, на Песчаномысском поднятии, они залегают на глубине 2650 м на Карагиинском поднятии – на глубине 2925 м. в центральной части прогиба юрский водоносный комплекс залегает на глубине 4500 м. В отдельных скважинах месторождения Жетыбай притоки воды достигают 1-2 л/сек. На площади Долинное в юрских отложениях получены при ИПГ притоки воды с дебитами в условиях испытания от 110 до 250 м³/с.

Химический состав пластовых вод нижней и средней юры характеризуется повсеместным развитием хлоркальциевых растворов с низким содержанием сульфатов. Минерализация в районе выхода на поверхность на Карасья-Таспасе равна 4-5 г/л, на Жетыбае и Узени -140-160 г/л, плотность-1,04-1,11 г/см³. В пластовых водах юры отмечена



высокая концентрация брома и йода (Узень, соответственно 450 мг/л и 5-6 мг/л). Растворенные в воде газы представлены углеводородными, с преобладанием метана, на некоторых структурах отмечена высокая концентрация тяжелых УВ. Содержание углекислого газа редко превышает 1-2%.

Воды верхнего мелового комплекса приурочены к терригенным отложениям от альб-сеномана до валанжина включительно. От выходов на дневную поверхность с отметками рельефа плюс 100 – плюс 200 м кровля комплекса погружается к центральной части Южно-Мангышлакского прогиба на глубину 1450 м (Курганбай). В разрезе сеномана и нижнего мела выделяются 12-15 пластов высокопористых песчаников, минерализация альб-сенонапских вод в сводовой части Беке-Башкудукского мегавала вплоть до родника Куюлус не превышает 2-5 г/л, на Тюбеджике – 8 г/л, на Жетыбае-Узени увеличивается до 19-21,7 г/л.

Химический состав также меняется от сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого на севере на хлоркальциевый тип вод - на юге. На протяжении многих лет пластовая альб-сеноманская вода от Куюлусского водозабора по водопроводу поступает на МАЭК, и после обработки она используется для городского водоснабжения, в качестве добавки к опресненным морским водам.

Район расположения месторождения Северный Кариман находится в зоне влияния водозабора Куюлус. Устье скважины СК103-Н находится за пределами Горного отвода месторождения Куюлус-Меловое. На месторождении Северный Кариман грунтовые воды залегают на глубине от 3 до 4 метров.

Современное состояние подземных вод

С целью получения информации о состоянии подземных вод и оценки влияния на них деятельности ТОО «Емир-Ойл» на месторождении Северный Кариман заложена наблюдательная скважина №1, где осуществляется мониторинг подземных вод.

Контроль над состоянием подземных вод в 3 квартале 2022 года проводились специалистами ТОО «НИИ «Батысэкопроект». Мониторинг подземных вод производился согласно «Программы экологического контроля ТОО «Емир-Ойл»» для определения общего химического состава воды и наличия загрязняющих веществ, включая следующие ингредиенты: pH, общая минерализация (сухой остаток), взвешенные вещества, макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , Na+K, Ca^{2+} , Mg^{2+}), окисляемость перманганатная, жесткость общая, суммарные нефтяные углеводороды, фенолы, аммоний, нитриты, нитраты, фосфаты, СПАВ, БПК, ХПК, тяжелые металлы (Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe).



Ввиду того, что в Республике Казахстан отсутствуют нормативы предельно-допустимых концентраций (ПДК) для сильноминерализованных грунтовых вод, оценка состояния подземных вод, относительно нормативов предельно допустимых концентраций химических веществ не приводится.

На основании результатов проведенного экологического мониторинга подземных вод на территории месторождения Северный Кариман в 3 квартале 2022 года можно отметить, что подземные воды соленые, минерализованные.

По причине высокой минерализации данные воды не относятся к источникам питьевого водоснабжения. Повышенная минерализация подземных вод обусловлена природными факторами.

Сводная таблица концентраций загрязняющих химических веществ в подземных водах представлена в таблице 2.25.

Таблица 2.25 - Результаты анализа подземной воды отобранной на месторождении Северный Кариман в 3 квартале 2022 года

Показатели, мг/дм ³	Скважина №1
Концентрация ионов водорода, ед.	7,27
Окисляемость перманганатная, мг/дм ³	20,1
Концентрация азота общего, мг/дм ³	0,025
Концентрация азота аммонийного, мг/дм ³	0,020
Концентрация нитрит - ионов, мг/дм ³	0,24
Концентрация нитратов, мг/дм ³	1,61
Концентрация фосфат-ионов, мг/дм ³	0,032
Концентрация жесткости общей, мг-экв/дм ³	170,8
Сухой остаток, мг/дм ³	37290,0
Концентрация хлорид - ионов, мг/дм ³	16718
Концентрация сульфат-ионов, мг/дм ³	3774,5
Взвешенные вещества, мг/дм ³	14,8
Концентрация гидрокарбонат-ионов, мг/дм ³	188,0
Концентрация нефтепродуктов, мг/дм ³	0,019
Концентрация фенола, мг/дм ³	<0,0005
Концентрация СПАВ, мг/дм ³	0,039
Концентрация БПК ₅ , мг/дм ³	25,57
Концентрация ХПК, мг/дм ³	50,5
Концентрация меди, мг/дм ³	0,0056
Концентрация кадмия, мг/дм ³	<0,0001
Концентрация железа общего, мг/дм ³	0,068
Концентрация цинка, мг/дм ³	0,042
Концентрация свинца, мг/дм ³	<0,003
Концентрация марганца, мг/дм ³	0,016
Концентрация никеля, мг/дм ³	0,017
Концентрация кобальта, мг/дм ³	<0,001
Концентрация кальция, мг/дм ³	950,5
Концентрация магния, мг/дм ³	1508,4
Концентрация натрия и калия, мг/дм ³	14240,7

Оценка воздействия на подземные воды

Проведение буровых работ включает следующие операции, которые могут оказать негативное влияние на состояние подземных вод:

- бурение скважин, в результате которого может произойти нарушение естественной защищённости водоносных горизонтов и загрязнение их буровыми растворами и пластовыми флюидами;
- испытание скважин, когда в случаях аварийных ситуаций может произойти загрязнение водоносных горизонтов;
- утечки горюче-смазочных веществ, случайные проливы буровых растворов;
- смыв загрязнений с территории буровой площадки ливневыми водами.

В целом на стадии строительства скважины при соблюдении запланированных технологий и мероприятий, не предвидится сильных воздействий на водные ресурсы. Комплекс водоохраных мероприятий, предусмотренных во время буровых операций в значительной мере смягчит возможные негативные последствия. При соблюдении природоохранных мероприятий влияние строительства на подземные воды можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается **низкая** (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Мероприятия по защите подземных вод от загрязнения

Для защиты поверхностных и подземных вод предусматривается и рекомендуется реализация следующих мероприятий по предупреждению миграции загрязняющих веществ в водоносные горизонты:

- четкая организация учета водопотребления и водоотведения;
- во время буровых работ необходимо ограничить расход воды для технических целей, используя ее повторно по замкнутому циклу;
- скважина оборудуется специальными устройствами, предотвращающими внезапные нефтегазопроявления на устьях и их, излив на дневную поверхность;
- все операции по приготовлению и закачке бурового раствора должны иметь замкнутый цикл;
- химические реагенты необходимо транспортировать в исправной таре и их хранение в специальном помещении;
- приготовление и обработку бурового раствора осуществлять в циркуляционной системе;
- хранение бурового раствора в металлических емкостях;
- для значительного сокращения воды, попадающий в сток, и разливов бурового раствора, производителю работ необходимо тщательно следить за герметичностью всех желобных трубных соединений;
- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями (параметрами) бурового раствора и уровнем его в рабочих емкостях;
- устройство бетонированных стоков в шахту с последующей откачкой жидкости в емкости;
- гидроизоляция синтетической пленкой и укладка железобетонных плит под вышечным блоком, блоком приготовления раствора, буровыми насосами;
- реализация безамбарного бурения (твердые и жидкие отходы бурения будут собираться в металлические емкости с последующим вывозом в места временного размещения или утилизации);
- при освоении и испытании с целью вывода скважины на эксплуатационный режим нефтегазовая смесь со скважины будет направлена на коллектор Кариман-Долинное. Затем по коллектору, данная смесь будет поступать в НГС



на Долинном, где газ будет отделяться и через ГС будет направлен на УПГ Долинное для дальнейшей прокачки на УПГ Аксаз.

- не допускать разливов ГСМ;
- соблюдать правила техники безопасности.
- в связи с тем, что район расположения месторождения Северный Кариман находится в зоне влияния водозабора Куюлус, что налагает определенные ограничения режима пользования, во избежание негативных воздействий на компоненты природной среды компания ТОО «Емир-Ойл» в рамках программы производственного мониторинга окружающей среды на месторождении Северный Кариман проводятся наблюдения за состоянием подземных вод согласно графика. На месторождении Северный Кариман пробурена наблюдательная скважина. Мониторинг подземных вод проводится специализированной организацией на договорной основе.

Рекомендации по организации производственного мониторинга воздействия на подземные воды

Производственный мониторинг состояния водных ресурсов предусматривает осуществление наблюдений за источниками воздействия на водные ресурсы рассматриваемого района, а также их рационального использования.

В связи с вывозом очищенных хозяйственно-бытовых и производственных вод для утилизации сторонними предприятиями мониторинг эмиссий – наблюдения за объемами и качеством этих видов сточных вод на объектах ТОО «Емир-Ойл» не предусматривается.

В связи с отсутствием накопителей сточных вод ТОО «Емир-Ойл» и водных объектов, используемых в качестве источников водоснабжения, мониторинг воздействия не предусмотрен.

В настоящее время существующая мониторинговая сеть на территории ТОО «Емир-Ойл» состоит из 19 скважин, 4 скважины (скв.№2-5) из которых, расположены на месторождении Емир, 3 скважины (скважина №2-4) расположена на месторождении Долинное, 3 скважины (скв.№1-3) расположены на месторождении Аксаз, 7 скважин (скв.№1-7) на месторождении Кариман и по 1 скважине на месторождениях Северный Кариман и Борлы.

В целях определения влияния производственных работ на месторождении Северный Кариман на подземные воды компанией ежеквартально проводится мониторинг подземных



вод. Точкой отбора проб на изучение подземных вод является гидронаблюдательная мониторинговая скважина № 1 на месторождении Северный Кариман.

Результаты мониторинга позволяют своевременно выявить и провести оценку происходящих изменений окружающей среды при осуществлении производственной деятельности. В пробах подземных вод определяется содержание загрязняющих веществ, характерных для нефтяных месторождений. В рамках мониторинговых исследований рекомендуется определение следующих веществ: pH, общая минерализация (сухой остаток); взвешенные вещества; макрокомпонентный состав подземных вод (HCO_3^- , Cl^- , SO_4^{2-} , $\text{Na}+\text{K}$, Ca^{2+} , Mg^{2+}); окисляемость перманганатная, жесткость общая; суммарные нефтяные углеводороды; фенолы; аммоний, нитриты, нитраты, фосфаты; СПАВ, БПК, ХПК; тяжелые металлы – Cu, Ni, Cd, Co, Pb, Zn, Fe.

Химические анализы проб подземных вод проводятся в сертифицированных (аттестованных) Госстандартом РК лабораториях, по утвержденным в Республике Казахстан методикам. Результаты анализов записываются в бланки установленной формы.

По результатам анализов производится нормирование качества грунтовых вод, которое заключается в установлении допустимых значений показателей состава и свойств воды, в пределах которых надежно обеспечиваются необходимые условия водопользования и благополучное состояние водного объекта.

В связи с тем, что нормативы качества сильноминерализованных грунтовых вод в Республике Казахстан не разработаны, рекомендуем основное внимание уделять динамике изменения содержания загрязняющих компонентов в подземных водах в сравнении со значениями, полученными при предыдущих этапах исследований.

В рамках проведения мониторинга подземных вод на контрактной территории ТОО «Емир-Ойл» рекомендуется продолжить исследование состояния подземных вод в существующем режиме. В настоящее время, проводимые исследования подземных вод, в рамках «Программы производственного экологического контроля ТОО «Емир-Ойл», охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе подземных вод. Если результаты мониторинга подземных вод будут указывать на отсутствие негативных экологических процессов, то возможна корректировка перечня контролируемых параметров.

2.2.6. Определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, определение нормативов допустимых сбросов загрязняющих веществ не предполагается. Все сточные воды передаются специализированным подрядным организациям.

2.2.7. Расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии

Сброс сточных вод в водные объекты, на рельеф местности или в пруды-накопители проектными решениями не предусматривается. Следовательно, расчеты количества сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, в целях заполнения декларации о воздействии не предполагается.

2.3 Оценка воздействия на недра

2.3.1 Наличие минеральных и сырьевых ресурсов в зоне воздействия намечаемого объекта (запасы и качество)

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за №482 от 09.06.2000 года заключенного в соответствии с Лицензией серии АИ №1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз – Емир – Долинное в Мангистауской области. В 2004 году ТОО «Емир-Ойл» заключило Дополнение №2 от 10.09.2004 года к Контракту №482 от 09.06.2000 года о продлении разведки до 09.07.07 года, а также заключило Дополнение №3 от 07.12.2004 года о расширении контрактной территории, с учетом расширения площадь лицензионной территории месторождений ТОО «Емир-Ойл» составляет 464,17 км² и включает в себя месторождения Емир, Долинное, Аксаз, Кариман, Борлы.

Площадь горного отвода месторождения Северный Кариман составляет 4,55 км².

В административном отношении месторождение Северный Кариман расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области. Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау – в 30 км к юго-западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас – Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау – Форт-Шевченко.

2.3.2 Потребность объекта в минеральных и сырьевых ресурсах в период строительства и эксплуатации (виды, объемы, источники получения)

Необходимость в изъятии земельных ресурсов, почвы, полезных ископаемых, растительности при реализации намечаемой деятельности отсутствует.

Потребность в сырьевых ресурсах, а именно в ГСМ (дизельное топливо и масло) составит:

- При подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-50 и XJ-550 – 1024,8019 тонн, из которых 1010,5202 тонн – дизельное топливо и 14,282 тонн – масло.
- При подготовке буровой площадки и при работе буровых установок ZJ-70 и XJ-550 – 1024,8019 тонн, из которых 1010,5202 тонн – дизельное топливо и 14,282 тонн – масло.



2.3.3. Прогнозирование воздействия добычи минеральных и сырьевых ресурсов на различные компоненты окружающей среды и природные ресурсы

Строительство скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях являются экологически опасными видами деятельности и сопровождаются следующими видами воздействия на недра:

- нарушением температурного режима экзогенных геологических процессов (термоэрозия, просадки и др.) с их возможным негативным проявлением (открытое фонтанирование, грифообразование, обвалы стенок скважин) в техногенных условиях на буровых площадках;
- загрязнением недр и окружающей природной среды в результате внутрипластовых перетоков и выхода флюида из ликвидированных скважин на дневную поверхность;
- изъятием водных ресурсов;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунта зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений, прокладываемых при строительстве скважин;
- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод химическими реагентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин.

К основным источникам загрязнения и воздействия на недра относятся:

- при бурении скважин: блок приготовления и обработки бурового и цементного растворов, циркуляционная система; насосный блок (охлаждение штоков, насосов, дизелей); устье скважины; запасные емкости для хранения промывочной жидкости; вышечный блок (обмыв инструмента, явление сифона при подъеме инструмента), отходы бурения (шлам, сточные воды, буровой раствор), емкости горюче-смазочных материалов, двигатели внутреннего сгорания, котельные, химические вещества, используемые для приготовления буровых и тампонажных растворов, топливо и смазочные материалы, хозяйственно-бытовые сточные воды, твердые бытовые отходы;
- при испытании скважин (освоении): межкомплексные перетоки по затрубному пространству и нарушенным обсадным колоннам, фонтанная арматура, продувочные отводы, сепаратор, факельная установка; нефть, газ, получаемые при

испытании скважин, минерализованные пластовые воды, продукты аварийных выбросов скважин (пластовые флюиды, тампонажные смеси);

Влияние строительства наклонно-направленной скважины на геологическую среду можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – сильная (4) – изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху).

Таким образом, интегральная оценка составляет 4 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

Все негативные воздействия на недра сводятся к минимуму при выполнении принятых проектных и природоохранных решений.

2.3.4. Обоснование природоохранных мероприятий по регулированию водного режима и использованию нарушенных территорий

Мероприятия по охране недр являются важным элементом и составной частью всех основных технологических процессов при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Согласно действующему природоохранному законодательству Республики Казахстан для предотвращения экологического и экономического вреда недрам необходимо соблюдать следующие требования и мероприятия:

- конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности;



- площадка для буровой установки должна планироваться с учетом естественного уклона местности и обеспечения движения сточных вод в сторону отстойных емкостей, типа почвенного покрова и литологического состава почво-грунтов, глубины залегания грунтовых вод, данных по новейшей тектонике, сейсмической опасности территории;
- обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений. Для этого нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируются друг от друга, обеспечивается герметичность колонн, крепление ствола скважин кондуктором, промежуточными эксплуатационными колоннами с высоким качеством их цементажа;
- строительство скважин должно осуществляться с применением безамбарного способа приготовления и очистки бурового раствора. Строительство шламовых амбаров допускается только по согласованию с контролирующими органами в области охраны окружающей среды Республики Казахстан;
- для исключения попадания отходов бурения на территорию буровой площадки и миграции токсичных веществ в природные объекты предусматривается инженерная система организационного их сбора, хранения и гидроизоляция технологических площадок;
- запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты;
- проводятся работы по утилизации и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых сточных вод и выбуренной породы (шлама) для повторного использования в процессе бурения;
- работы по освоению и испытанию скважин выполняются, если высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной отвечает проекту и требованиям охраны недр;
- вскрытие пластов с высоким давлением, угрожающим выбросами или открытыми фонтанами, необходимо проводить при установленном на устье скважин противовыбросовом оборудовании с применением промывочной жидкости в соответствии с техническим проектом на бурение скважин;
- в скважинах, не законченных бурением по техническим причинам (вследствие аварий или низкого качества проводки), в пройденном разрезе которых

установлено наличие нефтегазоводоносных пластов, проводятся изоляционные работы, в целях предотвращения межпластовых перетоков нефти, газа и воды;

- при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и дальнейшие работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий;
- обеспечение максимальной герметичности подземного и наземного оборудования;
- в случае невозможности продолжения бурения по геологическим, техническим (аварийные ситуации) или по иным причинам ликвидация скважин осуществляется по дополнительным планам, утвержденным головной организацией и согласованным аварийно-спасательной службой и Ростехнадзором;
- после проведения изоляционно-ликвидационных работ через месяц, через 6 месяцев и далее с периодичностью не реже одного раза в год осуществляется проверка состояния устья скважины, фиксируется отсутствие давления в затрубном и межколонном пространстве, осуществляется последующий контроль воздуха вокруг устья скважины на содержание агрессивных газов и токсичных компонентов;
- в случае обнаружения выходов нефти, газа или пластовых вод в районе устья ликвидированной скважины применяются меры по выявлению источника и его ликвидации по дополнительному плану.

Организационные мероприятия включают: тщательное планирование размещения различных сооружений, контроль транспортных путей, составление детальных инженерно-геологических карт территории с учетом карт подземного пространства, смягчение последствий стихийных бедствий.

2.3.5. Характеристика используемых месторождений (запасы полезных ископаемых, их геологические особенности и другое)

Основной задачей строительства скважины СК103-Н является добыча нефти из отложений среднего триаса (триас (T_2 (А, Б, В)) - T_2).

Подробная геологическая характеристика представлена в разделе 1 пункт 4 настоящего «Дополнения к индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман».

2.4 Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления

2.4.1 Виды и объемы образования отходов

В процессе строительства скважины основными отходами являются: буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе), буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе), абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (промасленная ветошь), синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла), упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (бумажные мешки из-под химреагентов, полипропиленовые мешки из-под химреагентов, металлические бочки из-под химреагентов, пластмассовые канистры из-под химреагентов), черные металлы (металлические протекторы обсадных труб, металлолом), пластмассы (пластиковые протекторы обсадных труб), отходы сварки (огарки сварочных электродов), смешанные коммунальные отходы (твёрдо-бытовые отходы).

Предварительные расчеты образования отходов производства и потребления производились на основании:

- ❖ Порядок нормирования объемов образования и размещения отходов производства. РНД 03.1.0.3.01-96. Алматы - 1996 год;
- ❖ Методика расчета объёмов образования эмиссий (в части отходов производства, сточных вод) от бурения скважин. Приказ и.о. министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 3 мая 2012 года №129-п;
- ❖ Методика разработки проектов нормативов предельного размещения отходов производства и потребления. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 год. № 100-п.

Расчет объема бурового шлама

Объем шлама рассчитывается по формуле $V_{ш} = V_{п} * 1,2$,

где 1,2 – коэффициент, учитывающий разуплотнение выбуренной породы;

$V_{п}$ – объем скважины.

Объем скважины производится по формуле: $V_{п} = \pi/4 * K * D^2 * (L - L_1)$ где,

K – коэффициент кавернозности;

D – диаметр долота, м;

L – глубина скважины.



Таблица 2.26 - Расчет объема скважины

Интервал		Коэффициент кавернозности	Диаметр долота	Объем
0	20	1,10	0,7620	10,0
20	200	1,10	0,6096	57,8
200	330	1,10	0,4445	22,2
330	582	1,10	0,4445	43,0
582	700	1,12	0,4445	20,5
700	1295	1,12	0,4445	103,4
1295	1400	1,12	0,4445	18,2
1400	1500	1,10	0,4445	17,1
1500	1550	1,10	0,3111	4,2
1550	1600	1,10	0,3111	4,2
1600	1703	1,34	0,3111	10,5
1703	1804	1,10	0,3111	8,4
1804	2002	1,10	0,3111	16,5
2002	2181	1,10	0,3111	15,0
2181	2440	1,10	0,3111	21,6
2440	2760	1,10	0,3111	26,7
2760	3050	1,10	0,3111	24,2
3050	3100	1,15	0,3111	4,4
3100	3150	1,15	0,2159	2,1
3150	3620	1,42	0,2159	24,4
3620	4100	1,40	0,2159	24,6
$V_{\Pi} = 479,0 \text{ м}^3$				

Объем шлама $V_{\text{ш}} = 479,0 \cdot 1,2 = 574,8 \text{ м}^3 + 4,51 = 579,3 \text{ м}^3$, где $4,51 \text{ м}^3$ – шлам от разбуривания цементных стаканов.

Расчет объема отработанного бурового раствора.

Объем отработанного бурового раствора, складываемого в металлические емкости, определяется из расчета 25% от объема исходного и наработанного бурового раствора:

$$V_{\text{обр}} = 0,25 \cdot V_{\Pi} \cdot K_1 + 0,5 \cdot V_{\text{ц}}, \text{ где};$$

K_1 - коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, (согласно РД 39-3-819-91, $K_1=1,052$);

$V_{\text{ц}}$ - объем циркуляционной системы буровой установки, принимается равной 150 м^3 .

$$V_{\text{обр}} = 0,25 \cdot 479,0 \cdot 1,052 + 0,5 \cdot 150 = 201,0 \text{ м}^3.$$

Также проектом предусмотрен вывоз рабочего бурового раствора, оставшегося после бурения и испытания скважины объемом $1320,1 \text{ м}^3$, в случае не использования данного раствора на других скважинах.

Таким образом, общий объем бурового раствора, подлежащий вывозу, в случае не использования рабочего бурового раствора составит $201,0 + 1320,1 = 1521,1 \text{ м}^3$.

Общее количество образования **бурового шлама (опасные отходы) и отработанного бурового раствора (опасные отходы)** определяется по формуле:

$$Q = (V_{\text{ш}} \cdot \rho_{\text{ш}} + V_{\text{обр}} \cdot \rho_{\text{обр}}), \text{ где:}$$

$V_{\text{ш}}$ – объем шлама – $579,3 \text{ м}^3/\text{скв.}$,



$V_{\text{обр}}$ – объем отработанного бурового раствора – 1521,1 м³/скв.

$\rho_{\text{ш}}$ – средний удельный вес шлама – 1,75 т/м³;

$\rho_{\text{обр}}$ – средний удельный вес бурового раствора – 1,3 т/м³;

$Q_{\text{общее}} = 579,3 \cdot 1,75 + 1521,1 \cdot 1,3 = 2991,21$ тонн, из них количество:

❖ **Бурового шлама** составит - $579,0 \cdot 1,75 = 1013,78$ тонн.

❖ **Отработанного бурового раствора** - $1521,1 \cdot 1,3 = 1977,43$ тонн.

Количество **черного металла (металлолома) (неопасные отходы)** ориентировочно образуется в количестве **1 тонны**.

Количество образования **отходов сварки (Огарки сварочных электродов) (неопасные отходы)** определяется по формуле:

Огарки сварочных электродов: $N = M_{\text{ост}} \cdot \alpha$,

$M_{\text{ост}}$ – фактический расход электродов, тонн;

α – остаток электрода 0,015.

$N = 0,1852 \cdot 0,015 = 0,0028$ тонн. (Буровая установка ZJ-50).

$N = 0,1206 \cdot 0,015 = 0,0018$ тонн. (Буровая установка ZJ-70).

$N = 0,120 \cdot 0,015 = 0,0018$ тонн. (Буровая установка XJ-550).

Всего огарков электродов за весь период строительства скважины образуется:

❖ При использовании буровых установок ZJ-50 и XJ-550 - **0,0046** тонн.

❖ При использовании буровых установок ZJ-70 и XJ-550 - **0,0036** тонн.

Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь) (опасные отходы) образуется при ликвидации проливов. Норма образования промасленной ветоши:

$N = M_0 + M + W$, т/год,

где M_0 – поступающее количество ветоши, т/год;

M – норматив содержания в ветоши масел, $M = 0,12 \cdot M_0$;

W – нормативное содержание в ветоши влаги, $W = 0,15 \cdot M_0$;

$M = 0,12 \cdot 0,025 = 0,003$.

$W = 0,15 \cdot 0,025 = 0,00375$.

$N = 0,025 + 0,003 + 0,00375 = 0,0318$ тонн.

Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (отработанные масла) (опасные отходы) образуются при эксплуатации механизмов работающих на площадке скважины. Норма образования отработанного моторного масла: $N = N_d \cdot 0,25$, где

0,25 – доля потерь масла от общего его количества; N_d – количество израсходованного моторного масла при работе механизмов на дизельном топливе.

$N_d = Y_d * N_d * \rho$ (Y_d – расход дизельного топлива за год, m^3 , N_d – норма расхода масла, 0,032 л/л расхода топлива; ρ – плотность моторного масла 0,930 т/м³).

1. Подготовка площадки. Расход дизтоплива от спецтехники: $Y_d = 0,1272/0,86$ (плотность дизельного топлива, т/м³) = 0,159 м³.

$N_d = 0,159 * 0,032 * 0,93 = 0,0047$ тонн.

Отработанное масло $N = 0,0047 * 0,25 = 0,0012$ тонн.

2. Буровая установка ZJ-50. $N_d = 13,647$ тонн.

Отработанное масло $N = 13,647 * 0,25 = 3,41175$ тонн.

3. Буровая установка ZJ-70. $N_d = 13,647$ тонн.

Отработанное масло $N = 13,647 * 0,25 = 3,41175$ тонн.

4. Установка XJ-550. $N_d = 0,63$ тонн.

Отработанное масло $N = 0,63 * 0,25 = 0,1575$ тонн.

За весь период строительства скважины отработанного масла образуется:

❖ При подготовке буровой площадки и при использовании буровых установок ZJ-50 и XJ-550 – $0,0012 + 3,41175 + 0,1575 = 3,57045$ тонн.

❖ При подготовке буровой площадки и при использовании буровых установок ZJ-70 и XJ-550 – $0,0012 + 3,41175 + 0,1575 = 3,57045$ тонн.

Количество образования **смешанных коммунальных отходов (твёрдо-бытовые отходы) (неопасные отходы)** образуются в процессе жизнедеятельности обслуживающего персонала и определяется по формуле: $M = (p * m * n * q) / 365$ где,

p – норма накопления отходов 1,06 м³/год;

m – численность работников;

q – плотность ТБО, равна 0,25 т/год.

n – продолжительность ведения работ, суток.

Результаты расчета образования твердых бытовых отходов при строительстве скважины на месторождении Северный Кариман приведены в таблице 2.27.

Таблица 2.27 - Результаты расчета образования твердых бытовых отходов при проектируемых работах

Наименование работы	Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы к бурению	Бурение и крепление	Испытание	ИТОГО
Работа персонала, сутки	14	6	130	14,5	
Численность персонала	20	16	16	16	
Норма накопления отходов	1,06	1,06	1,06	1,06	
Плотность ТБО	0,25	0,25	0,25	0,25	
Образование отходов; тонн	0,20	0,07	1,51	0,17	



Количество образующейся использованной *упаковки, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (бумажные мешки из-под химреагентов, полипропиленовые мешки из-под химреагентов, металлические бочки из-под химреагентов, пластмассовые канистры из-под химреагентов) (опасные отходы)* определяется по формуле: $N_{\text{и.т.}} = M \cdot a$, где $N_{\text{и.т.}}$ – масса образующейся использованной тары химических реагентов, т/год; M – расход сырья при производстве, т/год; a – коэффициент образования тары.

Расчет образования данного вида отходов представлен в таблице 2.28.

Таблица 2.28 - Количество образования тары из-под химических реагентов

Наименования тары из-под химических реагентов	Масса тары, тонн	Количество тары, шт	Коэффициент образования тары	Количество отходов, т
Бумажные мешки из-под химреагентов	0,0004	7066	1	2,8264
Полипропиленовые мешки из-под химреагентов	0,004	1371	1	5,4840
Пластмассовые канистры из-под химреагентов	0,0015	26	0,015	0,0006
Металлические бочки из-под химреагентов	0,02	42	0,015	0,0126
Всего:				8,3236

Черные металлы (металлические протекторы обсадных труб) (неопасные отходы) используются для предохранения резьбы обсадной трубы от механических повреждений.

Количество образования определяется по формуле: $M_{\text{отх}} = N \cdot m$,

где N – количество протекторов, m – масса протекторов.

Расчет образования протекторов представлен в таблице 2.29.

Таблица 2.29 – Общее количество образования металлических протекторов обсадных труб.

Название обсадной колонны	Длина трубы	Наименование протектора обсадных труб	Материал	Вес 1 шт, тонн	Количество, шт.	Общий вес отхода, тонн
Направление 720 мм	20	Муфта	металл	0,0131	2	0,0262
		Ниппель	металл	0,0248	2	0,0496
Кондуктор 473 мм	200	Муфта	металл	0,0131	18	0,2358
		Ниппель	металл	0,0248	18	0,4464
Всего:						0,7580

Пластмассы (пластиковые протекторы обсадных труб) (неопасные отходы) используются для предохранения резьбы обсадной трубы от механических повреждений.

Количество образования определяется по формуле: $M_{\text{отх}} = N \cdot m$,

где N – количество протекторов, m – масса протекторов.

Расчет образования протекторов представлен в таблице 2.30.

Таблица 2.30 – Общее количество образования пластиковых протекторов обсадных труб.

Таблица 2.56 - Сводный расчет веса образований пластинчатых протекторов обсадных труб						
Название обсадной колонны	Длина трубы	Наименование протектора обсадных труб	Материал	Вес 1 шт, тонн	Количество, шт.	Общий вес отхода, тонн
I Промежуточная 339,7 мм	1500	Муфта	пластик	0,0035	136	0,4760
		Ниппель	пластик	0,0036	136	0,4896
II промежуточная 244,5 мм	3100	Муфта	пластик	0,0022	282	0,6204
		Ниппель	пластик	0,0025	282	0,7050
Эксплуатационная 168,3 мм	4000	Муфта	пластик	0,0014	373	0,5222
		Ниппель	пластик	0,0022	373	0,8206
НКТ 73 мм	3718	Муфта	пластик	0,0003	342	0,1026
		Ниппель	пластик	0,0003	342	0,1026
Всего						3,8390

Отходы производства и потребления будут собираться в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов, и по мере накопления будут вывозиться на договорной основе специализированной организацией в согласованные места хранения и переработки или утилизации. Выбор организации будет определен после получения всех разрешительных документов по данному проекту. Перед реализацией утвержденного проекта будет объявлен тендер, и заключены договора на вывоз и хранение (переработки) или утилизацию отходов производства и потребления.

В настоящее время большинство образуемых на предприятии отходов производства и потребления передаются, согласно договорам, в специализированную организацию ТОО «Эко-Техникс», которое перерабатывает их на скимерном оборудовании «Спрут – 2»:

Буровой шлам - пересдают в ТОО «Эко-Техникс», переработка физико-химическим методом с применением строительной извести, целлюлозы, бентонита, буретана;

Отработанный буровой раствор (буровые сточные воды, отходы обратной промывки скважин и т. п.) - пересдают в ТОО «Эко-Техникс» часть отходов перерабатываются физико-химическим методом, часть отходов используется в качестве технической волю при обезвреживании отходов физико-химическим и микробиологическим методом;

ТБО – передача ТОО «MKS Logistics», с дальнейшей передачей для утилизации и переработки в ТОО «Коктем».

Отработанные масла – используются повторно для собственных нужд (смазка нефтяного оборудования, деталей и частей механизмов).

Часть отходов передаются в ТОО «Ландфил»:

- Металлолом – пересдают в пункты приема металла для переплавки;
- Промасленная ветошь, отработанные фильтры – передаются в ТОО «Ландфил», перерабатывается методом термической утилизации (сжигание) на установке;



- Использованная тара – передаются в ТОО «Ландфил», перерабатывается методом пакетирования на прессе гидравлическом, методом пиролиза на установке;
- Огарки сварочных электроды – передаются в ТОО «Ландфил», перерабатываются методом пакетирования на прессе гидравлическом.

Согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

На объектах ТОО «Емир-Ойл» сроки временного хранения отходов производства и потребления составляют менее 6 месяцев.

Лимиты накопления отходов производства и потребления, образующиеся за период строительства наклонно-направленной скважины представлены в таблицах 2.31 - 2.32.

Таблица 2.31 – Лимиты накопления отходов производства и потребления, образующиеся при строительстве наклонно-направленной скважины (Подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-50 и испытании скважины буровой установкой XJ-550)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	3010,68745
в том числе отходов производства	0	3008,73745
отходов потребления	0	1,95
<i>Опасные отходы</i>		
Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе)	0	1013,78
Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе)	0	1977,43
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,0318
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	3,57045
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов)	0	2,8264
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полипропиленовые мешки из-под химреагентов)	0	5,4840
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов)	0	0,0126
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов)	0	0,0006
<i>Неопасные отходы</i>		
Черные металлы (металлические протекторы обсадных труб)	0	0,7580
Пластмассы (пластиковые протекторы обсадных труб)	0	3,8390
Черные металлы (металлолом)	0	1
Отходы сварки (Огарки сварочных электродов)	0	0,0046
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	1,95
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-



Таблица 2.32 – Лимиты накопления отходов производства и потребления, образующиеся при строительстве наклонно-направленной скважины (Подготовка буровой площадки, при буровых работах буровой установкой ZJ-70 и испытании скважины буровой установкой XJ-550)

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего:	0	3010,68645
в том числе отходов производства	0	3008,73645
отходов потребления	0	1,95
<i>Опасные отходы</i>		
Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (буровой шлам бурового раствора на водной основе)	0	1013,78
Буровой раствор, содержащий опасные вещества (отработанный буровой раствор на водной основе)	0	1977,43
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами (Промасленная ветошь)	0	0,0318
Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (Отработанные масла)	0	3,57045
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Бумажные мешки из-под химреагентов)	0	2,8264
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Полипропиленовые мешки из-под химреагентов)	0	5,4840
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (Металлические бочки из-под химреагентов)	0	0,0126
Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (пластмассовые канистры из-под химреагентов)	0	0,0006
<i>Неопасные отходы</i>		
Черные металлы (металлические протекторы обсадных труб)	0	0,7580
Пластмассы (пластиковые протекторы обсадных труб)	0	3,8390
Черные металлы (металлолом)	0	1
Отходы сварки (Огарки сварочных электродов)	0	0,0036
Смешанные коммунальные отходы (Твердо-бытовые отходы)	0	1,95
<i>Зеркальные</i>		
-	-	-

2.4.2. Особенности загрязнения территории отходами производства и потребления (опасные свойства и физическое состояние отходов)

Под отходами понимаются любые вещества, материалы или предметы, образовавшиеся в процессе производства, выполнения работ, оказания услуг или в процессе потребления (в том числе товары, утратившие свои потребительские свойства), которые их владелец прямо признает отходами либо должен направить на удаление или восстановление в силу требований закона или намеревается подвергнуть, либо подвергает операциям по удалению или восстановлению.

Под управлением отходами понимаются операции, осуществляемые в отношении отходов с момента их образования до окончательного удаления.

К операциям по управлению отходами относятся:

- 1) накопление отходов на месте их образования;
- 2) сбор отходов;
- 3) транспортировка отходов;
- 4) восстановление отходов;
- 5) удаление отходов;
- 6) вспомогательные операции, выполняемые в процессе осуществления операций, предусмотренных подпунктами 1), 2), 4) и 5) настоящего пункта;
- 7) проведение наблюдений за операциями по сбору, транспортировке, восстановлению и (или) удалению отходов;
- 8) деятельность по обслуживанию ликвидированных (закрытых, выведенных из эксплуатации) объектов удаления отходов.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны при осуществлении соответствующей деятельности соблюдать национальные стандарты в области управления отходами, включенные в перечень, утвержденный уполномоченным органом в области охраны окружающей среды. Нарушение требований, предусмотренных такими национальными стандартами, влечет ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, за исключением домашних хозяйств, обязаны представлять отчетность по управлению отходами в порядке, установленном уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

Характеристика всех видов отходов, образующихся на объекте и получаемых от третьих лиц, а также накопленных отходов и отходов, подвергшихся захоронению.

В процессе строительства скважины образуются следующие виды отходов:



Отработанные масла образуются в процессе эксплуатации дизельных двигателей буровых установок в период буровых операций. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. В дальнейшем отработанные масла передаются по договору в специализированное предприятие.

Промасленная ветошь. Процесс, при котором происходит образование отхода: различные вспомогательные работы, эксплуатация и ремонт оборудования буровой установки. Опасным компонентом являются нефтепродукты. Раздельный сбор и хранения отходов предусматривается в специальных контейнерах и на специально отведенных площадках, с последующей передачей сторонней организацией по договору.

Огарки сварочных электродов на буровой площадке образуются в результате проведения сварочных работ передвижной электродуговой сваркой. Отход представляет собой остатки электродов. Огарки сварочных электродов временно накапливаются в контейнере. По мере накопления огарки сварочных электродов сдаются в специализированное предприятие по договору.

Твердо-бытовые отходы собираются в металлических контейнерах, установленные на бетонные покрытия. Образуются в результате непроизводственной деятельности персонала предприятия, а также при уборке помещений и территорий.

Буровой шлам образуется при бурении скважины. По мере накопления передается специализированным предприятиям. Хранится в металлических контейнерах и передается в специализированное предприятие.

Отработанный буровой раствор образуется при бурении скважины. По мере образования хранится в металлических контейнерах и передается специализированным организациям.

Тара из-под химических реагентов образуется при расходовании химических реагентов в технологическом процессе производства. По мере накопления отходы передаются сторонним организациям.

Металлолом образуется при проведении ремонта специализированной техники, а также при списании оборудования. Лом черных металлов временно накапливается на площадках территории предприятия. По мере накопления передается в специализированное предприятие на договорной основе.

2.4.3. Рекомендации по управлению отходами и по вспомогательным операциям, технологии по выполнению указанных операций

Для удовлетворения требований Республики Казахстан по недопущению загрязнения окружающей среды, должна проводиться политика управления отходами на предприятии. Она минимизирует риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. Отходы производства и потребления должны собираться, храниться, обезвреживаться, транспортироваться в места утилизации или захоронения, согласно «Экологическому кодексу Республики Казахстан» и Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» (утвержден Приказом И.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года).

Для рационального управления отходами необходим строгий учет и контроль над всеми видами отходов, образующихся в процессе деятельности предприятия. Система управления отходами включает в себя организационные меры отслеживания образования отходов, контроль за их сбором и хранением, утилизацией и обезвреживанием.

Проведение политики управления отходами позволит минимизировать риск для здоровья и безопасности работников и природной среды. Составной частью этой политики является система управления отходами, контролирующая безопасное размещение различных типов отходов. В соответствии с «Классификатором отходов» (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314), все отходы делятся на опасные, неопасные и зеркальные виды отходов.

Образующиеся отходы также делятся по классам опасности в соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.

По степени опасности отходы производства подразделяются на пять классов опасности:

- ❖ I класс опасности – отходы чрезвычайно опасные;
- ❖ II класс опасности – отходы высокоопасные;
- ❖ III класс опасности – отходы умеренно опасные;
- ❖ IV класс опасности – отходы малоопасные.



❖ V класс опасности – отходы неопасные.

При реализации проектных решений для производственных и коммунальных отходов с целью оптимизации организации их обработки и удаления, а также облегчения утилизации должен быть предусмотрен отдельный сбор различных типов отходов. Отходы производства и потребления собираются в отдельные емкости с четкой идентификацией для каждого типа отходов.

Применяется следующая методика разделения отходов:

- ❖ промышленные отходы на местах временного накопления в специально маркированных, окрашенных контейнерах для каждого вида отхода. Контейнеры установлены на специально организованных и оборудованных площадках;
- ❖ отходы имеют предупредительные надписи с соответствующей табличкой опасности (огнеопасные, взрывчатые, ядовитые и т.д.), согласно требованиям, установленным в спецификации материалов по классификации. Смешивание различных отходов не разрешается.

Складирование отходов в контейнерах позволяет предотвратить утечки, уменьшить уровень их воздействия на окружающую среду, а также воздействие погодных условий на состояние отходов.

Все образованные отходы производства и потребления в период строительства скважины будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним организациям на договорной основе для утилизации, согласно статьи 320 Экологического кодекса п.2-1 «Места накопления отходов предназначены для временного складирования отходов на месте образования на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению».

Твердо-бытовые отходы (ТБО) будут складироваться в контейнерах при температуре 0 °C и ниже – сроком не более трех суток, при плюсовой температуре – сроком не более суток, согласно с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления», утвержденный Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-331/2020 от 25 декабря 2020 года.



Основными принципами ТОО «Емир-Ойл» при производстве работ являются: охрана здоровья человека, поддержание или восстановление благоприятного состояния окружающей природной среды и сохранение биологического разнообразия и в этой связи при выполнении буровых операций будут проводить комплексную переработку и утилизацию отходов в целях поддержания чистоты на территории участка проведения работ.

Скопление и неправильное хранение отходов на территории участка может оказать влияние на все компоненты экосистемы:

- атмосферный воздух;
- подземные воды;
- почвенно-растительный покров;
- животный мир.

Для предотвращения и снижения воздействия отходов производства и потребления предусматривается и рекомендуется проводить следующие мероприятия:

- приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе;
- оборотное водоснабжение (повторное использование буровых сточных вод);
- отведение отходов бурения предприятия в передвижные емкости с последующим вывозом их для хранения, утилизации или переработки;
- обустройство специальных отведенных и оборудованных площадок для складирования отходов;
- своевременная очистка территории промышленной площадки;
- сбор отработанных масел в специальные металлические емкости;
- своевременный вывоз отходов с территории объекта.

Воздействие отходов на окружающую среду, которые будут образовываться в процессе проведения работ, будет сведено к минимуму при условии соблюдения правил сбора, складирования, вывоза, утилизации и захоронения всех видов отходов.

Оценивая ущерб окружающей среде, при образовании отходов производства и потребления, можно констатировать, что негативное воздействие от их образования минимальное и кратковременное, так как учтены все негативные моменты и проведение мер по их устранению. Вещества, содержащиеся в отходах, временно складированных на территории предприятия, не могут мигрировать в грунтовые воды и почвы, т.к. обеспечивается их соответствующее хранение. В связи с этим проведение инструментальных замеров в местах временного складирования отходов не планируется.

В целом же воздействие отходов производства и потребления на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации отходов должна быть налажена система внутрипромыслового и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов. Для этого должно быть обеспечено четкое функционирование журнальной системы с использованием специальных форм накладных для отходов трех видов – отходы бурения и нефтеочистного материала, производственные отходы иных типов (в том числе металлолома) и бытовые отходы.

В накладных должны фиксироваться все транспортные операции по перемещению отходов с указанием объемов и даты забора в месте образования и, соответственно, сдачи в места постоянного и временного складирования. Внедрение подобной системы облегчит обращение с бытовыми и промышленными отходами, а также взаимодействие с контролирующими органами. В связи с этим внутренние формы учета должны быть максимально приближены к формам, направляемым для получения ежегодных разрешений на размещение отходов и облегчать их заполнение.

На контрактной территории нет собственных полигонов для размещения отходов производства и потребления. Все отходы, как твердые промышленные, так и твердо-бытовые



отходы временно будут складироваться в специальные емкости, для каждого вида отхода, и по мере накопления вывозится с буровой площадки сторонней организацией на договорной основе на места временного хранения или утилизации.

2.4.4. Виды и количество отходов производства и потребления (образовываемых, накапливаемых и передаваемых), подлежащих включению в декларацию о воздействии на окружающую среду

Лица, осуществляющие деятельность на объектах III категории (далее – декларант), представляют в местный исполнительный орган соответствующей административно-территориальной единицы декларацию о воздействии на окружающую среду.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется в письменной форме или в форме электронного документа, подписанного электронной цифровой подписью.

Декларация о воздействии на окружающую среду должна содержать следующие сведения:

- 1) наименование, организационно-правовую форму, бизнес-идентификационный номер и адрес (место нахождения) юридического лица или фамилию, имя, отчество (если оно указано в документе, удостоверяющем личность), индивидуальный идентификационный номер, место жительства индивидуального предпринимателя;
- 2) наименование и краткую характеристику объекта;
- 3) вид основной деятельности, виды и объем производимой продукции, выполняемых работ, оказываемых услуг;
- 4) декларируемое количество выбросов загрязняющих веществ, количество и виды отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами);
- 5) для намечаемой деятельности – номер и дату выдачи положительного заключения государственной экологической экспертизы для объектов III категории.

Декларация о воздействии на окружающую среду представляется:

- 1) перед началом намечаемой деятельности;
- 2) после начала осуществления деятельности – в случае существенного изменения технологических процессов основных производств, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами).

В случае существенного изменения технологических процессов, качественных и количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ и стационарных источников, отходов (образовываемых, накапливаемых и передаваемых специализированным организациям по управлению отходами) декларант обязан в течение трех месяцев с даты внесения соответствующих существенных изменений представить новую декларацию о воздействии на окружающую среду.

Форма декларации о воздействии на окружающую среду и порядок ее заполнения устанавливаются правилами выдачи экологических разрешений.

За непредставление декларации о воздействии на окружающую среду или предоставление недостоверной информации, содержащейся в этой декларации, лица несут ответственность, установленную законами Республики Казахстан.

Местные исполнительные органы ежеквартально до 5 числа месяца, следующего за отчетным периодом, направляют в территориальное подразделение уполномоченного органа в области охраны окружающей среды сводные данные по принятым декларациям о воздействии на окружающую среду по форме, утвержденной уполномоченным органом в области охраны окружающей среды.

2.5 Оценка физических воздействий на окружающую среду

2.5.1 Оценка возможного теплового, электромагнитного, шумового, воздействия и других типов воздействия, а также их последствий

Шум

Шум – один из самых опасных и вредных факторов производственной среды, воздействующих в функциональном состоянии организма на персонал и вызывающих негативные изменения в течение каждой смены (вахты).

Шум – это механические колебания упругих тел, вызывающие в примыкающем к поверхности колеблющихся тел слое воздуха чередующиеся сгущения (сжатия) и разрежения во времени и распространяющиеся в виде упругой продольной волны, достигающей человеческого уха и вызывающей вблизи уха периодические колебания, воздействующие на слуховой анализатор. (ГОСТ 12.1.003-83 (СТ. СЭВ1930-79) Шум). Ухо человека воспринимает в виде звука колебания, частота которых лежит в пределах от 17 до 20 тысяч Гц. С физиологической точки зрения различают низкие, средние и высокие звуки.

Воздействие шумовых эффектов от деятельности механизмов на людей и животных будет возможно в течение непродолжительного периода строительных работ. Оно будет кратковременным, и иметь место в дневные часы. Особенно сильный шум создается при работе дизельных агрегатов.

При транспортировке строительных материалов и оборудования используется автомобильная дорога с гравийным покрытием. Эквивалентный уровень звука от автодороги с неинтенсивным грузовым движением составляет 79 дБА.

Уровень шума, превышающий нормативный 80 дБА, может отмечаться в основном во время буровых работ, а также непосредственно у дизельных генераторов.

Санитарно-гигиеническую оценку шума на объектах нефтегазовой промышленности принято производить по уровню звукового давления (в дБА), уровня звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами от 63 до 8000 Гц (в дБ), эквивалентному уровню звука (в дБА) и по дозе полученного шума персоналом предприятия (в %). При непостоянном шуме и непостоянном рабочем месте работают помощники бурильщика, слесари буровых установок, персонал рабочих участков и др. При этом шум нормируется и оценивается по эквивалентному уровню или дозе, исходя из уровней шума в различных точках постоянной рабочей зоны и времени нахождения в этих точках в течение смены.

Допустимые уровни шума на объектах нефтегазовой промышленности в соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 приведены в таблице 2.33.

Таблица 2.33 – Допустимые уровни шума

Рабочие места, помещения и территории	Уровни звукового давления в (дБ) при среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								
	Уровни звука (эквивалентные уровни звука), дБА	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Рабочие места и зоны бурильщиков, дизелистов, слесарей, электромонтеров, лаборантов-коллекторов, машинистов нефтепромысловых агрегатов, насосных и компрессорных станций и др.	80	99	92	86	83	80	78	76	74
Кабины наблюдения и дистанционного управления:									
- без телефонной связи	80								
- с телефонной связью	60								
Лаборатории	80								
Будки мастеров	50								
Территория жилой застройки	45								

Шумовые характеристики нефтегазового оборудования являются техническими показателями, которые обеспечиваются при его изготовлении. Шумовые характеристики передвижных нефтепромысловых агрегатов, является эквивалентный уровень звуковой мощности внешнего шума.

Шум на буровой площадке обусловлен акустической активностью двигателей привода лебедки и ротора, шумом, излучаемым лебедкой при спускоподъемных операциях и ротором при бурении. Существенное влияние на создаваемый шум оказывает работа механизмов пневмосистемы.

При механическом бурении шум на буровой площадке по характеру – широкополосной, постоянный, а при спускоподъемных операциях – широкополосной, непостоянный. Шум на буровой площадке с расположением лебедки и двигателей значительно ниже уровня буровой площадки, в основном определяется шумом, создаваемым при работе пневматических механизмов.

В дизельном отделении уровень и характер шума зависит от технологического процесса, типа и числа работающих силовых агрегатов может меняться в диапазоне 92-106 дБА (один дизель – 103 дБА, два – 105 дБА, три – 106 дБА, при частоте вращения вала 30с^{-1} , при частоте вращения вала $13-16\text{с}^{-1}$ и работе трех агрегатов, уровень звука снижается до 92-95дБА).

При спускоподъемных операциях, непостоянный шум меняется от фонового до максимального в интервале 96-108 дБА на установках с дизельным приводом.



В отделении буровых насосов шум при промывке и бурении постоянный, широкополосной. Шум в помещении буровых насосов находится в прямой зависимости от частоты вращения валов двигателей. На буровой установке высокие уровни шума характерны для помещений дизель-электрических агрегатов.

Необходимо учитывать, что в названных рабочих зонах обслуживающий персонал находится не постоянно, а периодически, кратковременно, в общей сложности 1-2 часа в смену.

При удалении от источника шума на расстоянии до двухсот метров происходит быстрое затухание шума, при дальнейшем увеличении расстояния снижение уровня звука происходит медленнее. При производственных работах следует учитывать изменение уровня звука в зависимости от направления и скорости ветра, характер и состояние прилегающей территории, наличие звукоотражающих и поглощающих сооружений и объектов, рельеф территории.

Комплекс мероприятий по снижению шума

При организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека на рабочих местах до значений не превышающих допустимые:

1. применение средств и методов коллективной защиты;
2. применение средств индивидуальной защиты.

Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБА должны быть обозначены знаками безопасности.

Работающих в этих зонах администрация должна снабжать средствами индивидуальной защиты.

В зоне акустического дискомфорта снижение шумового воздействия осуществляется следующими способами:

- ❖ снижение шума в источнике (усовершенствование производственных процессов, использование мал шумных технических средств, регламентация интенсивности движения, замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными и т.д.);
- ❖ систему сборки деталей агрегата, при которой сводится к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- ❖ применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- ❖ оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки,



пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;

- ❖ изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- ❖ снижение шума на пути его распространения (применение специальных искусственных сооружений, применение шумоизоляционных материалов, использование рельефа местности);
- ❖ слежение за исправным техническим состоянием двигателей и применяемого оборудования;
- ❖ использование мер личной профилактики, в том числе лечебно-профилактических мер, средств индивидуальной защиты и т.д.

Применение современного оборудования, применяемые меры по минимизации воздействия шума позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие шумовых факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

Вибрация

Наряду с шумом опасным и вредным фактором производственной среды, воздействующим на персонал, является вибрация – колебания рабочего места.

По способу передачи на человека вибрация подразделяется на: общую, передающуюся через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека, локальную, передающуюся через руки человека. По направлению действия вибрация подразделяется на: действующую вдоль осей ортогональной системы координат для общей вибрации и действующую вдоль осей ортогональной системы координат для локальной вибрации. По временной характеристике различается постоянная вибрация и непостоянная.

Вибрация, подобно шуму, приводит к снижению производительности труда, нарушает деятельность центральной и вегетативной нервной системы, приводит к заболеваниям сердечно-сосудистой системы.

Вибрации возникают, главным образом, вследствие вращательного или поступательного движения неуравновешенных масс двигателя и механических систем машин. Наибольшие уровни вибрации обычно наблюдаются в помещениях дизельных электростанций, где уровни виброскорости 103 дБ в октавной полосе со среднегеометрической частотой 16 Гц, уровни вибрации в насосных станциях, оборудование в которых смонтированы на бетонных фундаментах, не превышают допустимые нормы.



Борьба с вибрационными колебаниями заключается в снижении уровня вибрации самого источника возбуждения. Для снижения вибрации, которая может возникнуть при работе строительной техники и транспорта, предусмотрено: установление гибких связей, упругих прокладок и пружин; сокращение времени пребывания в условиях вибрации; применение средств индивидуальной защиты.

Комплекс мероприятий по снижению вибрации

Вибрационная безопасность труда на буровой площадке должна обеспечиваться:

- ❖ соблюдением правил и условий эксплуатации машин и введения технологических процессов, использованием машин только в соответствии с их назначением;
- ❖ исключением контакта работающих с вибрирующими поверхностями за пределами рабочего места или зоны введением ограждений, предупреждающих знаков, использованием предупреждающих надписей, окраски, сигнализации, блокировки и т.п.;
- ❖ применением средств индивидуальной защиты от вибрации;
- ❖ виброизоляция с помощью виброизолирующих опор, упругих прокладок, конструктивных разрывов, резонаторов, кожухов и других;
- ❖ применение виброизолирующих фундаментов для оборудования, установок, систем вентиляции и кондиционирования воздуха;
- ❖ снижение вибрации, возникающей при работе оборудования, путем увеличения жесткости и вибродемпфирующих свойств конструкций и материалов, стабилизации прочности и других свойств деталей;
- ❖ введением и соблюдением режимов труда и отдыха, в наибольшей мере снижающих неблагоприятное воздействие вибрации на человека;
- ❖ контролем вибрационных характеристик машин и вибрационной нагрузки на оператора, соблюдением требований вибробезопасности и выполнением предусмотренных для условий эксплуатации мероприятий.

Электромагнитное излучение

Опасным и вредным производственным фактором, оказывающим влияние на организм человека, является воздействие электромагнитных полей (ЭМП), источниками которых являются радиопередающие устройства и линии электропередач.

Измерения напряженности поля в районе прохождения высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) показали, что под линией она может достигать нескольких тысяч и

даже десятков тысяч вольт на метр. Волны этого диапазона сильно поглощаются почвой, поэтому на небольшом удалении от линии (50-100 м) напряженность поля падает до нескольких сотен и даже нескольких десятков вольт на метр.

Наибольшая напряженность поля наблюдается в месте максимального провисания проводов, в точке проекции крайних проводов на землю и в 5 м от нее кнаружи от продольной оси: для ЛЭП 330 кВ – 3,5-5,0 кВ/м, для ЛЭП 500 кВ – 7,6-8,0 кВ/м и для ЛЭП 750 – 10,0-15,0 кВ/м. При удалении от проекции крайнего провода на землю напряженность электрического поля заметно снижается. Деревья, высокие кустарники и строительные конструкции существенно изменяют картину поля, оказывают экранирующий эффект.

Рельеф местности, где проходит трасса, также может влиять на интенсивность ЭМП. Повышение уровня местности по отношению к условной прямой, соединяющей основание двух соседних опор, приводит к приближению к поверхности земли токонесущих проводов и увеличению напряженности поля, понижение уровня местности – к снижению напряженности поля. Таким образом, напряженность поля под линией и вблизи нее зависит от напряжения на ней, а также от расстояния между проводами и точкой измерения. Предельно допустимые уровни излучения электромагнитных волн приведены в таблице 2.34.

Таблица 2.34 – Предельно допустимые уровни излучения электромагнитных волн

Наименование диапазона волн	Частота, Гц	Предельно допустимые уровни облучения
Средние	10^5 - $1,5 \times 10^6$	10
Короткие	6×10^6 - 3×10^7	4
Ультракороткие	3×10^7 – 3×10^8	2

Постоянный рост источников электромагнитного излучения, увеличение их мощности свойственны не только производственным процессам на нефтегазовом промысле, а также бытовой сфере, в городах и поселках. Производственные объекты, связанные с электромагнитным излучением на промысле это: строящаяся линия электропередач, трансформаторные станции, электродвигатели, персональные компьютеры, радиотелефоны.

Уровни электромагнитных полей на рабочих местах контролируются измерением в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц напряженности электрической и магнитной составляющих, в диапазоне частот 300 мГц – 300 гГц плотности потока энергии ЭМП с учетом времени пребывания персонала в зоне облучения.

Для измерений в диапазоне частот 60 кГц – 300 мГц следует использовать приборы, предназначенные для определения среднего квадратического значения напряженности электрической и магнитной составляющих поля с погрешностью $\leq 30 \%$.

При работе персонала промысла будут соблюдаться нормативные санитарно-гигиенические требования. В этом случае можно избежать заболеваний, связанные с



влиянием электромагнитных полей. За пределами СЗЗ воздействие электромагнитных полей от объектов промысла не ожидается.

Применение современного оборудования для всех технологических процессов и применяемые меры по минимизации воздействия шума и практическое отсутствие мощных источников электромагнитного излучения, позволяют говорить о том, что на рабочих местах не будут превышать установленные нормы. В связи с этим, сверхнормативное воздействие данных физических факторов на людей и другие живые организмы за пределами СЗЗ не ожидается.

2.5.2 Характеристика радиационной обстановки в районе работ, выявление природных и техногенных источников радиационного загрязнения

Главной целью радиационной безопасности является охрана здоровья населения, включая персонал, от вредного воздействия ионизирующего излучения путем соблюдения основных принципов и норм радиационной безопасности без необоснованных ограничений полезной деятельности при использовании излучения в различных областях хозяйства.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов, которые клинической медициной относятся к болезням: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой дерматит, лучевая катаракта, лучевое бесплодие, аномалии в развитии плода и др.) и стохастические (вероятностные) беспороговые эффекты (злокачественные опухоли, лейкозы, наследственные болезни).

Поэтому основные требования радиационной безопасности на предприятии должны предусматривать: исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий, не превышение установленных предельных доз радиоактивного облучения, снижение доз облучения до возможно низкого уровня.

Нефтяные и газовые промысла, как показали радиологические исследования, могут быть потенциальными источниками радиационной опасности.

В последнее время в нефтяной отрасли возникла проблема радиоактивного загрязнения окружающей среды и его воздействия на здоровье человека. Радиометрические исследования, проведенные специалистами АО «Волковгеология» на месторождениях Прикаспийского региона, выявили значительные площади радиоактивного загрязнения в зоне влияния разрабатываемых нефтяных месторождений.

Почти на всех месторождениях углеводородного сырья Западного Казахстана исследованиями установлены аномальные содержания природных радионуклидов радия и тория в пластовых водах, извлекаемых вместе с нефтью. В результате осаждение солей радия

на поверхности бурового оборудования и полях испарения могут возникать аномалии с гамма-радиоактивностью от 100 до 1000 и более мкР/Час при среднем природном радиационном фоне изученных районов по гамма-излучению 8-12 мкР/Час.

В связи этим у бурового подрядчика должен быть разработан план мероприятий по радиационной безопасности в соответствии с требованиями:

- «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» (утверждены Приказом Министра здравоохранения РК № ҚР ДСМ-275/2020 от 15.12.2020 года).

План мероприятий должен предусматривать:

- проведение контроля радиационной обстановки на буровой;
- оповещение об обнаружении радиоактивного заражения при бурении, заканчивании и испытании скважины.

Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

При обнаружении радиоактивного заражения выше установленных норм, контроль осуществляется постоянно. Измерение мощности дозы гамма-излучения и плотности потока бета-частиц проводится в двух точках: на рабочей площадке буровой на расстоянии 0,1 м от ствола ротора и у вибросита на высоте 0,1 м от поверхности.

При разбуривании пород, содержащих радиоактивные элементы, на буровой накапливаются отходы бурения, содержащие отдельные радионуклиды или их смеси.

Твердые и жидкие радиоактивные отходы, содержащие короткоживущие нуклиды с периодом полураспада до 15 суток, выдерживаются в течение времени, обеспечивающего снижение активности до значений меньших:

1) жидкие радиоактивные отходы:

- слабоактивные – 370 кБк/л;
- среднеактивные – от 370 кБк/л до 37 ГБк/л;
- высокоактивные – 37 ГБк/л и выше;

2) твердые отходы считаются радиоактивными, если:

- удельная активность больше 74 кБк/кг для бета – активных веществ;
- больше 200 мкЗв/ч для гамма – активных веществ;
- больше 7,4 кБк/кг для альфа–активных веществ (для радионуклидов трансурановых элементов больше 0,37 кБк/кг);



- уровни загрязнения поверхностей превышают $0,04 \text{ Бк/см}^2$ альфа-частиц или $0,4 \text{ Бк/см}^2$ бета – частиц.

Система обращения с жидкими и твердыми радиоактивными отходами включает их сбор, сортировку, упаковку, временное хранение, кондиционирование (концентрирование, затвердевание, прессование, сжигание), транспортирование, длительное хранение и (или) захоронение.

Сбор радиоактивных отходов в организациях производится непосредственно в местах их образования отдельно от обычных отходов с учетом:

- 1) категории отходов;
- 2) агрегатного состояния (твердые, жидкие);
- 3) физических и химических характеристик;
- 4) природы (органические и неорганические);
- 5) периода полураспада радионуклидов, находящихся в отходах (менее 15 суток, более 15 суток);
- 6) взрыво- и огнеопасности;
- 7) принятых методов переработки отходов.

Для сбора радиоактивных отходов в организации должны быть специальные сборники. Для первичного сбора твердых радиоактивных отходов могут быть использованы пластиковые или бумажные мешки, которые затем загружаются в сборники–контейнеры. Места расположения сборников при необходимости обеспечиваются защитными приспособлениями для снижения излучения за их пределами до допустимого уровня. Для временного хранения и выдержки сборников с радиоактивными отходами, создающими у поверхности дозу гамма-излучения более 2 мЗв/ч , устраиваются специальные защитные колодцы или ниши. Извлечение сборников отходов из колодцев и ниш производят специальными устройствами, исключающими переоблучение обслуживающего персонала.

Жидкие радиоактивные отходы собирают в специальные емкости, концентрируют и переводят в затвердевшее состояние в организации, где они образуются или в специализированной организации по обращению с радиоактивными отходами, после чего направляют на захоронение. Жидкие радиоактивные отходы собирают в специальные емкости, концентрируют и переводят в затвердевшее состояние в организации, где они образуются или в специализированной организации по обращению с радиоактивными отходами, после чего направляют на захоронение.

Самовоспламеняющиеся и взрывоопасные радиоактивные отходы до отправки на захоронение должны быть переведены в неопасное состояние, с соблюдением радиационной и пожарной безопасности.

В случае установления факта радиационного заражения, буровой мастер немедленно оповещает об этом свое непосредственное руководство и сообщает в соответствующую службу для информирования Госсаннадзора.

О факте радиационного загрязнения на буровой оповещаются:

- Местные органы власти (Областной Акимат);
- Департамент Государственного Эпидемиологического Надзора;
- Территориальный штаб ЧС.

Ликвидация последствий радиоактивного заражения, сбор, временное размещение и захоронение твердых и жидких радиоактивных отходов осуществляются в соответствии с инструкциями, разработанными на основании нормативных документов.

При обнаружении радиоактивного загрязнения выше установленных гигиенических норм, буровая бригада переходит на режим работы в соответствии с «Планом мероприятий по радиационной безопасности»:

- вокруг буровой обозначается СЗЗ и зона наблюдения;
- дальнейшие работы на скважине возможны лишь после официального разрешения СЭС.

Предельная доза облучения для членов буровой бригады (как непосредственно не контактирующих с источниками ионизирующего излучения, но по размещению рабочих мест подвергающихся такой возможности) составляет 0,5 Бэр (5 мЗв) за календарный год. Допустимая мощность внешнего излучения 0,24 мБЭР/час за 2000 час в год после начала поступления из скважины веществ содержащих радионуклиды (категория Б).

Предел годового поступления через органы дыхания радионуклидов неизвестного происхождения – 0,0001 мкКи/год.

Допустимый уровень загрязнения составляет:

- кожный покров -1 альфа-частица/см²*мин, 100 бета-частиц/см²*мин;
- спецодежда – 5 альфа-частица/см²*мин, 800 бета-частиц/см²*мин;
- оборудование – 5 альфа-частица/см²*мин, 2000 бета-частиц/см²*мин.

Дезактивация оборудования буровой может проводиться раствором соды в воде 10 г на 1 литр, разбавление перед сбросом в 10 раз.

Рекомендуемые приборы контроля:



- «РАМОН-01» - для измерения активности родона и торона в воздухе (чувствительность 4 Вк/м³);
- Бетагаммаспектрометр сцинтилляционный – для комплексного определения радионуклидов (стронция – 90, йод – 90, калий – 40 и для измерения удельной активности цезия, калия, радия, тория).

Независимо от уровня радиоактивности вскрываемых пород и пластов, в целях профилактики, при демонтаже перед перетаскиванием его со скважины на скважину, необходимо проводить дозиметрию бурового оборудования:

- ❖ вышечно - лебедочный блок;
- ❖ силовой и насосный блок;
- ❖ циркуляционная система;
- ❖ противовыбросовое оборудование;
- ❖ приемные мостки.

Характеристика радиационной обстановки

Для выполнения основных требований радиационной безопасности на месторождении Северный Кариман проводятся радиометрические и радиологические исследования компонентов природной среды, результаты которых позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории с начала разработки месторождения.

Согласно «Программы экологического производственного контроля на объектах ТОО «Емир-Ойл»» радиационный мониторинг проводится 1 раз в год.

Радиационно-дозиметрическое обследование объектов месторождения проводилось во 2 квартале 2021 года специалистами ТОО «НИИ «Батысэкопроект».

Наблюдение за радиационным фоном производилось дозиметром-радиометром ДКС-96. Замеры осуществлялись при положении датчика на уровне 0,1 м от обследуемой поверхности, а при движении расстояние от детектора прибора не превышало 0,1-0,5 метра. Продолжительность измерения радиационного фона в фиксированной точке была не менее 30 секунд.

Мощность эффективной дозы гамма-излучения, соответствии с ГН «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности» утвержденные приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года №155, не должна превышать фоновых значений мощности дозы более чем на 0,2 мкЗв/ч.



Результаты замеров радиационного мониторинга месторождения Северный Кариман представлены в таблице 2.35.

Таблица 2.35 – Результаты замеров радиационного мониторинга на территории месторождения Северный Кариман.

Наименование источников воздействия	Установленный норматив (мкЗв/ч)	Фактический результат мониторинга (мкЗв/ч)
Технологическое оборудование	0,6	0,12
СК-1	0,2+фон	0,09
СК-2	0,2+фон	0,1

В результате проведенных исследований во 2 квартале 2021 года было установлено, что мощность эквивалентной дозы гамма-излучения на территории месторождения Северный Кариман ТОО «Емир-Ойл» составляет от 0,09 до 0,12 мкЗв/час, что не превышает допустимого значения. В целом, контрактная территория ТОО «Емир-Ойл» не представляет радиационной опасности для обслуживающего персонала и относится к нерадиационноопасным объектам.

Предложения по организации радиационного мониторинга

Радиационный мониторинг - система наблюдений за техногенным и природным радиоактивным загрязнением объектов окружающей среды и территорий.

Для выполнения основных требований радиационной безопасности должен проводиться радиационно-дозиметрическое обследование на месторождении.

Результаты исследований позволяют сделать вывод о радиологической обстановке исследуемой территории. Объем, характер и периодичность радиационного контроля, учет и порядок регистрации его результатов, определяется службой радиационной безопасности организации, утверждается администрацией и согласовывается в органах Госсаннадзора.

Радиационный контроль должен проводиться специальными организациями Республики Казахстан имеющие лицензию на выполнение этих работ. Работы должны выполняться с помощью стационарных приборов и (или) передвижной лаборатории, снабженной переносными приборами.

В настоящее время, проводимые радиационно-дозиметрические обследования на контрактной территории ТОО «Емир-Ойл» охватывают необходимые точки контроля и определяемые параметры.

В рамках проведения радиационного мониторинга рекомендуется продолжить определение уровня радиоактивного загрязнения путем замеров мощности эквивалентной дозы гамма-излучения существующем режиме.



Оценка воздействия физических факторов на окружающую среду

В целом же воздействие физических факторов на состояние окружающей среды может быть оценено как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

2.6 Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы

2.6.1 Состояние и условия землепользования, земельный баланс территории, предлагаемые изменения в землеустройстве, расчет потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за №482 от 09.06.2000 года заключенного в соответствии с Лицензией серии АИ №1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз – Емир – Долинное в Мангистауской области. В 2004 году ТОО «Емир-Ойл» заключило Дополнение №2 от 10.09.2004 года к Контракту №482 от 09.06.2000 года о продлении разведки до 09.07.07 года, а также заключило Дополнение №3 от 07.12.2004 года о расширении контрактной территории, с учетом расширения площадь лицензионной территории месторождений ТОО «Емир-Ойл» составляет 464,17 км² и включает в себя месторождения Емир, Долинное, Аксаз, Кариман, Борлы. Площадь горного отвода месторождения Северный Кариман составляет 4,55 км².

Потерь сельскохозяйственного производства и убытков собственников земельных участков и землепользователей в рамках реализации намечаемой деятельности на участке не предполагается, ввиду отсутствия изменений в площади геологического отвода и соответственно в границах проведения намечаемых работ. Исключением являются площадка проектируемой скважины, отводимая под буровые работы и испытание скважины на территории компании ТОО «Емир-Ойл».

Согласно почвенно-географического районирования, рассматриваемая контрактная территория ТОО «Емир-Ойл», расположена в пределах пустынно-степной зоны, в подзоне северной пустыни и её Актау-Карагиенского низменного района бурых солонцеватых почв и соровыми солончаками бессточных впадин.

Данный район находится к югу от плато Тюб-Караган. Третичные отложения здесь перекрываются четвертичными морскими осадками. Днища впадин заполнены хемогенными отложениями, мощность которых местами достигает более 10 м. Грунтовые воды минерализованы, особенно сильно во впадинах и в приморской полосе. Растительный покров представлен итсигеково-сери-полынными и полынно-биюргуновыми группировками. Во впадинах встречаются галофиты (сарсазан, лебеда, шведка).

Почвообразующими породами служат богатые морской фауной четвертичные морские отложения, относящиеся к хазарскому, хвалынскому и новокаспийскому ярусам. Эти отложения с глубины около 0,5-5 м подстилаются известняками Сарматского моря. Местами известняки выходят на дневную поверхность или очень близки к поверхности. На



склонах, в долинах и во впадинах почвообразующими породами служат делювиальные и пролювиальные отложения.

Зональными почвами района являются бурые солонцеватые разновидности. В межуалистных долинах они комплексуются с солонцами. Значительные площади представлены маломощными почвами с близким подстиланием известняков, малоразвитыми и эродированными почвами, залегающими на склонах впадин. Микрозападины в равнинной часто заняты солонцами лугово-пустынными. На дне бессточных впадин - развиты соровые солончаки и чистые солевые наносы - соры (солевые хаки).

Большую часть площади здесь занимают бурые солончаково-солонцовые комплексы. Однородные площади бурых почв встречаются редко. Чаще всего, представлен зональный комплекс представлен:

Бурыми полупустынными солонцеватыми почвами.

Основная особенность этих почв - слабая гумусированность и малая мощность гумусового горизонта. Бурые полупустынные почвы характеризуются обеднением верхнего горизонта илом, полуторными окислами, кальцием и магнием. Содержание гумуса – 0,2-2,5% в зависимости от механического состава. Почвы бедны усвояемыми формами азота и фосфора, что обусловлено скудностью растительного покрова и малой подвижностью питательных элементов в карбонатной среде. Однако почвы достаточно обеспечены подвижным калием. В составе гумуса бурых почв фульвокислоты заметно преобладают над гуминовыми кислотами. В формах связи гуминовых кислот содержание. Первой и третьей фракции незначительно. Количество второй фракции гуминовых кислот более высокое, по сравнению с этой же фракцией фульвокислот.

Отношение углерода гуминовых кислот к углероду фульвокислот меньше единицы. Такой состав гумуса бурых почв находится в полном соответствии с биохимическими условиями разложения органической массы. Реакция почв слабощелочная, емкость поглощения: песчаных и супесчаных почв - 3-10 мг-экв/100 г, суглинистых -10-25 мг-экв/100 г почвы. В преобладающем большинстве у бурых почв, в подошве разреза первого метра, появляются легкорастворимые соли. Реакция почвенного раствора, обычная для бурых почв - щелочная (рН 7,50). Для почв характерно неглубокое залегание легкорастворимых солей, представленных главным образом, сульфатами кальция. Характерно, что наряду с обменным натрием в поглощающем комплексе почв, часто обнаруживается повышенное содержание магния, по-видимому остаточного морского происхождения. Содержание обменного магния в отдельных случаях достигает 40-50 % от емкости поглощения почв. С этим очевидно связано очень плотное, часто слитое сложение и плохие водно-физические свойства почв.



Сумма солей в опробованном горизонте составила 0,9 %. Водный режим почв - непромывной. Небольшая глубина промачивания почв, за счет атмосферных осадков, обуславливает перемещение солей в верхнем слое профиля (до 1 м).

Почвы используются в основном как малопродуктивные пастбища.

В почвенном покрове рассматриваемой площади с бурыми почвами значительное место занимают солонцы и солончаки. Солончаки соровые развиваются под изреженной растительностью, с преобладанием различных видов солянок. В настоящее время грунтовые воды, большей частью, не связаны с поверхностью почвы, и засоленность почв связана с непромывным, периодически выпотным типом водного режима. Объединяющими признаками солончаков являются: высокое засоление почвогрунтов, начиная с поверхности (более 1 % солей по плотному остатку), слабая дифференциация профиля на генетические горизонты, вскипание с поверхности, при отсутствии видимых карбонатных выделений.

Солончаки соровые занимают днища замкнутых депрессий и в первую очередь примыкающей к рассматриваемой площади впадины Карагие, Котловины соров представляют благоприятную среду для соленакопления, за счет сноса солей вместе с тальми водами с вышележащей территории и подпитывания минерализованных грунтовых вод. Последние находятся на глубине от 50 см до 2 м. Близкое залегание минерализованных грунтовых вод обеспечивает постоянную капиллярную связь с поверхностными горизонтами солончаков и высокое засоление профиля.

Вследствие этого нижние горизонты солончаков имеют следы оглеения в виде сизоватых, иссиня-черных и зеленоватых тонов – результат периодической смены окислительных процессов восстановительными.

Солончаки соровые слабо затронуты почвообразованием. По существу это не почвенные, а геологические образования. В них под белой солевой коркой залегает бесструктурная влажная, вязкая глинистая масса, насыщенная солями.

Отношение Cl/SO_4 изменяется по профилю от 1 до 17, что является следствием, как периодических промывок, так и кристаллизацией солей, Заметного перераспределения солей в профиле солончака не наблюдается.

Интенсивное летнее испарение грунтовых вод, при отсутствии растительности, приводит к кристаллизации солей на поверхности солончака. Солевая корка соровых солончаков на 98 % состоит из поваренной соли. Химический анализ солевой корки сорового солончака составил (%): $CaSO_4$ – 0,20; $MgSO_4$ – 1,43; $MgCl_2$ – 0,39; KCl – 0,09; $NaCl$ – 97,89; сумма солей – 100.



Соровые солончаки содержат до 1 % гумуса. Это связано с привносом органического вещества в соры извне вместе с атмосферными осадками. РН водной суспензии указывает на щелочную и сильнощелочную реакцию раствора.

По гранулометрическому составу соровые отложения представляют чрезвычайно вязкую иловато-глинистую массу. В местах окаймления соров песчаными и супесчаными гривами, в результате заносов, они приобретают более легкий гранулометрический состав.

Соровые солончаки - неудобные земли. Их использование в сельскохозяйственном производстве потребовало бы проведения чрезвычайно дорогостоящих и трудоемких мелиоративных мероприятий.

Солонцы пустынные (Сп) встречаются как сплошными массивами, так и в комплексах и сочетаниях с другими почвами на сильно засоленных почвообразующих породах. Грунтовые воды располагаются глубже 8-10 м и существенно не влияют на процессы почвообразования. Растительность, обычно изреженная, представлена в основном биюргуном и тасбиюргуном с участием полыни. По морфологическому строению и физико-химическим данным солонцы бурой и серо-бурой зон не имеют существенных различий. У всех пустынных солонцов верхний горизонт характеризуется наличием пористой рыхлой палево-серой корочки, относительно облегченным механическим составом и непостоянной мощностью.

Солонцовый (иллювиальный) горизонт всегда резко ограничен от верхнего горизонта. Окраска его всегда значительно темнее и отличается коричневым или буроватым оттенком. Наиболее яркой его особенностью является сильная уплотненность, призмовидная, столбчатая или ореховая структура. Под солонцовым горизонтом происходит обильное выделение легко растворимых и карбонатных солей. Гипс выделяется в виде кристаллов на глубине 50-70 см. Солонцы бурно вскипают от НСІ с поверхности и по всему профилю.

По степени засоления и по глубине залегания солей все солонцы относятся к солончаковым, реже к солончаковатым.

Для характеристики строения пустынных солонцов приводим описание профилей этих почв. Рельеф в точке заложения почвенного разреза - слабоволнистая равнина. Растительность полынно-биюргуновая. Отмечено обильное выделение карбонатов с 20 см, водорастворимых солей - с 35 см. Данные механического анализа подтверждают значительную обогащенность иллювиального горизонта илистыми частицами. Такое распределение фракций по генетическим горизонтам характерно для солонцов. Они малопригодны для земледелия и используются как пастбища.



Большая пестрота и разнообразие почвенного покрова, широкое распространение засоленных, солонцеватых почв и солончаков определяют трудные почвенно-мелиоративные условия, осложняемые засушливостью климата и слабой обводненностью территории.

Все почвы, встречающиеся на рассматриваемой площади отличаются малой гумусностью, небольшой мощностью гумусового горизонта, низким содержанием элементов зольного питания, малой емкостью поглощения.

Качественный состав почв в большинстве случаев неблагоприятен для земледелия и требует применения тех или иных мелиоративных мероприятий, так как широкое распространение солонцеватых и засоленных почв, их мелкопятнистое размещение в условиях слабой естественной дренированности территории создают большие трудности при освоении земель.

Характеристика воздействия строительства скважины на почвенный покров

Основными загрязнителями почвенного покрова являются нефть, буровые сточные воды, выбуренная порода и отработанный буровой раствор.

Нефть и нефтепродукты загрязняют поверхностный слой почв при проведении операций по вызову притока жидкости, при возможных аварийных ситуациях, в качестве составляющих компонентов бурового раствора, в результате возможных проливов ГСМ.

Загрязнение поверхности почв возможно на всех этапах проведения строительства скважины. Но наибольшие загрязнения возникают на стадиях работ по бурению и испытанию скважины.

При проведении данного вида работ возможно возникновение нефтегазоводяного фонтана. Фонтанирование, сопровождаемое выбросом газа, воды, нефти и бурового раствора, происходит за счет увеличения пластового давления. Выброс нефти может возникнуть неожиданно и начаться довольно бурно в чрезвычайно короткий период времени. Последствиями неуправляемого фонтанирования могут явиться порча оборудования, остановка буровых работ и даже пожар. Большинство нефтепроявлений возникают на стадиях проведения подъема бурильных труб, промывки скважины после спуска бурильных колонн.

В целях предупреждения и предотвращения фонтанирования необходимо осуществлять утяжеление глинистого раствора и герметизацию устья скважины противовыбросным оборудованием.

Для уменьшения негативного воздействия на почвенный покров проектом предлагается безамбарная технология бурения. Вывоз отходов бурения будет



осуществляться специализированной организацией согласно договору на утилизацию или переработку.

Кроме того, эффективным мероприятием по снижению загрязнения почв является многократное применение бурового раствора после соответствующей очистки.

Отработанный буровой раствор очищается в блоке приготовления и очистке бурового раствора. Очистка бурового раствора производится из последовательно идущих операций:

- грубая очистка на вибросите;
- пескоотделение;
- илоотделение.

Приготовление бурового раствора производится в мешалке, путем непрерывного поступления и перемешивания химических реагентов, водой и утяжелителями. Используемые в процессе приготовления бурового раствора реагенты имеют 3 и 4 класса токсичности.

Схема оборотного использования бурового раствора такова: скважина - вибросито - дегазатор - гидроциклонный пескоотделитель - илоотделитель - буровые насосы - скважина.

Буровой раствор, выходящий из скважины, попадает на вибросито, где подвергается очистке механическим способом от выбуренной породы (бурового шлама). Вибросито способно пропустить до 10 л/с бурового раствора. После вибросита частично очищенный раствор попадает в дегазатор для удаления из него газа. Затем посредством насоса раствор попадает в батарею гидроциклонов пескоотделителя, удаляющего частицы песка из очищаемой смеси. Далее насосом раствор подается для окончательной очистки в илоотделитель. После отделения частиц очищенный буровой раствор направляется в приемную емкость.

Рассматриваемый технический проект составлен с учетом соблюдения единых технических правил ведения работ при строительстве скважин, утвержденных в установленном порядке. Рассмотрены все возможные воздействия на почвенные ресурсы и разработаны технические решения, направленные на предупреждение и устранение загрязнений.

Проектными решениями предлагается безамбарная технология сбора отходов бурения с последующим вывозом на специально предназначенные полигоны хранения/захоронения и/или утилизации.

Буровые сточные воды, образующиеся при выполнении буровых операций будут вывозиться специализированной организацией на утилизацию на договорной основе.



Кроме того, планируется повторное использование отработанного бурового раствора с предварительной очисткой посредством циркуляционной системы.

Химические реагенты будут хранить в складском помещении, снабженном гидроизолированным настилом и навесом.

Химические реагенты будут привозиться на площадку бурения, и храниться на складе в заводской упаковке. Дизельное топливо, отработанные и свежие масла будут храниться в герметичных емкостях, снабженных мерными трубками и дыхательными клапанами.

Для уменьшения воздействия на почвенный покров разработан ряд организационно-технических решений и мер:

- планировка поверхности технологических площадок;
- гидроизоляция синтетической пленкой, укладка железобетонных плит под буровое оборудование и обваловка участков под технологическое оборудование;
- установка железобетонных лотков по контуру площадки для сбора и транспортировки буровых стоков;
- транспортировка и хранение химических реагентов в закрытой таре;
- буровой раствор готовится в блоке приготовления раствора, со сливом в циркуляционную систему;
- хранение бурового раствора в металлических закрытых емкостях;
- установка металлических поддонов в местах возможных утечек от технологического оборудования;
- циркуляция бурового раствора осуществляется по замкнутой системе: скважина – блок очистки (по металлическим желобам) – металлические емкости – скважина (насосами);
- очистка отработанных буровых стоков гидроциклонным способом;
- выбуренная порода на блоке очистки отделяется от бурового раствора и сбрасывается в емкости для отходов бурения, по мере наполнения емкостей будут вывозиться с буровой площадки;
- реализация безамбарного бурения (твердые и жидкие отходы бурения будут собираться в металлические емкости с последующим вывозом в места временного размещения по мере накопления на договорной основе);

До начала строительства скважины будут проведены планировочные работы.

Рекультивация буровой площадки: после окончания строительства скважины: техническая (сбор металлолома, остатков материалов, с вывозом на площадку подрядчика), биологическая (нет необходимости).

Для дальнейшего прекращения уничтожения почвенного покрова и деградации ландшафтов необходимо:

- упорядочить использование только необходимых автодорог;
- запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением почвенного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф;
- проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного покрова на контрактной территории.

При осуществлении комплекса природоохранных мероприятий, соблюдение технологического регламента ведения работ, при отсутствии аварийных ситуаций, можно свести негативное воздействие до минимума.

2.6.2 Характеристика современного состояния почвенного покрова в зоне воздействия планируемого объекта

Для оценки современного состояния почвенного покрова на территории месторождения Северный Кариман представлены данные, проведенные в рамках мониторинговых исследований в 3 квартале 2022 года, которые выполнены аккредитованной лабораторией ТОО «НИИ «Батысэкопроект».

В соответствии с законодательством Республики Казахстан на месторождении Северный Кариман ТОО «Емир-Ойл» ведется производственный мониторинг за состоянием почв. Производственный мониторинг почв на месторождении осуществляется в соответствии с «Программой производственного экологического контроля» на 2-х стационарных экологических площадках.

Отбор проб и изучение состояния почв на месторождении Северный Кариман проводились согласно ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору».

Для оценки состояния почвенного покрова в качестве контролируемых ингредиентов для каждой из проб были приняты:

- нефтепродукты, мг/кг;



- тяжелые металлы (медь, свинец, цинк, никель, кобальт, ртуть), мг/кг.

Критерием загрязнения почв в настоящее время являются предельно допустимые концентрации вредных элементов (ПДК), установленные нормативными санитарно-гигиеническими документами: «Гигиенические нормативы к безопасности среды обитания» (утверждены приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан № ҚР ДСМ-32 от 21.04.2021 г.).

Результаты проведенных химических анализов почвенных проб на загрязнение тяжелыми металлами и нефтепродуктами в 3 квартале 2022 года на месторождении Северный Кариман, представлены в таблице 2.36.

Таблица 2.36 – Результаты анализа проб почвы за 3 квартал 2022 года на месторождении Северный Кариман

№	Определяемый компонент	СК-1	СК-2	ПДК, мг/кг
1	Нефтепродукты	0,027	0,022	--
2	Медь	19,62	18,78	--
3	Свинец	22,58	24,75	32,0
4	Цинк	41,38	42,46	--
5	Никель	21,29	25,43	--
6	Кобальт	10,22	10,34	5,0
7	Ртуть	<0,1	<0,1	2,1

Результаты исследований состояния почвенного покрова на месторождении Северный Кариман показали следующие результаты:

- Концентрация ртути в пробах почв были ниже предела обнаружения прибором.
- По концентрации кобальта выявлено превышение ПДК (предельно-допустимых концентраций), что указывает на загрязнение почвы, при этом концентрации остальных определяемых в почвах тяжелых металлов не наблюдается превышения нормативов ПДК.

Таким образом, сравнительный анализ проведенных исследований проб почв на месторождении Северный Кариман в 3 квартале 2022 года позволяет сделать вывод, что концентраций всех наблюдаемых ингредиентов в почвенном покрове за исключением кобальта не превышают нормативов предельно допустимых концентраций (ПДК) и находятся в пределах допустимой нормы.

2.6.3 Характеристика ожидаемого воздействия на почвенный покров (механические нарушения, химическое загрязнение), изменение свойств почв и грунтов в зоне влияния объекта

Ландшафтные комплексы достаточно устойчивы к проектируемым видам работ. Техногенные вещества, поступающие на поверхность почвы и проникающие в глубь ее, дифференцируются в пределах генетического профиля почвы, в котором различные генетические горизонты выступают в роли тех или иных геохимических барьеров,



задерживающих часть техногенного потока. Миграция загрязнений в почвах возможна только при наличии капельножидкой среды. Загрязненные воды, проходя сквозь почву, частично или полностью очищаются от техногенных продуктов, но сама почва, представляющая систему геохимических барьеров, загрязняется.

Буферность почв по отношению к воздействию техногенных потоков веществ зависит от совокупности процессов, выводящих избыточные деструкционно-активные продукты техногенеза из биологического круговорота:

- вымывания токсичных веществ за пределы почвенного профиля;
- консервации токсичных веществ на геохимических барьерах в недоступных для живых организмов формах;
- разложения токсичных химических соединений до форм, не опасных для живых организмов.

В зависимости от почвенно-геохимических условий, часть удерживаемых в почвах элементов, в том числе и высокотоксичных, переходит в труднорастворимые не доступные для растений формы. Поэтому, несмотря на относительное накопление, они не включаются в биологический круговорот. Другие элементы в этих же почвах образуют относительно мобильные, но все же накапливающиеся формы, и поэтому особенно опасны для биоты. Ряд элементов образуют в этих же условиях легкорастворимые формы, и в почвах с промывным режимом выносятся за пределы профиля, поэтому представляют меньшую опасность. В почвах с водозастойным режимом, биохимически-активные вещества насыщают водоносные горизонты почв и при слабом оттоке вод наиболее опасны.

К основным факторам негативного потенциального воздействия на почвы и ландшафты в целом можно будет отнести:

Изъятие земель. Изъятие земель из использования может происходить опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации. Однако месторождение расположено на землях непригодных к использованию в сельском хозяйстве. Поэтому изъятие и использование таких земель под производственные объекты связано с минимальным ущербом для сельскохозяйственного производства и практически не окажет значимого влияния на сложившийся характер использования земель прилегающих территорий.

Механические нарушения почвенно-растительного покрова связаны с нарушением целостности почвенного профиля.

Механические нарушения, вызванные ездой автотранспорта и строительной техники по не санкционированным дорогам и бездорожью, приводят к трудно восстанавливаемым, часто необратимым, изменениям почвенно-растительных экосистем, уничтожению коренной растительности, нарушению морфологических и биохимических свойств почвы, уплотнению поверхностных слоев, стимулированию развития ветровой эрозии.

Оценка степени техногенного воздействия при механических нарушениях определяется глубиной нарушения литологического строения почв, учитывая при этом наличие плодородного слоя и потенциально плодородных пород, переуплотнением почв, перекрытость поверхности посторонними наносами.

Загрязнение почв. Загрязнение почвенных экосистем химическими веществами может происходить непосредственно путем разлива углеводородного сырья. Источниками загрязнения являются также твердые и жидкие отходы производства. Наиболее опасными потенциальными источниками химического загрязнения на нефтепромысле являются химические реагенты, растворы, применяемые при эксплуатации скважин, промышленные и коммунально-бытовые отходы и др.

Обычно загрязнения нефтью и нефтепродуктами приводят к значительным изменениям физико-химических свойств почв. Так, разрушение слабых почвенных структур и диспергирование почвенных частиц сопровождается снижением водопроницаемости почв. За счет загрязнения нефтью в почве резко возрастает соотношение между углеродом и азотом, что ухудшает азотный режим и нарушает корневое питание растений. Кроме того, нефть, попавшая на поверхность земли и впитываясь в грунт, сильно загрязняет почву и подземные воды. Почва самоочищается медленно, путем биологического разложения нефти.

Вредное действие нефти на почву и растительность усиливается при наличии в ней высокоминерализованных пластовых вод. Пластовые и сточные воды содержат различные вредные вещества (газ, нефть, соли и т.д.), из-за своей токсичности отрицательно действуют на живые организмы и растительность. При разливе высокоминерализованных вод на плодородный слой земли вероятный период восстановления почвы – около 20 лет.

К числу химических соединений, загрязняющих почву, относятся и канцерогенные вещества, такие как полициклические ароматические углеводороды (ПАУ). В эту группу входят до 200 реагентов, в том числе бенз(а)пирен и др.

Основные источники загрязнения почвы канцерогенами – выхлопные газы автотранспорта и технологическое оборудование. В почву канцерогены поступают из атмосферы вместе с крупно - и среднедисперсными пылевыми и сажевыми частицами, при утечке нефтепродуктов, особенно отработанных смазочных материалов. Интенсивность



канцерогенного загрязнения зависит от мощности источников загрязнения, удаленности от него исследуемой территории, направления ветра и других факторов.

По степени устойчивости к загрязняющим веществам и по характеру ответных реакций почвы подразделяются на очень устойчивые, среднеустойчивые и малоустойчивые. Несмотря на высокую скорость разложения органических веществ в условиях сухого жаркого климата, почвы исследуемой территории малоустойчивы к загрязнению, что обусловлено слабой гумусированностью, легким механическим составом с преобладанием песчаных фракций, низкой емкостью поглощения, незначительной буферной способностью.

С учетом запланированных мероприятий по защите почвенного покрова от загрязнения, при строгом соблюдении технологических требований, строительство скважины не приведет к значительному загрязнению почво-грунтов.

Влияние на почвенный покров можно оценить как:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

2.6.4 Планируемые мероприятия и проектные решения (техническая и биологическая рекультивация)

Согласно Земельному Кодексу РК, рекультивации подлежат нарушенные земли всех категорий и прилегающие земельные участки, полностью или частично утратившие сельскохозяйственную продуктивность в результате техногенного воздействия. В



соответствии с Земельным Кодексом РК рекультивация земель, восстановление плодородия, сохранения и использования плодородного слоя почвы при проведении работ является одним из наиболее важных природоохранных мероприятий.

Восстановление нарушенных земель и их освоение должны быть направлены на устранение очагов неблагоприятного влияния на окружающую среду, улучшение санитарно-гигиенических условий жизни населения, повышение эстетической ценности ландшафтов.

Рекультивация земель обеспечивает снижение воздействия нарушенных земель на компоненты окружающей среды: атмосферу, поверхностные и грунтовые воды, грунты и почвы, растительный и животный мир, оказывает благотворное влияние на здоровье человека и направлена на устранение экологического ущерба.

После завершения работ по строительству скважины будет выполнен технический этап рекультивации.

При проведении рекультивационных работ после строительства скважины на нарушенных участках будут выполнены следующие работы, такие как: снятие загрязненного грунта (в случае образования) и вывоз в согласованные места утилизации или организованного хранения, очистка территории от крупногабаритных обломков, металлолома, остатков материалов, демонтаж оборудования, фундаментов и бетонных плит, и вывоз с буровой площадки для последующего использования, и планировка площадки скважины.

Рекультивируемые земли и прилегающая к ним территория после завершения всего комплекса работ должны представлять собой оптимально организованный и экологически сбалансированный устойчивый ландшафт.

2.6.5 Организация экологического мониторинга почв

Мониторинг состояния почв - система наблюдений за состоянием техногенного загрязнения почв. Мониторинг заключается в контроле показателей состояния грунтов на участках, подвергнувшихся техногенному нарушению, на предмет определения их загрязнения нефтепродуктами и тяжелыми металлами.

Отбор проб и изучение почво-грунтов проводится по сети станций, размещение которых проводится относительно источников воздействия, с учетом реальной возможности проведения наблюдений и обеспечивает объективную оценку происходящих изменений.

Производственный мониторинг почвенного покрова должен проводиться в соответствии с «Программой производственного экологического контроля...» на стационарных экологических площадках (СЭП).



Места заложения СЭП выбираются с учетом пространственного распространения основных почвенных разностей, направления их производственного использования и характера техногенных нарушений, с таким расчетом, чтобы полученная информация наиболее полно характеризовала процессы, происходящие в почвах на территории месторождения. Территориальная сеть пунктов наблюдений характеризует весь комплекс техногенного воздействия на почвы с учетом различной степени проявления негативных процессов. В настоящее время на территории месторождения Северный Кариман ведется мониторинг почвенного покрова.

Работы по контролю загрязнения почв, и оценки их качественного состояния регламентируются ГОСТом 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к отбору».

Состояние химического состава почв измеряется по следующим ингредиентам: нефтепродукты, тяжелые металлы (медь, свинец, цинк, никель, кобальт, ртуть).

Интерпретация полученных аналитических данных проводится путем сравнения с нормативными показателями.

В настоящее время, проводимые исследования почвенного покрова на месторождении Северный Кариман охватывают все необходимые точки контроля и определяемые параметры в составе почв. В рамках проведения мониторинга почвенного покрова на месторождении Северный Кариман рекомендуется продолжить исследование состояния почв в существующем режиме.

2.7 Оценка воздействия на растительность

2.7.1 Современное состояние растительного покрова в зоне воздействия объекта

Растительный покров области развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебаний температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве. Все это определяет формирование растительного покрова, характерного для условий пустынь северного полушария.

Согласно ботанико-географическому районированию эта территория относится к Азиатской пустынной области, Ирано-туранской подобласти, Северо-туранской провинции, Западно-северотуранской подпровинции.

Растительный покров территории относится к средним галофитным прикаспийским пустыням. Отличительной чертой растительного покрова Прикаспия является его пространственная неоднородность - комплексность. Сочетание таких факторов как слабый дренаж, суглинистость засоленных грунтов, суффозионные явления в совокупности с явлениями выщелачивания, т.е. рассоления почв, деятельность землероев способствовали развитию западинного мелкого микро- и нанорельефа.

Почвенно-растительные комплексы отличаются высокой динамичностью благодаря процессам рассоления - засоления и опреснения.

Флора территории насчитывает около 100 видов высших сосудистых растений, характерных для окружающих пустынь.

По орографическому строению территория представляет собой участок с увалисто-равнинным рельефом и небольшими колебаниями высот.

Растительный покров окружающей территории характеризуется однородной пространственной структурой, бедностью флоры и низким уровнем биологического разнообразия вследствие природно-климатических особенностей региона.

Доминирующими видами являются ксерогалофиты, относящиеся к жизненным формам полукустарничков, кустарничков, травянистых многолетников и однолетников с коротким (эфимеры и эфемероиды) и длительным периодом вегетации.

На территории ТОО «Емир-Ойл» зарегистрировано более 60 видов из 7 семейств. Подавляющее число видов относится к семейству маревых, злаковых, сложноцветных. Около трети считаются сорными (лебеда татарская, солянки Паульсена, олиственная и натронная), ядовитыми (итсигек, адраспан, рогоглавник, клоповник), непоедаемыми и

плохоедаемыми (оносма, льянка, липучки и др.). Все эти растения обильно разрастаются в результате антропогенных и техногенных нагрузок.

Экобиоморфный анализ показал, что по числу видов в сложении травостоя преобладают травянистые однолетники, многолетних трав насчитывается 7 видов, полукустарников и полукустарничков – 6 видов. Большинство из них ксерофиты и ксерогалофиты.

По составу жизненных форм преобладают полукустарнички, травянистые многолетники и однолетники – как весенние эфемеры, так и летне-осенние однолетние солянки. По составу экологических типов во флоре преобладают засухоустойчивые растения – ксерофиты. С солончаками связаны растения-галофиты, на увлажняемых местообитаниях встречаются мезофиты (ажрек, тростник).

Кормовое значение имеет большинство видов, произрастающих на территории месторождений. Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно полынь белоземельная. Полынные пастбища обычно используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у них активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение. Кроме того, весной в травостое много поедаемых эфемеров. В течение всего выпасного периода поедаются такие растения как изень, еркек, жантак.

Как уже отмечалось, все сочные многолетние и однолетние солянки – биюргун, сведы, климакоптеры, галимокнемисы и др. поедаются в позднеосенне-зимнее время, после выщелачивания солей и в основном верблюдами. В другое время они могут служить причиной отравления скота токсичными солями. Лошади и мелкий рогатый скот поедают их с меньшей охотой, а сарсазан не поедают вовсе. Поэтому по составу растительности и её поедаемости на территории месторождения преобладают осенне-зимние пастбища для верблюдов, лошадей и мелкого рогатого скота. На полынно-эфемеровой, полынно-еркековой растительности возможен весенне-летне-осенний выпас. Использовать их можно в весенне-летне-осенний период под выпас мелкого рогатого скота, лошадей, верблюдов, травостой с еркеком пригодны для всех видов скота. Индикатором высокой пастбищной нагрузки является разрастание таких сорных растений как адраспан, итсигек, лебеда татарская, солянка Паульсена, эбелек, рогозавник. Практически все они являются пионерами зарастания нарушенных территорий.

Ввиду того, что исследуемая территория давно находится в хозяйственном использовании и растительный покров достаточно сильно трансформирован, редких и эндемичных растений не обнаружено.

Среди выявленного видового состава растительности обследованных территорий есть ценные лекарственные растения.

1. *Верблюжья колючка обыкновенная, жантак – Alhagi pseudoalhagi (M.B.) Desv.* Колючий полукустарник семейства бобовых высотой до 1 метра. Стебель растопыренно-ветвистый с многочисленными колючками, корень длинный, уходящий на глубину нескольких метров, листья яйцевидные, цветки розовые или красные, типичного мотылькового строения, расположены на колючках, плод – боб с четырьмя – пятью почковидными семенами. Цветёт с мая до осени, плоды начинают созревать в июле. Лекарственным сырьём служит надземная часть растений. Содержит эфирное масло, стероиды, алкалоиды, витамины В, С и К, дубильные вещества, кумарины, органические кислоты и др.

Отвар и настой жантака обладают бактериостатическим, вяжущим, кровоостанавливающим, желчегонным и ранозаживляющим средством.

Эвритопный вид, встречается на различных местообитаниях, выносит некоторое засоление. Благодаря глубокой стержневой корневой системе и возможности корнеотпрыскового размножения сохраняется и даже разрастается на территории месторождений. Иногда на нефтяных разливах, пробивая битумную корку, является первым многолетником, осваивающим загрязнённые местообитания. Декоративен.

2. *Гармала обыкновенная, адраспан – Peganum harmala L.* Травянистый многолетник с мощной корневой системой, образует рыхлые многопобеговые кусты. Цветёт в мае-июле, плоды созревают в июле-августе. Это сорное, ядовитое для скота растение, засоряющее сильно сбитые пастбища, встречается чаще всего в виде зарослей вокруг жилья, мест водопоя. На песках и лёгких почвах – рельефообразующий вид, фитомелиорант, может использоваться для закрепления песков.

Лекарственным сырьём служит крупно нарезанная и высушенная трава. Содержит алкалоиды – гармин, гармалол, пеганин и др. Семена содержат красящие вещества, из-за чего адраспан называют ещё турецкой краской. Применяют при заболеваниях нервной системы. В народной медицине – при простуде и лихорадках. Ванны из травы принимают при заболеваниях суставов. Антисептик, инсектицид. Дым сжигаемой травы ослабляет головные боли и оказывает дезинфицирующее действие.

Отрицательного воздействия нефтедобычи на него не отмечено, наоборот, возможно увеличение степени численности на дефлированных участках в результате антропогенного воздействия.

3. *Ежовник безлистный, итсигек – Anabasis aphylla L.* Полукустарник, ветвистый от самого основания. Листья едва заметные. Цветёт и плодоносит в июле-сентябре. Ядовитый сорняк, разрастается в большом обилии в местах интенсивного выпаса. Содержит алкалоиды анабазин, Лупинин, афиллин и др. Сырьём служит все растение. Применяют при туберкулёзе, как средство, облегчающее отвыкание от курения, в ветеринарии при кожных заболеваниях скота, инсектицид. Зола – для кустарной выделки кож, получения соды и поташа. Красильное, медонос и перганос. Перспективен для фитомелиорации нарушенных земель, даже сильнозасолённых. Разрастается от перевыпаса.

Отрицательного воздействия нефтедобычи на эти растения не выявлено.

2.7.2 Характеристика факторов среды обитания растений, влияющих на их состояние

Растительность развивается в очень суровых природных условиях: засушливость климата, большие амплитуды колебания температур, резкий недостаток влаги в сочетании с широким распространением засоленных почвообразующих и подстилающих пород, вызывающих преобладание восходящих минеральных растворов в почве.

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно - природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычленировать невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Антропогенные процессы непосредственно связаны с хозяйственной деятельностью человека на данной территории. Они вызваны влиянием разнообразных антропогенных факторов, вызывающих механическое (выпас, уничтожение) и химическое (загрязнение окружающей природной среды) повреждение растительности и других компонентов экосистем (почв, животного мира и др.). Потенциальными источниками воздействия на растительность при проведении планируемых работ являются: автотранспорт, монтаж, демонтаж бурового оборудования и химическое загрязнение.

В последние годы значительно расширилась сеть несанкционированных полевых дорог, в связи с прогрессирующим освоением территории. Это воздействие приводит к полному уничтожению растительного покрова по трассам полевых автодорог. Нарушенность растительности в результате транспортного воздействия составляет иногда до 5 % от общей площади.



Повсеместно негативное влияние на состояние растительного покрова оказывает возрастающее химическое загрязнение территории. Особенно сильно этот фактор проявляется в зоне влияния нефтепромыслов. Растительный покров этих участков угнетен, естественное возобновление видов подавлено. Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами повсеместно может иметь место на территории. Оно выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Такие участки нуждаются в рекультивации.

Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов. Аккумуляция газа в экосистеме идет с участием трех компонентов: растительности, почвы и влаги. В зависимости от погодно-климатических условий, солнечной радиации и влажности почв может изменяться поглотительная способность и удельный вес этих компонентов.

Учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива. К ним относятся все доминирующие виды пустынных ландшафтов: биюргун, тасбиюргун, сарсазан, полыни, итсигек, однолетние солянки. Менее газоустойчивы злаки. Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Выпасаются мелкий рогатый скот, овцы, козы, в меньшей мере - крупнорогатый скот, а также лошади и верблюды. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

Мелким рогатым скотом хорошо поедаются полукустарнички, особенно виды полыней. Полынные пастбища используются в весенне-раннелетний и осенне-зимний периоды, что обусловлено сезонным развитием большинства видов полыней. В весенний период у полыней активно развиваются однолетние побеги, летом наблюдается период покоя, а осенью происходит формирование укороченных побегов, цветение и плодоношение.

В позднее осенне-зимнее время поедаются некоторые виды многолетних солянок: прутняк, камфоросма, биюргун, сарсазан.

Хорошими осенне-зимними пастбищами для всех видов скота являются песчаные массивы, благодаря развитию эфемероидной и злаково-полынной растительности.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной



деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы. Кроме хозяйственного и ресурсного значения растительный покров выполняет такие важные функции как водоохранную, противоэрозионную и ландшафтостабилизирующую. Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

2.7.3 Характеристика воздействия объекта и сопутствующих производств на растительные сообщества территории

Виды возможного воздействия на растительный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- химическое загрязнение.

Механическое воздействие на флору будет происходить в период проведения строительных работ (транспортировка, расстановка и монтаж бурового оборудования). При прекращении непосредственного проведения работ степень механического воздействия существенно уменьшится. В режиме нормальной работы по строительству скважин растительность прилегающих участков будет испытывать воздействие загрязнителей атмосферного воздуха, т.е. на растительность окажут влияние выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Влияние вредных выбросов на флору происходит как путем прямого их воздействия на растительность, так и путем косвенного воздействия (выпадение из атмосферы и миграция загрязнителей в почву). Причинами механического воздействия может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

2.7.4 Обоснование объемов использования растительных ресурсов

Обоснование объемов использования растительных ресурсов в настоящем разделе «Охрана окружающей среды» к Дополнению к индивидуальному техническому проекту не представлено. Ввиду того, что реализация намечаемой деятельности не предполагает изъятие или использование растительных ресурсов.



2.7.5 Определение зоны влияния планируемой деятельности на растительность

При проведении работ, связанных с намечаемой деятельностью воздействие будет оказано не только на почвы, но и на растительность. Источники воздействия на растительность аналогичны источникам воздействия на почвы.

По виду воздействия подразделяются на две категории:

- непосредственные, осуществляемые при прямом контакте источников воздействия с почвами или растительным покровом;
- опосредованные, когда осуществляется косвенная передача воздействия через сопредельные среды.

Физическое воздействие на почвенно-растительный покров сводится в основном к механическим повреждениям, при которых наиболее ранимыми видами оказываются однолетние растения. Они погибают при самом поверхностном нарушении почвенного слоя.

На участках с легкими почвами механические нарушения почвенно-растительного покрова инициируют развитие дефляционных процессов с образованием незакрепленных растительностью, эоловых форм рельефа. Тонкодисперсный, пылеватый материал выносятся с оголенных (нарушенных) участков наверх, образуя «язвы дефляции», и осаждаются в окружающем ландшафте в виде песчаного чехла. Отложение пылеватых частиц, в том числе солей, на поверхности растений затрудняет транспирацию, фотосинтез, а также ведет к снижению содержания хлорофилла в клетках, отмиранию их тканей и отдельных органов.

Воздействие высоких температур, происходящее в момент испытания скважин, значительным повреждением, в первую очередь, подвергается растительность вокруг факельной установки. Так, на расстоянии от них в среднем 50 м происходит полное уничтожение растительного покрова.

От высокой температуры погибают, как растения, так и семенной материал (резервный фонд), накопившийся к этому моменту в почве. Поэтому восстановление растительности на таких участках происходит медленнее. Данным проектом не предусмотрено сжигания газа на факельной установке в период испытания скважины.

Изменение структуры и состава растительных сообществ наиболее наглядно будут проявляться в снижении (или, напротив, увеличении) их биоразнообразия.

Степень трансформации растительных сообществ в различных частях исследуемой территории неодинаковая. Ее максимальные значения наблюдается лишь на локальных участках, где под воздействием технологических процессов растительный покров уничтожен полностью (вокруг буровых установок, всех типов скважин и др. производственных объектов).



В целом влияние на растительность можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

2.7.6 Ожидаемые изменения в растительном покрове

В современной динамике экосистем и растительности антропогенно-природные процессы превалируют, так как вследствие интенсивной хозяйственной деятельности в регионе чисто природные процессы вычлениить невозможно. Они лишь являются фоном, на которые накладываются антропогенные факторы, приводящие к деградации экосистем.

Химическое загрязнение растительности нефтепродуктами выражается в потере флористического разнообразия сообществ, ухудшении жизненного состояния и утрате репродуктивности произрастающих там видов. В связи с этим ослаблена способность видов и сообществ к самовосстановлению и отсутствует компенсационная возможность местной флоры. Растительность, произрастающая на территории месторождения, периодически испытывала в процессе предыдущих работ по добыче нефти воздействие нефтяных газов. Однако, учитывая, что участок месторождения находится на пустынной территории, где многие виды представлены суккулентными формами, ксерофитами, а многие имеют густое опушение, можно сделать вывод о том, что большая часть представителей пустынной флоры газоустойчива.

Основная часть территории издавна и в настоящее время используется под пастбища. Пастбищное использование территории предопределяется характером растительного покрова. Кормовое значение имеют большинство произрастающих на территории видов.

В настоящее время, вследствие перевыпаса и других видов хозяйственной деятельности, пастбища по всей территории сильно деградированы.

Любое нарушение растительности в пустынной зоне стимулирует процессы эрозии, дефляции и в конечном итоге приводит к опустыниванию на больших площадях.

Все перечисленные факторы деградации растительного покрова приводят к утрате его функциональной биосферной роли, а также, потере биоразнообразия, упрощению состава и структуры, снижению продуктивности, потере экологической и ресурсной значимости.

2.7.7. Рекомендации по сохранению растительных сообществ, улучшению их состояния, сохранению и воспроизводству флоры, в том числе по сохранению и улучшению среды их обитания

Охрана почв при осуществлении работ на рассматриваемом участке может существенно ограничить негативные экологические последствия. Проведение организационных мероприятий, направленных на упорядочение дорожной сети, сведение к минимуму количества проходов автотранспорта по бездорожью является важным фактором охраны почв и растительности от деградации и необоснованного разрушения. Подъездные дороги должны прокладываться с учетом особенностей экосистем участков их устойчивости к антропогенным воздействиям. По окончании планируемых работ должны быть проведены рекультивация отведенных земель.

Мониторинг растительного покрова и мониторинг почв, как два взаимосвязанных компонента экосистемы рекомендуется проводить одновременно на стационарных экологических площадках (СЭП). Данные площадки закладываются на потенциально опасных, подверженных к загрязнению участках: рядом с технологическим оборудованием и эксплуатационными скважинами. Интенсивность наблюдения – 1 раз в год, в летний период года. Одновременно предлагается проводить слежение за растительным покровом методом периодического описания фитоценозов, с указанием видового состава, обилия, общего и частного проективного покрытия растениями почвы, размещения видов, их фенологического развития и общего состояния. Особо отмечают:

- редкие, эндемичные и реликтовые виды растений;
- присутствие видов, развитие которых стимулировано хозяйственной деятельностью;
- признаки трансформации и деградации растительного покрова.



Результаты наблюдений за состоянием растительного покрова, видового разнообразия, нарушенности растительных сообществ, загрязнения токсичными веществами анализируются, обобщаются и представляются в квартальном и в годовом отчете по производственному экологическому мониторингу за состоянием окружающей среды.

2.7.8. Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие

Под мерами по предотвращению негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на то, чтобы с самого раннего этапа планирования деятельности и в течение всего периода ее осуществления избегать любые воздействия на биоразнообразие. Под мерами по минимизации негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры по сокращению продолжительности, интенсивности и (или) уровня воздействий (прямых и косвенных), которые не были предотвращены.

Под мерами по смягчению последствий негативного воздействия на биоразнообразие понимаются меры, направленные на создание благоприятных условий для сохранения и восстановления биоразнообразия. К числу мероприятий по снижению воздействия на растительный мир следует отнести:

- Сохранение биологического и ландшафтного разнообразия на участке работ;
- Мероприятия по предупреждению пожаров, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- Мероприятия по предупреждению химического загрязнения воздуха, которые могут повлечь на растительные сообщества;
- Запрещается выжиг степной растительности;
- Запрещение возникновения стихийных (непроектных) мест хранения отходов.
- Упорядочить использование временных дорог, по возможности обустроив их щебнем или твердым покрытием;
- Запрет езды по нерегламентированным дорогам и бездорожью;
- Строго регламентировать проведение работ, связанных с загрязнением растительного покрова при эксплуатационном и ремонтном режиме работ;
- Очищать территорию промышленной площадки, загрязненной нефтепродуктами;
- Своевременное выявление изменения состояния растительности на территории месторождения.

2.8 Оценка воздействия на животный мир

2.8.1. Исходное состояние водной и наземной фауны

Фауна млекопитающих рассматриваемой территории принадлежит к зоогеографическому участку Северные Арало-Каспийские пустыни. Фоновыми видами млекопитающих являются мелкие хищники и грызуны. Фоновые виды пресмыкающихся - агамы и ящерицы. На территории ТОО «Емир-Ойл» обитает 26 вида млекопитающих, 61 вид птиц, 6 видов пресмыкающихся и 1 вид земноводных. Из птиц, обитающих на территории месторождений, 6 видов являются редкими, и занесены в Красную Книгу.

Состояние фауны млекопитающих. На территории ТОО «Емир-Ойл» обитает 26 видов млекопитающих (*Mamalia*) из 11 семейств. Наиболее распространёнными являются грызуны (*Rodentia*), доминируют песчанковые (*Gerbelidae*). Из редких видов отмечено обитание джейранов (*Gazella subguturosa*) и устюртских муфлонов (*Ovis orientalis*).

Представитель насекомоядных (*Insectivora*), ушастый ёж (*Erinaceus auritus*), встречается по всей территории, средняя численность составляет 1-2 особи на 10 га. Численность на уровне средних многолетних показателей.

Представители отряда рукокрылые (летучие мыши) - усатая ночница (*Myotis mystacinus*), поздний кожан (*Eptesicus serotinus*), двухцветный кожан (*Vespertilio murinus*) встречаются в районе песчаного карьера, рядом с мелкими водоёмами. Численность на уровне 4 особи на га.

На территории обитают представители отряда хищных (*Carnivora*) из двух семейств, - псовые и куньи. Обычная численность волка (*Canis lupus*) 1 особь на 10000 га. Численность лисицы (*Vulpes vulpes*) и корсака (*Vulpes corsac*) 1 особь на 100 га. Численность степного хорька (*Mustela eversmanni*) и ласки (*Mustela nivalis*) около 1 особи на 10 га.

Парнокопытные, семейство полорогие, представлено джейраном (*Gazella subguturosa*). На территории во время перекочевков встречаются единичные особи сайги (*Saiga tatarca*). В юго-восточной части месторождения на склонах чинков были отмечены 2 особи устюртских муфлонов (*Ovis orientalis*). Основное распределение популяции - Западный чинк Устюрта. Численность поголовья в 90-х годах прошлого века достигла 5,5 - 5,6 тыс. гол. Из этого числа почти 40% населяли Западный чинк Устюрта, и 20% - горы Северный Актау.

По численности и видовому разнообразию доминируют грызуны (*Rodentia*). Фауна грызунов насчитывает не менее 7 видов представляющих 3 семейства. Один из доминирующих видов - жёлтый суслик (*Spermophilus fulvus*), численность менее 1 особи на гектар, что значительно ниже уровня прошлых лет. Малый суслик (*Spermophilus pygmaeus*)

обитает в районе мелких водоёмов на возвышенностях, численность на уровне 2-3 особи на гектар.

Тушканчики являются фоновыми грызунами, населяющими всю территорию месторождения. Семейство ложнотушканчиковые (*Allactagidae*) представлено 4-мя видами. Малый тушканчик (*Allactaga elater*), большой тушканчик (*Allactaga major*), и тушканчик прыгун (*Allactaga sibirica*) численность представителей 2-3 особи на гектар. Численность вида емуранчик (*Stylodipus telum*) и мохноногий тушканчик (*Dipus sagitta*), из семейства тушканчиков (*Dipodidae*), 1 особь на га.

Доминирует по численности представители семейства песчанковые (*Gerbelidae*). Основным фоновым видом грызунов является большая песчанка (*Rhombomys opimus*), средняя численность от 3 до 5 особей на гектар. Рядом с мелкими водоёмами среди кустарниковых массивов встречается гребенщикова песчанка (*Meriones tamariscinus*) численность 3 особи на га.

По всей территории встречаются представители зайцев (*Leporidae*), вид заяц толай- (*Lepus tolai*) численность остаётся на уровне прошлых периодов - 1 особь на 100 га.

Состояние фауны пернатых. Представителей пернатых по характеру пребывания можно разделить на 4 категории - пролетные, гнездящиеся, оседлые, и зимующие. Орнитофауна обследуемой территории может насчитывать до 60 видов в период пролёта.

Рядом с промышленными объектами на территории ТОО «Емир-Ойл» обитают 6 синантропных видов. Представители синантропных пернатых встречаются в количестве до 10 особей на 1 км маршрута. Представители пернатых водно-болотного комплекса обитают на мелких водоёмах.

Из представителей семейства утиные (*Anatidae*) рядом с водоёмами встречены утки пеганки (*Tadorna tadorna*). В период пролёта встречаются утки кряквы (*Anas platyrhynchos*), огарь (*Tadorna ferruginea*), красноголовая чернеть (*Aythya ferina*), серые утки (*Anas strepera*), красноносые нырки (*Netta rufina*), утки широконоски (*Anas clypeata*).

Из представителей хищных птиц семейства ястребиных (*Accipitridae*) на территории встречается степной орёл (*Aquila rapax*) - 2 особи, орёл могильник (*Aquila heliaca*) - 1 особь, полевой лунь (*Circus cyaneus*) - 4 особи, коршун (*Milvus migrans*) - 2 особи, курганник (*Buteo rufinus*) - 2 особи. Из семейства соколиных (*Falconidae*), встречены 4 особи вида обыкновенная пустельга (*Falco tinnunculus*).

Вдоль обрывов и каменистых склонов обитают кеклики (*Alectoris chukar*), встречено 12 особей.

На обследованной территории многочисленны представители отряда ржанкообразных (*Charadriiformes*). Распространённые виды - малые зуйки (*Charadrius dubius*), морской зуёк (*Charadrius alexandrinus*), ходулочки (*Himantopus himantopus*) встречавшиеся на водоёмах.

Озёрные чайки (*Larus ridibundus*), а также 2 вида крачек - крачки малые (*Sterna albifrons*) и речные крачки (*Sterna hirundo*) встречаются в количестве единичных особей.

По всей территории встречается зелёная щурка (*Merops superciliosus*). Многочисленны представители воробьинообразных. Распространены виды серый жаворонок (*Calandrella rufescens*), встречено 30 особей и степной жаворонок (*Melanocorypha calandra*) 4 особи. В среднем представители жаворонков встречаются в количестве 2 -10 особей на га. Численность фоновых видов полевой воробей (*Passer montanus*) и домовый воробей (*Passer domesticus*), каменка-плясунья (*Oenanthe isabellina*), обыкновенная каменка (*Oenanthe oenanthe*) на обычном уровне 2-10 особей на 1 км маршрута. Встречается серая мухоловка (*Muscicapa striata*) – 2 особи.

В районе промышленных объектов обитают синантропные виды птиц. Это угод (*Upupa epops*), полевой воробей (*Passer montanus*), домовый воробей (*Passer domesticus*), деревенская ласточка (*Hirundo rustica*). По всей территории встречается обыкновенная каменка (*Oenanthe oenanthe*) и каменка-плясунья (*Oenanthe isabellina*). Среди кустарников встречается пустынная славка (*Sylvia nana*) и серый сорокопут (*Lanius excubitor*), отмечено 4 особи. Среди гнездящихся видов на территории месторождений преобладают мелкие воробьинообразные виды пернатых. Плотность населения птиц на месторождении в среднем составляет до 10 птиц на 1 км маршрута.

Из пернатых внесённых в Красную Книгу зафиксировано 4 вида. Из хищных птиц встречались степной орёл (*Aquila rapax*) и орёл могильник (*Aquila heliaca*). Из семейства рябковых встречается чернобрюхий рябок (*Pterocles orientalis*) и саджа (*Syrrhaptes paradoxus*). Степной орёл (*Aquila rapax*) в обследуемом районе встречены 2 особи.

Саджа (*Syrrhaptes paradoxus*) внесена в Красную Книгу со статусом 4 категории. Вид, сокращающий численность. Распространён в полупустынной и пустынной зоне. Осенью откочевывает, в зимнее время встречается в небольшом количестве лишь в южных областях республики. Гнездится преимущественно на твердых почвах, предпочитая глинистые щебенистым и солончаковым. В песчаных пустынях встречается лишь на закрепленных песках. В прошлом 30 - 40 лет назад встречались стаи, насчитывающие десятки тыс. особей.

Состояние фауны пресмыкающихся и земноводных. На обследуемой территории из пресмыкающихся встречается только представители видов степная агама (*Agama*

sanguinolenta) и такырная круглоголовка (*Phrinocephales helioscopus*) в количестве единичных особей.

В целом фауна пресмыкающихся (*Reptilia*) на территории месторождения представлена 6 видами из 4 семейств. Представитель семейства сухопутные черепахи среднеазиатская черепаха (*Agrionemys horsfieldi*) на отдельных участках встречается в количестве до 7 особей на га.

Из семейства агамовые (*Agamidae*) встречаются степная агама (*Agama sanguinolenta*) и такырная круглоголовка (*Phrinocephales helioscopus*). Средняя численность представителей этих видов на уровне 1-2 особи на гектар. Численность ящериц и агам ниже уровня прошлых лет. Распространены представители семейства ящерицы (*Lacertidae*). Наиболее многочисленны два вида ящурок (*Lacertidae*) - разноцветная (*Eremias arguta*) и быстрая (*Eremias velox*), численность на низком уровне, но обычно составляет до 2-3 особи на гектар. Численность ящериц также ниже уровня прошлых лет.

Узорчатый полоз (*Elaphe dione*), представитель семейства ужи (*Colubridae*), на данной территории малочисленный вид. Встречается четырехполосый полоз (*Elaphe quatuorlineata*) редкий вид, внесённый в Красную Книгу Казахстана. Численность змей на низком уровне.

Земноводные (*Amphibia*) представлены одним видом. Фоновым видом земноводных является зелёная жаба (*Bufo viridis*). Обитает на колониях грызунов в пустынной части территории и рядом с водоёмами.

Состояние фауны беспозвоночных. Максимальное количество видов беспозвоночных на обследованной территории обитает на участках с кустарниками тамариска и верблюжьей колючки, рядом с водоёмами. Фоновыми представителями насекомых являются виды из сем. *Lestididae*, семейство стрекозы-стрелки - *Coenagrionidae*, семейство стрекозы коромысла *Aeschnidae*, отряд жесткокрылые (жуки) - *Coleoptera*, чернотелки - *Tenebrinoidae*, *Acrididae* - саранчовые. Среди паукообразных многочисленны представители семейства *Lycosidae*, род (*Lycosa*) тарантул (*Lycosa singoriensis*). Опасные для человека паукообразные - фаланга (*Geleodes araneoides*), скорпионы (род *Buthus*), каракурт (*Lathrodectus tredecimguttatus*), могут спорадически встречаться по всей территории.

2.8.2 Наличие редких, исчезающих и занесенных в Красную книгу видов животных **Фауна пернатых.**

Фламинго. Редкий, с сокращающейся численностью, вид. Встречается только на пролете в апреле и августе-сентябре. Ближайшие места гнездования – оз. Тенгиз в

Акмолинской области и залив Комсомолец на северо-восточном побережье Каспия. Через исследуемый регион летит до 0,5 тыс. этих птиц.

Степной орел. Занесен в Красную Книгу со статусом 5 категории. Один из самых многочисленных орлов нашей фауны. В регионе встречается с апреля по октябрь. Плотность гнездования в Северном Прикаспии и Приаралье до 0,8 особей на 10 км маршрута. И этот район является наиболее благоприятным для вида после Волжско-Уральского междуречья.

Орел могильник. Внесен в Красную Книгу со статусом 3 категории. Повсеместно редок, гнездится на территории месторождения, на скалистых участках.

Дрофа-красотка. Редкий вид, находящийся под угрозой исчезновения. В регионе встречается на пролете в апреле и сентябре. Занесена в Красную книгу России.

Чернобрюхий рябок. Внесен в Красную Книгу со статусом 3 категории. Птица крупнее домашнего голубя отряда голубеобразных. В Казахстане населяет пустынную и полупустынную зоны. На обследованной территории встречено 4 особи.

Численность повсеместно сокращается, в регионе встречается с апреля по октябрь в небольшом числе, гнездится.

Саджа. Редкая птица отряда голубеобразных. Внесена в Красную Книгу со статусом 4 категории. В исследуемом регионе встречается с апреля по июль, гнездится в пустынях, примыкающих к месторождению.

Филин. Самая крупная птица отряда совообразных. Ведет оседлый и кочующий образ жизни, в небольшом числе гнездится в регионе. Перья этой птицы используются для украшения женской национальной одежды.

Фауна млекопитающих.

Джейран (*Gazella subguturosa*) – парнокопытные, семейство полорогие, занесен в Красную Книгу Казахстана;

Устюртский муфлон (*Ovis orientalis*) - это редкий вид внесенный в Красную Книгу Казахстана со статусом третьей категории, обитает в юго-восточной части месторождения на склонах чинков;

Фауна пресмыкающихся.

Четырехполосый полоз (*Elaphe quatuorlineata*) - редкий вид, внесённый в Красную Книгу Казахстана.



2.8.3 Характеристика воздействия объекта на видовой состав, численность фауны, ее генофонд, среду обитания, условия размножения, пути миграции и места концентрации животных

Виды возможного воздействия на животный мир в районе проектируемых работ могут быть определены следующими факторами:

- механическое воздействие;
- временная или постоянная утрата места обитания;
- химическое загрязнение;
- причинение физического ущерба или беспокойства живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения, движения автотранспорта и физической активности.

Механическое воздействие на фауну выражается во временной потере мест обитания и кормления травоядных животных и охоты хищных животных вследствие шума, искусственного освещения и физической деятельности людей. Причинами механического воздействия или беспокойства может явиться движение транспорта, возможное погребение флоры и фауны при отсыпке площадок. За исключением погребения, остальные виды воздействия будут носить временный и краткосрочный характер.

Химическое загрязнение может иметь место при небрежном обращении с химреагентами, а также в случае аварийного разлива буровых растворов или горюче-смазочных материалов.

Изменение среды обитания под влиянием хозяйственной деятельности людей не должно исключать возможность нормального существования данного вида хотя бы в условиях измененного природного комплекса и вновь возникающих биоценотических связей. В случае нарушения уже одного из указанных моментов создаются условия для постепенного или даже сравнительно быстрого исчезновения вида с территории, или для резкого сокращения его ареала.

Широкое использование современной техники, включая мощные и мобильные транспортные средства, сделало бессмысленным понятие «недоступные участки». Появление такого заметного для зоны пустынь, очень сильного фактора воздействия на природу, как временное население, в силу большого проникновения в пустыню поисковых экспедиций и производственных бригад, существенно отражается на состоянии численности и территориальном распределении ряда видов птиц и пресмыкающихся.

Опасность для орнитофауны представляют линии электропередачи высокого напряжения. На животных вредное влияние оказывает электромагнитное излучение.



Шумовое воздействие свыше 25 дБа отпугивает животных и отрицательно сказывается на видовом разнообразии экосистем и сохранности генофонда.

Однако, при безаварийной работе оборудования месторождения и сопутствующих объектов, воздействие для большинства животных будет в основном выражаться в незначительном сокращении их кормовой базы и репродуктивной площади.

В целом влияние на животный мир можно оценить:

- пространственный масштаб воздействия – локальный (1) – площадь воздействия до 1 км² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта;
- временной масштаб воздействия – кратковременный (1) – продолжительность воздействия до 6 месяцев;
- интенсивность воздействия (обратимость изменения) – умеренная (3) – изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов.

Для определения интегральной оценки воздействия буровых работ выполняется комплексирование полученных показателей воздействия.

Таким образом, интегральная оценка составляет 3 балла, соответственно по показателям матрицы оценки воздействия, категория значимости присваивается низкая (1-8) – последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность/ценность.

2.8.4 Возможные нарушения целостности естественных сообществ, среды обитания, условий размножения, воздействие на пути миграции и места концентрации животных

В результате изъятия земель для строительства объектов и сооружений происходит сокращение кормовой базы, ведущее к перестройке структуры зооценоза.

Проведение земляных работ, снятие верхнего слоя грунта, устройство насыпи, с одной стороны разрушает почвы и растительный покров, сокращая стаии одних групп животных, с другой стороны открывает новые ниши для устройства убежищ других (песчанки, беспозвоночные).

Автомобильные дороги с интенсивным движением и большой скоростью автотранспорта являются угрозой для жизни животных.



Причем гибель одних видов животных привлекает на дороги хищников и насекомых (лисица, корсак, ежи, хищные птицы), которые в свою очередь становятся жертвами. Воздействие незначительное.

Антропогенное вытеснение (присутствие людей, техники, шум, запахи и пр.) оказывает наиболее существенное влияние на основные группы животных на стадии строительства.

Фактор беспокойства обусловлен движением автотранспорта, прокладкой дорог, линий связи и электропередачи, а также различными строительно-монтажными работами: карьерными выемками, траншеями и ямами, свалками строительного мусора, металлолома.

Возможно, сокращение численности одних видов при одновременном увеличении численности и расширении ареала распространения преимущественно синантропных видов. Это, в свою очередь, повлечет за собой изменение трофических и других связей в зооценозах.

Как показывает опыт, в результате производственной деятельности техногенное преобразование может оказаться одной из причин, способной сократить места обитания, на которых могут жить в состоянии естественной свободы различные виды животных. При этом возможно, как уничтожение или разрушение критических биотопов (мест размножения, нор, гнезд и т.д.), так и подрыв кормовой базы, и уничтожение отдельных особей. Частичная трансформация ландшафта обычно сопровождается загрязнением территории, что обуславливает их совместное действие.

В период строительства скважины некоторые виды, вследствие фактора беспокойства, будут вытеснены с прилегающей территории, у других возможно сокращение численности (тушканчики, зайцы, ландшафтные виды птиц, рептилии).

Присутствие людей, работающая техника и передвижение автотранспорта может оказать негативное влияние на условия гнездования птиц в ближайших окрестностях.

Общее сокращение видов и количества ландшафтных птиц, в какой-то мере будет компенсироваться увеличением численности синантропных форм.

2.8.5 Мероприятия по предотвращению негативных воздействий на биоразнообразие, его минимизации, смягчению, оценка потерь биоразнообразия и мероприятия по их компенсации

Основными требованиями по сохранению объектов флоры и фауны является:

- сохранение фрагментов естественных экосистем,
- предотвращение случайной гибели животных и растений,



- создание условий производственной дисциплины исключающих нарушения законодательства по охране животного и растительного мира со стороны производственного персонала.

Для снижения негативного влияния на животный мир при реализации проектных решений проектом предусмотрены следующие мероприятия при строительстве скважины:

- ограничить подъездные пути и не допускать движение транспорта по бездорожью;
- своевременно рекультивировать участки с нарушенным почвенно-растительным покровом;
- разработка строго согласованных маршрутов передвижения техники, не пересекающих миграционные пути животных.
- запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением возможной причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки;
- соблюдение норм шумового воздействия;
- создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты;
- изоляция источников шума: насыпями, экранизирующими устройствами и заглублениями;
- меры по нераспространению загрязнения в случае разлива пластового флюида, нефтепродуктов и различных химических веществ.

Наблюдения за состоянием животного мира являются компонентом общего блока мониторинга состояния среды, и включают в себя следующие элементы:

- стандартные методики полевых исследований экологии позвоночных животных;
- периодичность проведения регулярных и оперативных наблюдений;
- мониторинговые площадки.

Основной методикой проведения наблюдений и учетов численности позвоночных видов животных служат стандартные маршрутные пешие учеты земноводных, пресмыкающихся, птиц и млекопитающих. Для установления видового состава и численности пресмыкающихся в биотопах с обнаженной почвенной поверхностью учетная



полоса составляет в ширину 6 – 8 м, а на участках, сплошь покрытых растительностью, до 2 м. Данные учетов пересчитывают на 1 га. Основным способом учета крупных хищных млекопитающих служит подсчет жилых нор и регистрация свежих следов. Мелких млекопитающих учитывают по стандартным методикам с использованием ловушек и капканов малого размера. Для учета численности мелких грызунов (песчанок) используют маршрутно-колониальный метод, на основе которого вычисляют плотность зверьков на 1 га.

Птиц учитывают по общепринятым методикам в полосе шириной 10 – 50 м, иногда до 500 м. Полученные данные пересчитывают на 1 га. Также проводятся визуальные наблюдения за позвоночными животными и следами их жизнедеятельности при обходах местности.

Выше названные исследования и наблюдения рекомендуется проводить на фаунистических мониторинговых площадках. Места закладки площадок могут совпадать с участками, на которых проводится мониторинг почв и растительности. Результаты наблюдений на площадках регистрируются и служат в последующем для сравнительного анализа. При проведении наблюдений, особое внимание должно уделяться редким, исчезающим и особо охраняемым видам животных, внесенных в Красную Книгу Казахстана.

Предлагается периодичность наблюдений - 1 раз в год, в летний период.

2.9 Оценка воздействий на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения

Природными объектами признаются естественные экологические системы и природные ландшафты, а также составляющие их элементы, сохранившие свои природные свойства.

Под природным ландшафтом понимается территория, которая не подверглась изменению в результате деятельности человека и характеризуется сочетанием определенных типов рельефа местности, почв, растительности, сформированных в единых климатических условиях.

Лица, осуществляющие операции по управлению отходами, обязаны выполнять соответствующие операции таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

- 1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;
- 2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

Реализация намечаемой деятельности не окажет значительного отрицательного воздействия на ландшафты.

2.10 Оценка воздействий на социально-экономическую среду

2.10.1 Современные социально-экономические условия жизни местного населения, характеристика его трудовой деятельности

Социально-демографические показатели

Численность населения области на 1 октября 2022 года по данным текущего учета составила 761,4 тыс. человек, в том числе городского - 344,4 тыс. (45,2%), сельского - 417 тыс. (54,8%). По сравнению с началом 2022 года численность населения увеличилась на 15,5 тыс. человек или на 2,1%.

За январь-сентябрь 2022 года в области зарегистрировано 122 умерших младенцев в возрасте до 1 года. За январь-сентябрь 2022 года коэффициент младенческой смертности составило 7,62 случаев на 1000 родившихся.

Основной причиной младенческой смертности являются состояния, возникающие в перинатальном периоде, от которых в январь-сентябре 2022 года умерло 67 младенцев или 54,9% от общего числа смертных случаев среди младенцев. Число умерших младенцев от врожденных аномалий составило 20 или 16,4% от болезней органов дыхания - 3 или 2,5%.

В январе-сентябре 2022 года по сравнению с январем-сентябрем 2021 года число прибывших в область уменьшилось на 0,8%, число выбывших из области уменьшилось на 2,8%.

Основной миграционный обмен по внешней миграции страны происходит с государствами СНГ. Доля прибывших из стран СНГ и выбывших в эти страны составили 96,9% и 91,2% соответственно. Численность мигрантов, переезжающих в пределах страны, уменьшилось в среднем на 3,1%. По межобластным перемещениям положительное сальдо миграции населения сложилось в одном городе и двух районах области: Жанаозенской городской администрации (90 человек), Мунайлинском (118 человек) и Тупкараганском (14 человека) районах.

По расследованным в отчетном периоде уголовным правонарушениям в целом по области установленная сумма материального ущерба составила 3601371,159 тыс. тенге, из них на коррупционные и иные уголовные правонарушения против интересов государственной службы и государственного управления - 5,9%, на уголовные правонарушения в сфере экономической деятельности - 23,1%, уголовные правонарушения против собственности приходится - 63,9%.

Правоохранительными органами области выявлено 1833 лиц совершивших уголовные правонарушения (на 10,1% меньше, чем в соответствующем периоде 2021 года). Из числа выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, 11,9% составляли женщины (в



соответствующем периоде 2021 г. - 12,9%), 1,9% - несовершеннолетние (2,3%), 1,6% - выполнявшие государственные функции (1,3%). Удельный вес лиц, ранее совершавших уголовные правонарушения, составил 23,9% (10,1%). В среднем по области каждый восьмой, совершивший уголовное правонарушение, находился в состоянии алкогольного опьянения и каждый одиннадцатый в составе группы. Большую часть всех выявленных лиц, совершивших уголовные правонарушения, составили безработные - 83,4% (в январе-сентябре 2021 г. - 83,8%).

Статистика уровня жизни

Среднедушевые номинальные денежные доходы населения по оценке во II квартале 2022 года составили 205575 тенге, что на 33,1% выше, чем во II квартале 2021 года, реальные денежные доходы за указанный период увеличились на 15,3%.

Статистика труда и занятости

Численность наемных работников на предприятиях (организациях) области в III квартале 2022 года составила 166 тыс. человек, из них на крупных и средних предприятиях - 132,1 тыс. человек. В III квартале 2022 года на предприятия было принято 10,4 тыс. человек. Выбыло по различным причинам 9,9 тыс. человек. На конец III квартала 2022 года на предприятиях были 1,4 тыс. вакантных мест (0,9% к численности наемных работников).

Численность безработных, определяемая по методологии МОТ, во II квартале 2022 года по оценке составила 18,2 тыс. человек, уровень безработицы - 5,1%. На конец октября 2022 г. официально зарегистрированы в органах занятости в качестве безработных 15,1 тыс. человек (доля зарегистрированных безработных - 4,2%).

В III квартале 2022 года среднемесячная номинальная заработная плата одного работника составила 450211 тенге, на крупных и средних предприятиях - 512640 тенге.

Статистика цен

В октябре текущего года повышение цен отмечено на муку и другие крупы - 0,7%, макаронные изделия - на 3,2%, мясо и птицу - на 0,1%, колбасы, изделия из мяса - на 0,6%, рыбу и морепродукты - на 8,1%, молочные продукты - на 3,3%, яйца - на 5,1%, масла и жиры - на 1,9%, фрукты - на 3,3%, овощи - на 3,6%, безалкогольные напитки - на 1%, алкогольные напитки и табачные изделия - на 0,3%. Сахар песок снизился - на 1,7%.

Повысились цены на одежду и обувь - на 0,6%, предметы домашнего обихода, бытовую технику - на 0,9%, моющие и чистящие средства - на 1,5%.

Услуги здравоохранения повысились - на 0,8%, отдых и культура - на 0,2%, рестораны и гостиницы - на 0,8%. Тарифы на услуги транспорта снизились - на 0,7%, связь - на 0,2%.



В октябре текущего года индекс цен в горнодобывающей промышленности составил - 90,7%. Цены в обрабатывающей промышленности составили - 99,2%. Добыча сырой нефти и природного газа составила - 89,9%. Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом остались на уровне предыдущего месяца.

Сельское хозяйство области представлено животноводством. В октябре 2022 года реализация скота и птицы в живом весе повысилась - на 0,8%. В октябре 2022 года в среднем по г. Актау цены перепродажи благоустроенного жилья повысились - на 3,5%, продажи нового - на 5%. Арендная плата за благоустроенное жилье стала выше - на 5,8%.

В октябре 2022 года по сравнению с предыдущим месяцем тарифы на перевозку грузов автомобильным транспортом остались на уровне предыдущего месяца.

Национальная экономика

Преобладающими источниками инвестиций в январе-октябре 2022 года остаются собственные средства хозяйствующих субъектов, объем которых составил 494860 млн. тенге.

В январе-октябре 2022 года по сравнению с январем-октябрем 2021 года наблюдается увеличение инвестиционных вложений затрат на работы по строительству и капитальному ремонту зданий и сооружений на 1,3%, затрат на приобретение машин, оборудования и транспортных средств и их капитальный ремонт на 30,5% и прочих затрат в объеме инвестиций основного капитала на 26,9%.

Значительная доля инвестиций в основной капитал в январе-октябре 2022 года приходится на горнодобывающую промышленность и разработку карьеров (51,3%), операции с недвижимым имуществом (23,2%) и транспорт и складирование (9%).

Объем инвестиционных вложений крупных предприятий за январь-октябрь 2022 года составил 263363 млн. тенге. В октябре 2022 года по сравнению с сентябрем наблюдается некоторое увеличение количества юридических лиц. С начала года наибольшее количество зарегистрированных юридических лиц сохраняется в оптовой и розничной торговле (включая ремонт автомобилей и мотоциклов), доля которых на 1 ноября 2022 года составила 25,5%. На втором месте строительство (18,5%), на третьем - предоставление прочих видов услуг (8,5%). В совокупности доля этих трех видов деятельности составляет 52,4% всех зарегистрированных юридических лиц.

Торговля

Объем розничной торговли за январь-октябрь 2022 года составил 231762,8 млн. тенге или 103,2% к уровню соответствующего периода 2021 года розничная реализация товаров торгующими предприятиями увеличилась на 1,4%, индивидуальными предпринимателями, в



том числе торгующими на рынках увеличилась в отчетном периоде на 10% по сравнению с январем-октябрем 2021 года.

Доля продовольственных товаров в общем объеме розничной торговли составляет 33%, непродовольственных товаров - 67%. Объем реализации продовольственных товаров по сравнению с январем-октябрем 2021 года увеличился на 0,8%, непродовольственных товаров - увеличился на 4,6%.

Объем оптовой торговли за январь-октябрь 2022 года составил 281797,7 млн. тенге или 143% к уровню соответствующего периода 2021 года. В структуре оптового товарооборота преобладают непродовольственные товары и продукция производственно-технического назначения (63,8%).

Реальный сектор экономики

Валовой выпуск продукции (услуг) сельского, лесного и рыбного хозяйства в январе-октябре 2022 года составил 22657,6 млн. тенге, из него сельское хозяйство - 21721 млн. тенге, в том числе валовая продукция растениеводства - 4651,9 млн. тенге, валовая продукция животноводства - 16976,7 млн. тенге, услуги в области сельского хозяйства - 92,4 млн. тенге.

В январе-октябре 2022 года промышленные предприятия произвели продукцию на 2550 млрд. тенге, в том числе в горнодобывающей и обрабатывающей отраслях - соответственно на 2251,4 и 161 млрд. тенге, в снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом - на 119,4 млрд. тенге, в водоснабжении и канализационной системе - на 18,3 млрд. тенге. В январе-октябре 2022 года объем строительных работ (услуг) составил 133680 млн. тенге.

Наибольший объем работ в январе-октябре 2022 года выполнен на строительстве жилых зданий (12531 млн. тенге), строительстве нежилых зданий, за исключением стационарных торговых объектов (32016 млн. тенге), строительстве прочих трубопроводов (16292 млн. тенге) и прочие строительно-монтажные работы, не включенные в другие группировки (20185 млн. тенге).

Объемы по сравнению с январем-октябрем 2021 года увеличились по капитальному ремонту на 16,4% и текущему ремонту на 24,7%, уменьшился объем по строительно-монтажным работам на 38,5% и составил 111336,2 млн. тенге.

В январе-октябре 2022 года было закончено строительство 1814 новых объектов, из которых 1685 жилого и 129 нежилого назначения.



Введены в эксплуатацию объекты социально-культурного назначения: общеобразовательных школ - 2; дошкольных организаций - 5; больниц - 1; учебные центры - 0; амбулаторно-поликлинических организаций - 0.

В январе-октябре 2022 года на строительство жилья направлено 122577,9 млн. тенге. В общем объеме инвестиций в основной капитал доля освоенных средств в жилищном строительстве составила 22,6%.

Основным источником финансирования жилищного строительства в январе-октябре 2022 года являются собственные средства застройщиков, удельный вес которых составляет 98,8%. В январе-октябре 2022 года общая площадь введенных в эксплуатацию жилых домов составила 804 тыс. кв. м, из них индивидуальными застройщиками 388 тыс. кв. м.

Индекс физического объема введенного жилья к январю-октябрю 2022 года составил 84,3%. В январе-октябре 2022 года средние фактические затраты на строительство 1 кв.м жилья в домах построенных индивидуальными застройщиками составляют - 107 тыс. тенге.

Грузооборот за январь-октябрь 2022 года уменьшился на 2,8% от уровня соответствующего периода предыдущего года.

В январе-октябре 2022 года по сравнению с январем-октябрем 2021 года наблюдается увеличение на морском и прибрежном транспорте (на 8,9%) и на железнодорожном транспорте (на 1,8%). Пассажирооборот за январь-октябрь 2022 года по сравнению с соответствующим периодом предыдущего года увеличился на 88,6%.

В январе-октябре 2022 года по сравнению с январем-октябрем 2021 года наблюдается увеличение пассажиропотоков на автомобильном транспорте (на 49%), морском и прибрежном транспорте (на 18,5%) и железнодорожном транспорте (в 2,1 раза).

ИФО по услугам связи в январе-октябре 2022 года по сравнению с январем-октябрем 2021г. составил 110,8%, из них по услугам Интернета - 120,0%, по услугам мобильной связи - 92,2% и по прочим услугам связи - 108%. Значительную долю в общем объеме услуг связи занимают услуги интернет - 43,8%, услуги телекоммуникационные прочие - 36,6%, услуги по распространению программ по инфраструктуре кабельной, по сетям беспроводным и через спутник - 9,9%.

Выпуск продукции (товаров и услуг) субъектами МСП в январе-июне 2022 года составил 784979 млн. тенге. Количество действующих субъектов МСП на 1 июля 2022 года составило 63636 единиц. Численность занятых в МСП на 1 июля 2022 года составила 147 тыс. человек.



В январе-июне 2022 года по сравнению с соответствующим периодом 2021 года наблюдалось увеличение выпуска продукции (товаров, услуг) субъектами МСП в Мангистауском (209,3%) и Каракиянском районах (181,8%).

Наибольшее количество численности занятых субъектами МСП сосредоточено в городе Актау (119,4), Бейнеуском (126%) и Мунайлинском районах (120,3%).

Темп роста количества действующих субъектов в МСП в Бейнеуском (139,1%) и Мунайлинском районах (131,7%).

Финансовая система

На конец сентября 2022 года кредиты банков второго уровня составили 576 млрд. тенге. На конец сентября 2022 года депозиты населения составили 303,3 млрд. тенге.

Расходы на производство и реализацию продукции в II квартале 2022 года составили 978055 млн. тенге, из них доля производственных расходов 50,3%, непроизводственных 49,7%.

На 1 июля 2022 года задолженность по оплате труда на предприятиях области увеличилось по сравнению к соответствующему периоду прошлого года в 2 раза, и составила 50858,5 млн. тенге.

2.10.2 Обеспеченность объекта в период строительства, эксплуатации и ликвидации трудовыми ресурсами

Мангистауская область расположена к востоку от Каспийского моря на плато Мангышлак (Мангистау), граничит на северо-востоке с Атырауской и Актюбинской областями, на юге - с Туркменией и на востоке - с Республикой Каракалпакстан в составе Узбекистана. Мангистауская область - промышленный регион, здесь добывают 25 % нефти Казахстана (почти 20 млн. тонн). Административный центр – город Актау, также город является «морскими воротами» Республики Казахстан.

В административном отношении месторождение Северный Кариман расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан.

Социально-экономическая структура Мунайлинского района Мангистауской области формируется в довольно жестких природно-климатических условиях. Дефицит плодородных земельных ресурсов в области и современное поднятие уровня Каспийского моря обуславливает специфику развития социальной сферы и характер расселения населения.

Наличие природных и трудовых ресурсов обуславливает развитие экономики региона. Экономика района и области имеет сельскохозяйственное и нефтедобывающее направление.

При строительстве скважины будут задействованы 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.

Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест для местного населения в период строительства и эксплуатации намечаемого объекта увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни местного населения района и области.

2.10.3 Влияние намечаемого объекта на регионально-территориальное природопользование

Условия регионально-территориального природопользования при реализации проектных решений изменятся незначительно и соответствуют принятым направлениям внутренней политики Республики Казахстан, направленной на устойчивое развитие и экономический рост, основанный на росте производства.

Основными объектами охраны при буровых операциях являются недра, атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, почва, растительность, животный мир.

Охрана и рациональное использование недр

Бурение скважин неизбежно оказывает отрицательное воздействие на структуру недр. Разрушение земной поверхности при строительстве скважин, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя – это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь, усилению переноса пылесолевых аэрозолей.

Конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны способствовать охране недр, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности.

Разбуривание месторождения будет сопровождаться образованием большого количества отходов бурения. Запрещается сброс отходов бурения и канализационных стоков в водоемы и подземные водоносные горизонты.

Охрана атмосферного воздуха

Загрязнение атмосферного воздуха при буровых операциях происходит в результате следующих видов работ:

- при строительстве буровых площадок;



- при строительстве скважин.

При строительстве буровых площадок скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения пыли неорганической при транспортировке грунта и ПГС: при разгрузке привозного грунта, при перемещении (разравнивании) грунта бульдозером, при уплотнении грунта катками, планировке верха и откосов насыпей автогрейдером, а также при разгрузке ПГС и др., токсичных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин, механизмов.

При строительстве скважин основное загрязнение атмосферного воздуха предполагается в результате выделения:

- продуктов сгорания дизельного топлива (дизель-генераторные установки, приводы буровой лебедки и ротора, приводы буровых насосов);
- легких фракций углеводородов от технологического оборудования (сепараторы, насосы, емкости для хранения ГСМ, технологические емкости).

Потенциально вредными веществами, загрязняющими окружающую природную среду при строительстве скважин на промплощадке, являются: химреагенты, используемые для приготовления бурового и тампонажного растворов; нефть, полученная при освоении скважины; выхлопные газы, выделяющиеся при работе дизель-генераторных установок; углеводороды (емкости для хранения ГСМ); сварочные аэрозоли, фтористый водород, выделяющиеся при сварочных работах; токсичные газы от двигателей внутреннего сгорания автотранспорта; пыль неорганическая (работы, связанные с приготовлением цементного раствора). В процессе бурения должен проводиться постоянный контроль герметичности оборудования.

Охрана водных ресурсов

Источниками загрязнения природных вод при буровых операциях являются: отходы бурения, отходы испытания скважин, выбуренная порода, отработанный буровой раствор, химреагенты, пластовые флюиды. «Технический проект на строительство скважины» должен предусмотреть безамбарную технологию бурения. Для предотвращения загрязнения природных вод, отходы бурения должны собираться и размещаться в специальных устройствах, соответствующих требованиям санитарно-противоэпидемического и экологического законодательства.

Охрана почвенно-растительного покрова

Почва – трудно возобновляемый компонент природной среды, поэтому, главной задачей по ее охране при буровых работах является сохранение почвенного покрова, как компонента биосферы и носителя плодородия.



При проведении буровых работ основные нарушения почвенно-растительного покрова будут связаны с работой автомобильного транспорта, строительных работ. Основное нарушение почвенно-растительного покрова будут происходить при транспорте бурового и технологического оборудования, работе строительной техники при планировке площадок и прокладке автодорог. Кроме непосредственно строительных работ, сильным фактором нарушения почвенно-растительного покрова является дорожная дигрессия. Возможно загрязнение подстилающей поверхности вследствие аварийных сбросов на почвы различного рода загрязнителей: продукции скважин, горюче-смазочных материалов, буровых растворов, шламовых отходов.

При строительстве скважин происходит нарушение земель. Нарушенные земли – это земли, утратившие свою первоначальную хозяйственную ценность и являющиеся источником отрицательного воздействия на окружающую среду. Нарушение земель при строительстве скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, в процессе бурения и испытания скважин. Нарушенные земли характеризуются слабой активностью химико-биологических процессов, изменением физических, механических, микробиологических свойств, медленным восстановлением растительного покрова, слабой противозерозийной устойчивостью. Нарушенные земли подлежат обязательной рекультивации. Рекультивация земель – комплекс мероприятий по предотвращению вторичного загрязнения ландшафта и восстановлению продуктивности нарушенных земель в соответствии с природоохранным законодательством РК.

Охрана животного мира

Воздействие на животный мир на данном этапе может проявиться по причине механического воздействия при строительных, буровых и дорожных работах. Это приводит к временной или постоянной утрате мест обитания популяций животных, причиняет беспокойство и физический ущерб живым организмам вследствие повышения уровня шума, искусственного освещения.

2.10.4 Прогноз изменений социально-экономических условий жизни местного населения при реализации проектных решений объекта

Эксплуатация месторождения может оказать как негативное, так и положительное воздействие на социально-экономические условия на территории.

Негативное воздействие может быть оказано при изменении условий землепользования на территории и создания дополнительной антропогенной нагрузки.

Положительное воздействие на социально-экономические условия на территории будет заключаться в следующем:



- увеличение экономического и промышленного потенциала региона;
- увеличение налоговых поступлений в местный бюджет;
- создание новых рабочих мест. Это является особенно значимым в связи с тем, что из-за отсутствия работы происходит отток молодежи с территории, в случае же обеспечения работой, молодые люди будут возвращаться, что положительно повлияет на развитие ближайших населенных пунктов;
- использование казахстанских материалов и оборудования;
- увеличение доходов населения;
- увеличение покупательской способности населения;
- увеличение уровня и качества жизни населения района, развитие инфраструктуры и социальной сферы;
- улучшение инвестиционной привлекательности территории.

С точки зрения воздействия на социально-экономические условия района можно констатировать, что возможность нежелательной дополнительной нагрузки на социально-бытовую инфраструктуру населенных пунктов района будет отсутствовать.

Согласно санитарно-гигиенической обстановке в районе можно сделать вывод, что основным фактором, влияющим на состояние здоровья населения, являются в первую очередь социальные условия, также неравномерное развитие объектов экономики по области, где основная промышленная инфраструктура области связана с городами.

При производственной деятельности на месторождении основными источниками загрязнения воздушного бассейна будут являться технологическое оборудование, однако при выполнении природоохранных мероприятий, технологического регламента и техники безопасности, не окажет неблагоприятного воздействия на здоровье населения ближайших населенных мест при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта.

С точки зрения увеличения опасности техногенного воздействия на условия проживания местного населения, проведенный анализ прямого и опосредованного техногенного воздействия, позволяют говорить о том, что реализация проектных решений на месторождении, не приведет к значимому для здоровья населения загрязнению природной среды. Санитарно – защитная зона месторождения – 1 км, и в пределах СЗЗ населенных мест нет. Превышения по шуму более 80 дБ могут происходить в рабочей зоне непродолжительное время, на границе СЗЗ превышений пределов шумовых воздействий отмечаться не будет. С учетом санитарно-эпидемиологической ситуации в районе будут предусмотрены необходимые меры для обеспечения нормальных санитарно-гигиенических условий работы и отдыха персонала, его медицинского обслуживания.



Вопросы оказания неотложной медицинской помощи с последующей эвакуацией должны решаться на договорной основе, на базе действующих местных медицинских учреждений. Обязательным, так же, является организация связи и транспорта для оказания неотложной медицинской помощи. Создание дополнительных высокооплачиваемых рабочих мест увеличит поступление денежных средств в местные бюджеты за счет отчисления налогов и, соответственно, повысится уровень жизни коренного населения района.

С точки зрения воздействия на экономическую ситуацию в области в целом, основной экономический эффект будет связан с дальнейшим экономическим развитием региона и Мунайлинского района в частности.

2.10.5 Санитарно-эпидемиологическое состояние территории

В марте 2020 года на территории республики Казахстан были зарегистрированы первые случаи коронавирусной инфекции COVID-19.

За анализируемый период текущего года (за январь-октябрь 2022 года) в подтверждено 5678 случая коронавирусной инфекции (COVID-2019) и 65 случая бессимптомного инфицирования (COVID-2019).

На 18 ноября 2022 года в Казахстане лечение от КВИ продолжают получать 790 человек (–612+ и 178 КВИ–), из них в стационарах находится – 100 пациент, на амбулаторном уровне – 690 пациент. Из числа заболевших КВИ+ и КВИ– находятся: в тяжелом состоянии – 6 пациентов, в состоянии крайней степени тяжести – 2 пациента, на аппарате ИВЛ – 2 пациента.

Для предотвращения распространения заболевания с 16 марта до 11 мая 2020 года в РК был введен режим ЧП. После снятия режима ЧП были введены карантинные меры, которые действуют по настоящее время.

В настоящее время тестирование проводится по эпидемиологическим показаниям, с профилактической целью и в рамках эпиднадзора. Согласно Постановлению Главного государственного санитарного врача лабораторному обследованию подлежат:

- больные и вирусоносители;
- больные ОРВИ, гриппом, пневмониями;
- лица, контактные с больными;
- лица, госпитализируемые в стационары и медико-социальные учреждения;
- медработники;
- призывники.

В целях реализации поручения Главы государства на территории Мангистауской области с 3 февраля 2021 года начата вакцинация против коронавирусной инфекции. Для



проведения вакцинации против коронавирусной инфекции на территории области функционируют 21 прививочных пункта.

По состоянию на 18.11.2022 года провакцинировано в Республике Казахстан I-м компонентом 10845668 человек, II-м компонентом 10609686 человек. Ревакцинировано – 5649183, из них в Мангистауской области против коронавирусной инфекции I-м компонентом вакцинировано 284116 человек, II-м компонентом - 280029 человек.

Эпидемиологическая ситуация по инфекционной заболеваемости, за исключением коронавирусной инфекции, в целом по Мангистауской области остается стабильной.

Наибольшее распространение среди зарегистрированных инфекционных заболеваний получили острые инфекции верхних дыхательных путей - 15764 случаев (в соответствующем периоде 2021 г. - 16625), туберкулез органов дыхания - 225 (227), другие кишечные инфекции - 45 (97), сифилис 34 (45), педикулез - 34 (28), чесотка - 37 (8), вирусные гепатиты - 8 (5).

Не зарегистрировано случаев чумы, холеры, сибирской язвы, туляремии, бешенства, Конго-Крымской геморрагической лихорадки.

В виду сложившейся ситуации в мире основными правилами санитарных норм и противоэпидемическими мероприятиями являются:

- носить маски и перчатки, мыть руки;
- соблюдать дистанцию 1-1,5 м;
- избегать посещения мест массового скопления;
- не здороваться, не обниматься при встрече;
- участие в проведении профилактических и противоэпидемических мероприятий, включая прививки, по планам территориальной СЭС;
- исключение охоты на представителей потенциальных переносчиков чумы;
- организация санитарного просвещения по номенклатуре вопросов профилактики особо опасных инфекций;
- немедленное реагирование на каждый сомнительный случай заболевания (недомогания) с установлением причинно-следственной связи с эпизоотией среди грызунов с информированием органов Госсанэпиднадзора и областного штаба по чрезвычайным ситуациям;
- наличие запаса средств профилактики на объектах строительства и разработки;
- обеспечение немедленной (в первые часы) эвакуации больного с подозрением на особо опасную инфекцию.



2.10.6 Предложения по регулированию социальных отношений в процессе намечаемой хозяйственной деятельности

Регулирование социальных отношений в процессе реализации намечаемой хозяйственной деятельности предусматривается в соответствии с законодательством Республики Казахстан.

Регулирование социальных отношений в процессе намечаемой деятельности - это взаимодействие с заинтересованными сторонами по всем социальным и природоохранным аспектам деятельности предприятия.

Взаимодействие с заинтересованными сторонами – это общее определение, под которое попадает целый спектр мер и мероприятий, осуществляемых на протяжении всего периода реализации проекта:

- выявление и изучение заинтересованных сторон;
- консультации с заинтересованными сторонами;
- переговоры;
- процедуры урегулирования конфликтов;
- отчетность перед заинтересованными сторонами.

При реализации проекта в регионе может возникнуть обострение социальных отношений. Основными причинами могут быть:

- конкуренция за рабочие места;
- диспропорции в оплате труда в разных отраслях;
- внутренняя миграция на территорию осуществления проектных решений, с целью получения работы или для предоставления своих услуг и товаров;
- преобладающее привлечение к работе приезжих квалифицированных специалистов;
- несоответствие квалификации местного населения требованиям подрядных компаний к персоналу;
- опасение ухудшения экологической обстановки и качества окружающей среды в результате планируемых работ.

Отдельные негативные моменты в социальных отношениях будут полностью компенсированы теми выгодами экономического и социального плана, которые в случае реализации проекта очевидны.

Повышение уровня жизни вследствие увеличения доходов неизбежно скажется на демографической ситуации. Наличие стабильной, относительно высокооплачиваемой работы не будет способствовать оттоку местного населения, а наоборот может послужить причиной увеличения интенсивности миграции привлекаемых к работам не местных работников.



2.11 Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе

2.11.1 Ценность природных комплексов

Рассматриваемая территория проектируемых работ находится вне зон с особым природоохранным статусом, на ней отсутствуют зарегистрированные исторические памятники или объекты, нуждающиеся в специальной охране.

Учитывая значительную удаленность рассматриваемой территории от особо охраняемых природных территорий (заповедники, заказники, памятники природы), планируемая деятельность не окажет никакого влияния на зоны и территории с особым природоохранным статусом.

2.11.2 Комплексная оценка последствий воздействия на окружающую среду при нормальном (без аварий) режиме эксплуатации объекта

Воздействия на окружающую среду при строительстве скважин могут быть разделены на технологически обусловленные и не обусловленные.

Технологически обусловленные – это воздействия, объективно возникающие вследствие производства работ, протекания технологических процессов и формирования техногенных потоков веществ. Среди технологически обусловленных воздействий могут быть выделены следующие группы ведущих факторов:

1. Изъятие земель для размещения технологического оборудования. Изъятие угодий из использования может происходить, также, опосредованно, вследствие потери ими своей ценности при их загрязнении и деградации;
2. Нарушения почвенно-растительного покрова возникают при транспортировке оборудования и продуктов газонефтедобычи;
3. Возможны аварийные сбросы на почво-грунты различного рода загрязнителей, основными из которых являются нефтепродукты, ГСМ, химреагенты;
4. Выбросы в атмосферу от ряда организованных и неорганизованных стационарных источников. Источниками выбросов в атмосферу при строительстве скважин являются: дизельные генераторы, емкости для хранения ГСМ, котельная установка, буровые насосы и другие. Выбросы в атмосферу при нормальных режимах работы от неорганизованных и организованных источников в силу ограниченной интенсивности выбросов не создают высоких приземных концентраций;
5. Сточные воды образуются как в процессе работ, так и систем обеспечения жизнедеятельности. Сброс в поверхностные водоемы отсутствует. Все сточные



воды собираются в специализированные емкости и вывозятся, по мере наполнения, на согласованные места временного хранения, отстоя или очистки сторонней организацией;

6. На площадках работ происходит накопление промышленных и твердых бытовых отходов. Все отходы производства и потребления собираются в специализированные контейнеры и по мере накопления вывозятся по договору со сторонней организацией на места согласованного хранения или утилизации;
7. Шумовой эффект, возникающий при работе бурового оборудования, оказывает воздействие на людей, животный и растительный мир, но носит кратковременный характер.

Технологически не обусловленные воздействия связаны с различного рода отступлениями от проектных решений и экологически неграмотным поведением персонала, в процессе работы в штатных ситуациях и при авариях. Значительные последствия могут быть вызваны бесконтрольным проездом техники вне отведенных дорог, неконтролируемым расширением зон землеотвода и непроектными воздействиями на окружающую среду.

Перечисленные выше и иные негативные дополнительные источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, основные мероприятия по снижению воздействия представлены в таблице 2.37.

Таблица 2.37 – Источники и факторы воздействия на компоненты окружающей среды, мероприятия по снижению негативного воздействия на окружающую среду

Компоненты окружающей среды	Факторы воздействия на окружающую среду	Мероприятия по снижению отрицательного техногенного воздействия на окружающую среду
1	2	3
Атмосфера	Работа основного и вспомогательного оборудования. Шумовые воздействия.	Профилактика и контроль оборудования. Использование противовыбросового оборудования Контроль за состоянием атмосферного воздуха.
Поверхностные воды	Ливневый и снеговой сток. Возможное аварийное загрязнение вод	Учет водоотведения и водопотребления Сбор в специальные емкости Оперативная ликвидация аварийных разливов
Грунтовые и подземные воды	Возможное аварийное загрязнение вод.	Размещение объекта с учетом инженерно-геологических условий. Применение конструктивных решений, исключающих подпор грунтовых вод или уменьшение инфильтрационного питания. Оперативная ликвидация аварийных разливов.
Недра	Термоэрозия. Просадки. Грифенообразование. Внутрипластовые перетоки флюида.	Изоляция водоносных горизонтов. Герметичность подземного и наземного оборудования. Тщательное планирование размещения различных сооружений.
Ландшафты	Механические нарушения. Возникновение техногенных форм рельефа. Оврагообразование и эрозия.	Оптимизация размещения площадок и прочих объектов. Рекультивация земель. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Почвы	Нарушение и загрязнение почвенно-растительного слоя.	Создание системы контроля за состоянием почв. Профилактика и ликвидация аварийных разливов. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Растительность	Уничтожение травяного покрова. Химическое, тепловое и электромагнитное воздействие. Иссушение.	Противопожарные мероприятия. Запрет на движение транспорта вне дорог.
Животный мир	Незначительное уменьшение месторождения обитания. Фактор беспокойства. Шум от работающих агрегатов.	Строительство специальных ограждений. Обустройство мест на размещение отходов. Создание маркировок на объектах и сооружениях.

Для *объективной комплексной оценки воздействия на окружающую среду* на данный проектный период надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующих методологических разработок с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей природных и климатических условий.

На основе покомпонентной оценки воздействия на окружающую среду путем комплексирования ранее полученных уровней воздействия, в соответствии с изложенными методиками, выполнена интегральная оценка намечаемой деятельности.

Матрица воздействия реализации проекта на природную среду сведена в сводную таблицу 2.38.



Таблица 2.38 – Комплексная оценка воздействия на компоненты окружающей среды при реализации проектных решений

Компонент окружающей среды	Показатели воздействия			Категория значимости
	Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	
Атмосферный воздух	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Подземные воды	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Недра	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Сильная (4)	Низкая (4)
Почвенные ресурсы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Отходы производства и потребления	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Растительность	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Животный мир	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Физические факторы	Локальный (1)	Кратковременный (1)	Умеренная (3)	Низкая (3)
Итого:	-	-	-	Низкая (3,13)

Для определения комплексной оценки воздействия на компоненты окружающей среды находим среднее значение от покомпонентного балла категории значимости. Как следует из приведенной матрицы, интегральное воздействие (среднее значение) при строительстве наклонно-направленной скважины на месторождении Северный Кариман составляет 3,13 балла, что соответствует **низкому уровню воздействия на компоненты окружающей среды**. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Таким образом, реализация проектных решений по строительству наклонно-направленной скважины СК 103-Н на месторождении Северный Кариман при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды.

Оценка воздействия объекта на социально-экономическую сферу

Основным показателем состояния изменений социально-экономической среды может считаться уровень жизни населения, который состоит из набора признаков, отражающих реально выражаемые в количественном отношении показатели и вытекающие из них экономические последствия.

Основные компоненты социально-экономической среды, которые будут подвергаться тем или иным воздействиям при реализации проектных решений представлены в таблице 2.39.

Таблица 2.39 – Компоненты социально-экономической среды

Компоненты социальной среды	Компоненты экономической среды
Трудовая занятость	Экономическое развитие территории
Здоровье населения	Транспорт
Доходы и уровень жизни населения	Скотоводство
Памятники истории и культуры	Инвестиционная деятельность



Для объективной комплексной оценки воздействия на социально-экономическую сферу региона на данный проектный период на месторождении надо классифицировать величину воздействия на каждый компонент окружающей среды в отдельности, используя три основных показателя – пространственного и временного масштабов воздействия и его величины (интенсивности). Используемые критерии оценки основаны на рекомендациях действующей методологической разработки с учетом уровня принятых технологических решений реализации проекта и особенностей социально-экономической жизни населения.

Производственная деятельность в рамках реализации проекта будет осуществляться в пределах Мангистауской области Республики Казахстан и может повлечь за собой изменение социальных условий региона как в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения и других, так и сторону ухудшения социальной и экологической ситуации в результате непредвиденных неблагоприятных последствий аварийных ситуаций. Однако вероятность возникновения аварийных ситуаций незначительна.

В целом, проектируемые работы согласно интегральной оценки внесут *низкое отрицательное воздействие* по некоторым компонентам, и от *низких* до *средних положительных изменений* в социально-экономическую сферу региона в зависимости от компонента.

Матрица воздействия реализации проекта на социально-экономическую сферу сведена в таблицу 2.40.

Таблица 2.40 - Комплексная оценка воздействия на социально-экономическую сферу при реализации проектных решений

Компонент социально-экономической сферы	Показатели воздействия						Итоговая оценка	
	Положительное воздействие			Отрицательное воздействие			Балл	Итоговое воздействие
	пространственный	временной	интенсивность	пространственный	временной	интенсивность		
Социальная сфера								
Трудовая занятость	Точное (+1)	Кратко-временное (+1)	Незначительное (+1)	-	-	-	+3	Низкое положительное
Здоровье населения	-	-	-	Точное (-1)	Кратковременное (-1)	Незначительное (-1)	-3	Низкое отрицательное
Доходы и уровень жизни населения	Точное (+1)	Кратко-временное (+1)	Незначительное (+1)	-	-	-	+3	Низкое положительное
Памятники истории и культуры	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Итого:							+3	Низкое положительное
Экономическая сфера								
Экономическое развитие территории	Местное (+3)	Кратко-временное (+1)	Слабое (+2)	-	-	-	+6	Среднее положительное
Транспорт	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	Нулевое (0)	0	Воздействие отсутствует
Скотоводство	-	-	-	Точное (-1)	Кратковременное (-1)	Незначительное (-1)	-3	Низкое отрицательное
Инвестиционная деятельность	Местное (+3)	Кратко-временное (+1)	Слабое (+2)	-	-	-	+6	Среднее положительное
Итого:							+9	Среднее положительное



2.11.3 Вероятность аварийных ситуаций (с учетом технического уровня объекта и наличия опасных природных явлений)

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

Возникающие в нефтегазовом комплексе аварии и риск их возникновения могут быть определены разными методами. Один из самых распространенных – построение дерева ошибок, т.е. логической структуры, описывающей причинно-следственную связь при взаимодействии основного технологического оборудования, человека и условий окружающей среды – всех элементов, способных вызвать и вызывающие отказы на объектах нефтегазового комплекса.

Причины отказов могут быть объективными:

- ❖ природно-климатические условия, температура окружающей среды;
- ❖ пластовые термобарические условия;
- ❖ состояние пласта;
- ❖ режим работы залежи;
- ❖ особенности геологического строения;
- ❖ разнообразие, сложность технологических процессов переработки пластового сырья;
- ❖ многофакторность систем управления современными перерабатывающими предприятиями.

А также субъективными:

- ❖ неудачный выбор конструкции оборудования;
- ❖ нарушение технологических режимов эксплуатации;
- ❖ низкая квалификация обслуживающего персонала;
- ❖ нарушение трудовой и производственной дисциплины;
- ❖ низкий уровень надзора за экологической и газовой (нефтяной) безопасностью.
- ❖ В качестве основных, могут быть выделены следующие риски и объекты:
- ❖ прорывы трубопроводной системы;
- ❖ коррозия нефтепромыслового оборудования, резервуаров и трубопроводных систем;
- ❖ перебои в подаче сырья;

- ❖ выход из строя технологического оборудования;
- ❖ контакт персонала с опасными факторами производства;
- ❖ строительная техника и буровое оборудование;
- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ добывающие и нагнетательные скважины.

Степень риска для каждого объекта нефтепромысла зависит от природных, так и техногенных факторов. Естественные факторы, представляющие угрозу проектируемым сооружениям, характеризуются очень низкими вероятностями. Строгое исполнение правил эксплуатации сооружений позволяют своевременно решать все проблемы, вызываемые естественными процессами. Вероятность таких природных катаклизмов и техногенных воздействий, как падение метеорита, наводнение, смерч, ураган, оседание грунта, авиакатастрофа и террористический акт составляет $1,0 \cdot 10^{-8}$ (1/год).

Техногенные факторы потенциально более опасны. Анализ статистических данных по нефтяным и газовым месторождениям показывает, что:

- ❖ неуправляемых нефтегазопроявлений приходится один случай на тысячу скважин;
- ❖ осложнений, связанных с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважин – два случая на сто скважин;
- ❖ естественного искривления ствола скважины, требующего проведения ремонтных работ или ликвидации – один случай на сто скважин.

Первый вид осложнений является наиболее опасным по воздействию на объекты и компоненты окружающей среды, поскольку большие объемы изливаемого пластового флюида с высоким содержанием нефти и химреагентов, сопровождаются загрязнением атмосферы, почвогрунтов, водных объектов на значительной территории, имеет место реальная возможность возникновения пожаров.

Нарушение устойчивости пород, приводит к увеличению техногенной нагрузки на компоненты окружающей среды за счет дополнительного, непредусмотренного проектом, образования отходов бурения, что ведет к изменению стоимости размещения их в окружающей среде.

При аварийных разливах химических реагентов бурения и углеводородного сырья с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Большую значимость из многочисленных видов аварий имеет почвенная (наружная) коррозия металла. Уменьшить вероятность этих аварий возможно при проведении дополнительных мероприятий, обеспечивающих постоянный контроль технического состояния металлических элементов оборудования.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде, и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

Возникновение любого из этих событий также характеризуется низкой вероятностью, но значительными последствиями. Соблюдение всех проектных технологических требований при хранении и, транспортировки нефти не исключает полностью возникновения аварийных ситуаций.

Главной потенциальной опасностью, фактором риска эксплуатации открытых технологических установок и трубопроводов является наличие вероятности возникновения аварии с выбросом горючих газов или конденсатов в окружающую среду, сопровождающейся большой площадью рассеивания токсичных веществ, возможно, с последующим воспламенением либо взрывным превращением образовавшейся газовоздушной смеси и формированием поля поражающих факторов на прилегающей территории.

В аварийных ситуациях на технологическом оборудовании возможны следующие опасные события, влияющие на обслуживающий персонал и оборудование при разгерметизации технологических аппаратов и трубопроводов:

- ❖ образование токсичного облака;
- ❖ взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС);
- ❖ пожар разлива (бассейновый пожар);
- ❖ струевое горение (факельный пожар);
- ❖ взрыв с образованием «огненного шара».

Основными поражающим факторами максимальных гипотетических аварий (МГА) являются:

- ❖ токсическое поражение;
- ❖ воздушная волна, возникающая при взрывах ТВС;
- ❖ поражение открытым пламенем и тепловое излучение при струевом горении (факельный пожар),



❖ пожар разлития (бассейновый пожар) и «огненном шаре».

Таблица 2.41 - Статистические данные по оценке частоты отказов оборудования и масштабов выбросов загрязняющих веществ

Тип отказа оборудования	Частота отказов, 1/год	Масштабы выбросов опасных веществ
Разгерметизация технологического аппарата (сосуда)		
Квазимгновенный выброс вещества (на полное сечение)	$1,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, равный объему аппарата, с учетом поступления из соседних блоков за время перекрытия потока
Утечка через отверстие	$9,0 \cdot 10^{-5}$	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация технологического трубопровода		
«Гильотинный разрыв» (на полное сечение)	$5,0 \cdot 10^{-7}$, (1/(м*год))	Объем, равный объему трубопровода, ограниченного запорной арматурой, с учетом профиля трассы и поступления вещества из соседних блоков, за время перекрытия потока
Утечка через отверстие 1''	$9,0 \cdot 10^{-6}$, (1/м*год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки
Разгерметизация насоса, компрессора или трубопровода внутри помещения	$1,0 \cdot 10^{-3}$ (1/год)	Объем, вытекший до ликвидации утечки

По каждой возможной аварии техническая служба под руководством главного инженера организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварий с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственный за выполнение плана работы;
3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

При строгом соблюдении проектных решений, применении современных технологий и трудовой дисциплины на этапе реализации проектных решений, позволяет судить о низкой степени вероятности возникновения аварийных ситуаций.

2.11.4. Прогноз последствий аварийных ситуаций для окружающей среды (включая недвижимое имущество и объекты историко-культурного наследия) и население

Существенное влияние на развитие обстоятельств, ведущих к экологическому риску с соответствующими последствиями, определяют отказы оборудования бурения и ремонта скважин, систем сбора, транспорта и др., вызванные одной или несколькими причинами.

В соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», отказы классифицируются следующим образом:

- ❖ технологические отказы, обусловленные нарушением норм технологического режима производства или отдельного технологического процесса;
- ❖ механические отказы, вызванные частичным или полным разрушением или износом технологического оборудования или отдельных его деталей;



- ❖ организационно-технические отказы, обусловленные прекращением подачи сырья, электроэнергии, ошибками персонала и т.д.;
- ❖ стихийные, вызванные стихийными бедствиями, пожарами, взрывами и т.д., в том числе, на соседних объектах.

Все выше перечисленные отказы приводят к причине возникновения аварийных ситуаций.

Авария – считается нарушение непрерывности технологического процесса строительства скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или буровых колонн, из-за неудачного цементировании обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов.

Нефтегазопрооявления при бурении, креплении и освоении скважин – это неорганизованное поступление относительно небольших количеств нефти или газа в скважину и на поверхность, не представляющее на первых порах непосредственного препятствия для выполнения основных технологических операций. Хотя нефтегазопрооявления чреваты опасными последствиями и могут перейти в фонтаны, тем не менее, нефтегазопрооявления считают не авариями, а осложнениями технологического цикла бурения скважин.

Аварийный фонтан – это неконтролируемое поступление нефти или газа на поверхность по стволу скважины, препятствующее проведению бурения и связанное с разрушением элементов оборудования и конструкции скважины. Зачастую аварийные фонтаны осложняются взрывами, пожарами, грифонами и т.д.

Наибольшее число аварий возникает по субъективным причинам, т.е. по вине исполнителя трудового процесса. Поэтому при разработке мер профилактики и борьбы с авариями следует особо обращать внимание на строгое соблюдение требований, регламентируемых в геолого-техническом наряде (ГТН), и положений, излагаемых в производственных инструкциях.

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие ликвидацию ее в кратчайший срок, для чего:

1. составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей;
2. назначается ответственное лицо за выполнение плана работы;



3. контроль за ликвидацией аварии и необходимая помощь в выполнении намеченного плана работ осуществляется инженерно-технической службой.

Воздействие возможных аварий на атмосферный воздух

В процессе строительства скважин могут возникнуть следующие осложнения, воздействующие на атмосферный воздух:

- ❖ нефтегазопрооявления, как управляемые, так и неуправляемые, т.е. открытое фонтанирование;
- ❖ пожары;
- ❖ поглощение промывочной жидкости и тампонажного раствора – частичное или катастрофическое;
- ❖ нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- ❖ самопроизвольное искривление оси скважин.

Основное воздействие на атмосферный воздух при аварийных ситуациях связано с огромными массами выбросов загрязняющих веществ.

Воздействие возможных аварий на поверхностные и подземные воды

Основные аварийные ситуации, которые могут явиться фактором загрязнения поверхностных и подземных вод связаны со следующими процессами:

- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ разлив при транспортировке или хранении нефтепродуктов;
- ❖ нефтегазопрооявления, как управляемые, так и неуправляемые;
- ❖ технические аварии, связанные с геомеханическими процессами (процессы подвижек земной коры под воздействием отбора из недр значительного количества жидкостей и падения пластового давления).

Практически невозможно предотвратить загрязнение как поверхностных, так и подземных вод при продолжающемся загрязнении других природных компонентов.

Особое внимание следует обратить на загрязнение почвогрунтов, так как через них возможно вторичное загрязнение поверхностных и подземных вод.

Особо важное значение для предотвращения возможных аварий и загрязнения водоносных горизонтов имеют правильный выбор конструкции скважин и качество цементирования колонн.

Конструкция скважины должна изолировать все горизонты от продуктивных нефтяных и газовых залежей, когда отсутствует специальная изоляция заколонного пространства.



В качестве аварийных ситуаций могут рассматриваться пожары, при которых возможно образование пожарных вод.

Воздействие возможных аварий на недра

В процессе строительства скважин могут возникнуть следующие осложнения процесса бурения, воздействующие на недра:

- ❖ нефтегазопроявления, приводящие к нарушению свойств геологической среды;
- ❖ нарушение устойчивости пород, слагающих стенки скважин (осыпи, обвалы, кавернообразование);
- ❖ технические аварии, связанные с геомеханическими процессами (причины: нарушение герметичности скважинного пространства и прорыв эксплуатационных и технических колонн, аварии на трубопроводных системах).

Воздействие возможных аварий на почвенно-растительный покров

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для почвенно-растительного покрова связаны со следующими процессами:

- ❖ неуправляемые нефтегазопроявления, приводящие к загрязнению почв и растительности;
- ❖ пожары;
- ❖ разливы химических реагентов и буровых жидкостей;
- ❖ разлив при транспортировке или хранении нефтепродуктов.

При аварийных разливах агентов бурения или нефтепродуктов с учетом запроектированных требований к планировке площадок, они будут локализованы на месте и не окажут, ввиду ограниченных объемов разливов, существенного воздействия на окружающую среду.

Воздействие возможных аварий на население

Основные аварийные ситуации, которые могут иметь негативные последствия для населения связаны со следующими процессами:

- ❖ открытое фонтанирование скважины;
- ❖ пожары;
- ❖ разгерметизация трубопроводов;
- ❖ разлив нефтепродуктов и тд.

В результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности

людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, хозяйствующему субъекту и окружающей среде.

Обеспечение безопасности является задачей не только предотвращения отравления выбросами вредных веществ населения близлежащих населенных пунктов и персонала, снижения до минимума вредного воздействия выбросов на окружающую природную среду региона в целом, но и минимизации экономических потерь, связанных с ликвидацией последствий чрезвычайной ситуации.

К основным мероприятиям по обеспечению безопасности населения в чрезвычайных ситуациях относятся следующие:

- ❖ прогнозирование и оценка возможности последствий чрезвычайных ситуаций,
- ❖ разработка мероприятий, направленных на предотвращение или снижение вероятности возникновения таких ситуаций, а также на уменьшение их последствий;
- ❖ обучение населения действиям в чрезвычайных ситуациях и разработка эффективных способов его защиты.

Вероятность возникновения аварийных ситуаций на каждом конкретном объекте зависит также от множества факторов, обусловленных горно-геологическими, климатическими, техническими и другими особенностями.

Количественная оценка вероятности возникновения аварийной ситуации возможна только при наличии достаточно полной репрезентативной статистической информационной базы данных, учитывающей специфику эксплуатации объекта – агрессивности среды, коррозионной активности перекачиваемого продукта, применения ингибиторов, электрохимической защиты и т.д.

2.11.5. Рекомендации по предупреждению аварийных ситуаций и ликвидации их последствий

Мероприятия по снижению экологического риска могут иметь технический или организационный характер. В выборе типа меры, решающее значение имеет общая оценка действенности мер, влияющих на риск. При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что, вследствие возможной ограниченности ресурсов, в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу. Во всех случаях, где это возможно, меры уменьшения вероятности аварии должны иметь приоритет над мерами уменьшения последствий аварий. Это означает, что выбор технических и организационных мер для уменьшения опасности имеет следующие приоритеты:



- ❖ меры уменьшения вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие: меры уменьшения вероятности возникновения неполадки (отказа); меры уменьшения вероятности перерастания неполадки в аварийную ситуацию;
- ❖ меры уменьшения тяжести последствий аварии, которые в свою очередь имеют следующие приоритеты: меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций); меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и контроля; меры, касающиеся организации, оснащенности и боеготовности противоаварийных служб.

Иными словами, в общем случае первоочередными мерами обеспечения безопасности являются меры предупреждения аварии. Основными мерами предупреждения аварий является строгое исполнение технологической и производственной дисциплины, выполнение проектных решений и оперативный контроль. Следует отметить, что аварии, возможные при реализации проекта, носят характер технических проблем, и их возможное влияние на окружающую среду оценивается как не значительное. Наиболее сложными и трудоёмкими по затратам и средствам являются аварии, связанные с нефтегазопрооявлениями. Основным средством, предупреждающим нефтегазопрооявления в восстанавливаемых и вновь строящихся скважинах, является применение бурового раствора с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, статическое напряжение сдвига (СНС) и др.).

Плотность бурового раствора и отклонение от установленной величины, его запасы и параметры должны соответствовать рекомендованным, согласно ЕТП РК («Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых, и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан»).

На всех этапах проведения работ специалисты в областях инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья и оценки риска будут анализировать фактические и потенциальные факторы безопасности. Однако, предусмотренные в практике решения, конструкции, оборудование и предупредительные мероприятия, выполняемые в соответствии с законом Республики Казахстан от 5 июля 1996 г. №19 «О чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера» и другими нормативными требованиями, позволяют свести к минимуму вероятность возникновения и развития аварий на объекте.

Мероприятия по охране и защите окружающей среды, предусмотренные данным проектом, полностью соответствуют экологической политике, проводимой в Республике Казахстан. Основные принципы этой политики сводятся к следующему:



- ❖ минимальное вмешательство в сложившиеся к настоящему времени природные экосистемы;
- ❖ использование новейших природосберегающих экологических технологий;
- ❖ сведение к минимуму любых воздействий на окружающую среду в процессе проведения работ;
- ❖ полное восстановление нарушенных элементов природной среды после завершения работ.

Конструктивные решения и меры безопасности, осуществляемые при реализации проектных решений, обеспечат безопасность работ, гарантируют защиту здоровья людей и окружающей среды, осуществят надлежащее и своевременное реагирование на аварийные ситуации в случае их возникновения. Все запроектированное оборудование соответствует требованиям прочности промышленно-экологической безопасности. При проектировании скважин предусмотрены системы противовыбросового и другого оборудования, способной удерживать давление, превышающее расчетное и другие устройства. Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надёжности труб, высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом. Кроме этого, данные предполагаемые аварийные ситуации будут, безусловно, разнесены во времени и пространстве, и наложение одной аварийной ситуации на другую также маловероятно.

2.12 Методика оценки воздействия на окружающую среду

Проведение оценки воздействия на окружающую среду является сложной задачей, поскольку приходится рассматривать множество факторов из различных сфер исследования. Кроме того, не все характеристики можно точно проанализировать и придать им количественную оценку. В этом случае прибегают к одному из методов экспертного оценивания, в соответствии с «Методическими указаниями по проведению оценки воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду» (Астана 2009, Приказ МООС РК №270-О от 29.10.2010 года.).

2.12.1 Методика оценки воздействия на окружающую природную среду

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды и оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность.

Методика основана на балльной системе оценок. Здесь использовано четыре уровней оценки. В таблице 2.42 представлены количественные характеристики критериев оценки.

Пространственный параметр воздействия определяется на основе анализа проектных технологических решений, математического моделирования процессов распространения загрязнения в окружающей среде или на основе экспертных оценок возможных последствий от воздействия намечаемой деятельности.

Приведенное в таблице разделение пространственных масштабов опирается на характерные размеры площади воздействия, которые известны из практики. В таблице также приведена количественная оценка пространственных параметров воздействия в условных баллах (рейтинг относительного воздействия). Временной параметр воздействия на отдельные компоненты природной среды определяется на основе технического анализа, аналитических или экспертных оценок и выражается в четырех категориях.

Величина (интенсивность) воздействия также оценивается в баллах.

Для определения значимости (интегральной оценки) воздействия намечаемой деятельности на отдельный элемент окружающей среды выполняется комплексирование полученных для данного компонента окружающей среды показателей воздействия. Комплексный балл воздействия определяется путем перемножения баллов показателей воздействия по площади, по времени и интенсивности. Значимость воздействия определяется по трем градациям. Результаты комплексной оценки воздействия производственных работ на окружающую среду в штатном режиме работ представляются в табличной форме. Для каждого вида деятельности определяются основные технологические

процессы. Для каждого процесса определяются источники и факторы воздействия. С учетом природоохранных мер по уменьшению воздействия определяются ожидаемые последствия на ту или иную природную среду, и этим воздействиям дается интегральная оценка. В результате получается матрица, в которой в горизонтальных графах дается перечень природных сред, а по вертикали – перечень видов деятельности и соответствующие им источники и факторы воздействия. На пересечении этих граф выставляется показатель интегральной оценки (воздействие высокой, средней и низкой значимости). Такая таблица дает наглядное представление о прогнозируемых воздействиях на компоненты окружающей среды.

Таблица 2.42 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Локальный (1)</i>	Площадь воздействия до 1 км ² для площадных объектов или в границах зоны отчуждения для линейных, но на удалении до 100 м от линейного объекта
<i>Ограниченный (2)</i>	Площадь воздействия до 10 км ² для площадных объектов или на удалении до 1 км от линейного объекта
<i>Местный (3)</i>	Площадь воздействия в пределах 10-100 км ² для площадных объектов или 1-10 км от линейного объекта
<i>Региональный (4)</i>	Площадь воздействия более 100 км ² для площадных объектов или на удалении более 10 км от линейного объекта
Временной масштаб воздействия	
<i>Кратковременный (1)</i>	Длительность воздействия до 6 месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	От 6 месяцев до 1 года
<i>Продолжительный (3)</i>	От 1 года до 3-х лет
<i>Многолетний (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х лет и более
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Незначительная (1)</i>	Изменения среды не выходят за существующие пределы природной изменчивости
<i>Слабая (2)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, но среда полностью самовосстанавливается
<i>Умеренная (3)</i>	Изменения среды превышают пределы природной изменчивости, приводят к нарушению отдельных компонентов природной среды. Природная среда сохраняет способность к самовосстановлению поврежденных элементов
<i>Сильная (4)</i>	Изменения среды приводят к значительным нарушениям компонентов природной среды и/или экосистемы. Отдельные компоненты природной среды теряют способность к самовосстановлению (это утверждение не относится к атмосферному воздуху)
Интегральная оценка воздействия (суммарная значимость воздействия)	
<i>Воздействие низкой значимости (1-8)</i>	Последствия воздействия испытываются, но величина воздействия достаточно низка, а также находится в пределах допустимых стандартов или рецепторы имеют низкую чувствительность / ценность
<i>Воздействие средней значимости (9-27)</i>	Может иметь широкий диапазон, начиная от порогового значения, ниже которого воздействие является низким, до уровня, почти нарушающего узаконенный предел. По мере возможности необходимо показывать факт снижения воздействия средней значимости
<i>Воздействие высокой значимости (28-64)</i>	Имеет место, когда превышены допустимые пределы интенсивности нагрузки на компонент природной среды или когда отмечаются воздействия большого масштаба, особенно в отношении ценных / чувствительных ресурсов

Таблица 2.43 - Матрица оценки воздействия на окружающую среду в штатном режиме

Категория воздействия, балл			Категория значимости	
Пространственный масштаб	Временной масштаб	Интенсивность воздействия	Баллы	Значимость
<u>Локальный</u> 1	<u>Кратковременный</u> 1	<u>Незначительная</u> 1	1-8	Воздействие низкой значимости
<u>Ограниченный</u> 2	<u>Средней продолжительности</u> 2	<u>Слабая</u> 2	9-27	Воздействие средней значимости
<u>Местный</u> 3	<u>Продолжительный</u> 3	<u>Умеренная</u> 3	28-64	Воздействие высокой значимости
<u>Региональный</u> 4	<u>Многолетний</u> 4	<u>Сильная</u> 4		

В отличие от социальной сферы, для природной среды не учитывается нулевое воздействие. Это связано с тем, что в отличие от социальной сферы, при любой деятельности будет оказываться воздействие на природную среду. Нулевое воздействие будет только при отсутствии планируемой деятельности.

2.12.2 Методика оценки воздействия на социально-экономическую сферу

При оценке изменений в состоянии показателей социально - экономической среды в данной методике используются приемы получения полуколичественной оценки в форме баллов. Значимость воздействия непосредственно зависит от его физической величины. Понятие величины охватывает несколько факторов, среди которых основными являются:

- масштаб распространения воздействия (пространственный масштаб);
- масштаб продолжительности воздействия (временной масштаб);
- масштаб интенсивности воздействия.

Для каждого компонента социально - экономической среды уровни значимых площадных, временных воздействий и воздействий интенсивности дифференцируются по градациям. Для оценки всей совокупности последствий намечаемой деятельности на социальные и экономические условия, принимается пяти уровневая градация (с 1 до 5 баллов, с отрицательным и положительным знаком, ранжирующая как отрицательные, так и положительные факторы воздействия. Балл «0» проявляется в том случае, когда отрицательные воздействия компенсируются тем же уровнем положительных воздействий).

Каждую градацию воздействия проекта на компоненты социально - экономической среды определяют соответствующие критерии, представленные в таблице 2.44. Характеристика критериев учитывает специфику социально-экономических условий республики и базируется на данных анализа многочисленных проектов, реализуемых на территории Республики Казахстан.

Таблица 2.44 - Шкала масштабов воздействия и градация экологических последствий на социально-экономическую среду

Масштаб воздействия (рейтинг относительного воздействия и нарушения)	Показатели воздействия и ранжирование потенциальных нарушений
Пространственный масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Точечное (1)</i>	Воздействие проявляется на территории размещения объектов проекта
<i>Локальное (2)</i>	Воздействие проявляется на территории близлежащих населенных пунктов
<i>Местное (3)</i>	Воздействие проявляется на территории одного или нескольких административных районов
<i>Региональное (4)</i>	Воздействие проявляется на территории области
<i>Национальное (5)</i>	Воздействие проявляется на территории нескольких смежных областей или республики в целом
Временной масштаб воздействия	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Кратковременное (1)</i>	Воздействие проявляется на протяжении менее 3-х месяцев
<i>Средней продолжительности (2)</i>	Воздействие проявляется на протяжении от одного сезона (больше 3 –х месяцев) до 1 года
<i>Долговременное (3)</i>	Воздействие проявляется в течение продолжительного периода (больше 1 года, но меньше 3-х лет). Обычно охватывает временные рамки строительства объектов проекта
<i>Продолжительное (4)</i>	Продолжительность воздействия от 3-х до 5 лет. Обычно соответствует выводу объекта на проектную мощность
<i>Постоянное (5)</i>	Продолжительность воздействия более 5 лет
Интенсивность воздействия (обратимость изменения)	
<i>Нулевое (0)</i>	Воздействие отсутствует
<i>Незначительное (1)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере соответствуют существовавшим до начала реализации проекта колебаниям изменчивости этого показателя
<i>Слабое (2)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие тенденции в изменении условий проживания в населенных пунктах
<i>Умеренное (3)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднерайонного уровня
<i>Значительное (4)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднеобластного уровня
<i>Сильное (5)</i>	Положительные и отрицательные отклонения в социально-экономической сфере превышают существующие условия среднереспубликанского уровня

Интегральная оценка воздействия представляет собой 2-х ступенчатый процесс.

На первом этапе, в соответствии с градациями масштабов воздействия, представленными в таблице 2.44, суммируются баллы отдельно отрицательных и отдельно положительных пространственных, временных воздействий и интенсивности воздействий для получения комплексного балла по каждому выявленному виду воздействия для каждого рассматриваемого компонента. Получается итоговый балл отрицательных или положительных воздействий.

На втором этапе для каждого рассматриваемого компонента определяется интегрированный балл посредством суммирования итоговых отрицательных или положительных воздействий.

Балл полученной интегральной оценки позволяет определить интегрированный, итоговый уровень воздействия (высокий, средний, низкий) на конкретный компонент социально-экономической среды, представленный в таблице 2.45.

Таблица 2.45 - Матрица оценки воздействия на социально-экономическую сферу в штатном режиме

Итоговый балл	Итоговое воздействие
от плюс 1 до плюс 5	Низкое положительное воздействие
от плюс 6 до плюс 10	Среднее положительное воздействие
от плюс 11 до плюс 15	Высокое положительное воздействие
0	Воздействие отсутствует
от минус 1 до минус 5	Низкое отрицательное воздействие
от минус 6 до минус 10	Среднее отрицательное воздействие
от минус 11 до минус 15	Высокое отрицательное воздействие

2.13 Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды

2.13.1 Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Предварительный расчет платы за эмиссии в окружающую среду произведен на основании и в соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI ЗРК и Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет» от 25.12.2017 года № 121-VI ЗРК.

Расчет эколого-экономического ущерба от передвижных источников в период строительства производится за фактический объем израсходованного топлива.

Предварительный расчет платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при реализации данного проекта произведен на 2023 год. Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу определяются исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете. В 2023 году с 1 января планируется, что МРП составит 3450 тенге.

Исходные данные и результаты предварительного расчета платежей приведены в таблицах ниже.

Расчет платы за выбросы от спецтехники.

Расчет экономического ущерба за выбросы загрязняющих веществ в атмосферу при работе строительной техники производится по фактическому расходу топлива.

Результаты предварительного расчета платежей от передвижных источников приведены в таблице 2.46.

Таблица 2.46 – Результаты предварительного расчета платежей от выбросов ВВ в атмосферу от спецтехники при подготовке буровой площадки

Топливо	Ожидаемый расход топлива, тонн	Ставка за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Плата, тенге
Дизельное топливо	0,1272	0,9	3450	394,96
ИТОГО:	0,1272	-	-	394,96

Расчет платы за выбросы от стационарных источников.

Этот вид платежей можно отнести к регулярным природоохранным платежам, которые устанавливаются на стадии проектирования. Исходя из обзора планируемой деятельности, воздействие на окружающую среду при штатных работах будет включать выбросы загрязняющих веществ в воздушную среду.

Исходные данные и результаты предварительного расчета платежей от стационарных источников приведены в таблице 2.47 – 2.50.

Таблица 2.47 – Результаты предварительного расчета платежей от выбросов ВВ в атмосферу при подготовке буровой площадки

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Платеж, тенге
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0,0269	10	3450	928,05
ВСЕГО:		0,0269	-	-	928,05

Таблица 2.48 – Результаты предварительного расчета платежей от выбросов ВВ в атмосферу при работе оборудования буровой установки ZJ-50

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Платеж, тенге
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00198	30	3450	204,93
0143	Марганец и его соединения	0,00017	-	-	0,00
0301	Азота диоксид	21,28421	20	3450	1468610,49
0304	Азот оксид	3,45863	20	3450	238645,47
0328	Углерод (Сажа)	1,1616	24	3450	96180,48
0330	Сера диоксид	5,6163	20	3450	387524,70
0333	Сероводород	0,000144	124	3450	61,60
0337	Углерод оксид	19,07871	0,32	3450	21062,90
0342	Фтористые газообразные соединения	0,00014	-	-	0,00
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00061	-	-	0,00
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	0,95826	0,32	3450	1057,92
0703	Бенз/а/пирен	0,000033329	996600	3450	114594,10
1325	Формальдегид	0,29633	332	3450	339416,38
2735	Масло минеральное нефтяное	0,00015	0,32	3450	0,17
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉	7,458686	0,32	3450	8234,39
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0,00176	10	3450	60,72
ВСЕГО:		59,317713329	-	-	2675654,25

Таблица 2.49 – Результаты предварительного расчета платежей от выбросов ВВ в атмосферу при работе оборудования буровой установки ZJ-70

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Платеж, тенге
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00129	30	3450	133,52
0143	Марганец и его соединения	0,00011	-	-	0,00
0301	Азота диоксид	21,28411	20	3450	1468603,59
0304	Азот оксид	3,45863	20	3450	238645,47
0328	Углерод (Сажа)	1,1616	24	3450	96180,48
0330	Сера диоксид	5,6163	20	3450	387524,70
0333	Сероводород	0,000146	124	3450	62,46
0337	Углерод оксид	19,07785	0,32	3450	21061,95
0342	Фтористые газообразные соединения	0,00009	-	-	0,00
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0004	-	-	0,00
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	0,95826	0,32	3450	1057,92
0703	Бенз/а/пирен	0,000033329	996600	3450	114594,10
1325	Формальдегид	0,29633	332	3450	339416,38
2735	Масло минеральное нефтяное	0,00015	0,32	3450	0,17
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉	7,459467	0,32	3450	8235,25
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0,00167	10	3450	57,62
ВСЕГО:		59,316436329	-	-	2675573,59

Таблица 2.50 – Результаты предварительного расчета платежей от выбросов ВВ в атмосферу при работе оборудования буровой установки XJ-550 (Испытание скважины)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Выброс вещества, т/год	Ставка платы за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Платежи, тенге
0123	Железо (II, III) оксиды	0,00128	30	3450	132,48
0143	Марганец и его соединения	0,00011	-	-	0,00
0301	Азота диоксид	1,61379	20	3450	111351,51
0304	Азот оксид	0,26221	20	3450	18092,49
0328	Углерод (Сажа)	0,10254	24	3450	8490,31
0330	Сера диоксид	0,36854	20	3450	25429,26
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	0,000019	124	3450	8,13
0337	Углерод оксид	1,56183	0,32	3450	1724,26
0342	Фтористые газообразные соединения	0,00009	-	-	0,00
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0004	-	-	0,00
0415	Смесь углеводородов предельных C ₁ -C ₅	0,0571	0,32	3450	63,04
0703	Бенз/а/пирен	0,00000272	996600	3450	9352,09
1325	Формальдегид	0,02431	332	3450	27844,67
2735	Масло минеральное нефтяное	0,00014	0,32	3450	0,15
2754	Алканы C ₁₂ -C ₁₉	0,589923	0,32	3450	651,27
2908	Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния	0,00017	10	3450	5,87
ВСЕГО:		4,58245472	-	-	203145,54



2.13.2 Расчет платежей за размещение отходов

На территории компании нет полигонов для складирования и хранения производственных отходов. Все образованные отходы производства и потребления в период строительства наклонно-направленной скважины будут временно складироваться в специальные оборудованные емкости и контейнеры, и храниться не более шести месяцев, и по мере накопления будут передаваться сторонним специализированным организациям на договорной основе для утилизации. За образование отходов производства и потребления несет ответственность подрядная организация по строительству наклонно-направленной скважины.

В связи с этим расчет платежей за размещение отходов производства и потребления при строительстве наклонно-направленной скважины не производится.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ПРИ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТАХ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИНЫ
(ПОДГОТОВКА БУРОВОЙ ПЛОЩАДКИ)



Источник 6001. Бульдозер

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
1.	Исходные данные:			
1.1.	Количество переработанного грунта	G	т/час	260
1.2.	Плотность грунта	p	т/м ³	2,6
1.3.	Объем грунта	G	т/год	2308
1.4.	Время работы бульдозера	t	час/год	8,86
2.	Расчет:			
$M_{сек} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * B * G * 10^6 / 3600$				
2.1.	Объем пылевыведения, где:	g	г/с	0,3689
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03
	Козф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,7
	Козф.учит.местные условия	K ₄		1
	Козф.учит.влажность материала	K ₅		0,01
	Козф.учит.крупность материала	K ₇		0,5
	Поправочный коэф-т для различ мат	K ₈		1
	Козф.учит.высоту пересыпки	B		0,4
$M_{год} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * B * G$				
2.2.	Общее пылевыведение	M	т/год	0,0118

Источник 6002. Экскаватор

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во
1	2	3	4	5
1.	Исходные данные:			
1.1.	Количество переработанного грунта	G	т/час	52
1.2.	Плотность грунта	p	т/м ³	2,60
1.3.	Объем грунта	G	т/год	169
1.4.	Время работы экскаватора	t	час/год	3,26
2.	Расчет:			
$M_{сек} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * B * G * 10^6 / 3600$				
2.1.	Объем пылевыведения, где:	M	г/с	0,0734
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,05
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03
	Козф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,7
	Козф.учит.местные условия	K ₄		1
	Козф.учит.влажность материала	K ₅		0,01
	Козф.учит.крупность материала	K ₇		0,5
	Поправочный коэф-т для различ. материалов	K ₈		1
	Козф.учит.высоту пересыпки	B		0,4
$M_{год} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * B * G$				
2.2.	Общее пылевыведение	M	т/год	0,0009



Источник 6003. Автосамосвал при разгрузке

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Результат
1	2	3	4	5	7
1	Исходные данные:				
1.1	Производительность разгрузки	G	т/час	450	
1.2	Высота пересыпки	H	м	1,5	
1.3	Время разгрузки 1 машины	T	мин	2	
1.4	Грузоподъемность		т	15	
1.5	Время разгрузки всех машин	t	час/год	0,5	
1.6	Объем работ	G	т/год	227,5	
2	Расчет:				
$Mсек = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * K_9 * B * G * 10^6 / 3600$					
2.1	Объем пылевыведения, где:	M	г/с		0,0956
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,05	
	Доля пыли, переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03	
	Коеф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,7	
	Коеф.учитывающий местные условия	K ₄		1	
	Коеф.учит.влажность материала	K ₅		0,01	
	Коеф.учит. крупность материала	K ₇		0,5	
	Поправочный коеф-т для различ. материалов	K ₈		1	
	Поправочный коеф-т при мощном залповом сбросе	K ₉		0,1	
	Коеф. учит. высоту пересыпки	B		0,6	
$M год = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * K_8 * K_9 * B * G$					
2.2	Общее пылевыведение	M	т/год		0,0002

Источник 6004- Автосамосвал при транспортировке материала

Наименование	Обоз.	Ед. изм.	Кол-во
Исходные данные:			
Грузоподъемность	G	т	15
Средн. скорость транспорир. $V=NL/n$	V	км/час	20
Число ходов всего транспорта в час	N	ед/час	10,0
Средняя протяженность 1 ходки	L	км	1
Кол-во перевезенного	M	т	227,5
Влажность материала		%	10,5
Площадь откр.поверхности трансп.материала	S	м ²	12,5
Число машин работающих на стр.участке	n	ед.	1
Время работы	t	час	0,8
Расчет:			
$Mсек = C_1 * C_2 * C_3 * K_5 * C_7 * N * L * g_1 / 3600 + C_4 * C_5 * K_5 * g * S * n$			
Объем пылевыведения	g	г/с	0,0006
Коеф.зависящий от грузоподъемности	C ₁		1,3
Коеф.учит. ср. скорость транспориров.	C ₂		0,6
Коеф.учит. состояние дорог	C ₃		1
Пылевыведение на 1км пробега	g ₁	г/км	1450
Коеф.учит. профиль поверхности	C ₄		1
Коеф.завис.от скорости обдува	C ₅		1,26
Коеф.учит. влажность материала	K ₅		0,01
Пылевыведение с единицы площади	g	г/м ² *с	0,002
Коеф.учит. долю пыли уносимой в атм.	C ₇		0,01
$Mгод = 0,0864 * Mсек * (365 - (Tсп + Tд))$			
Общее пылевыведение	M _{пыль}	т/год	0,0140
Кол-во дней с устойч.снежн.покровом	Tсп	65	
Кол-во дней с осадками в виде дождя	Tд	43	



Источник 6005. Строительно-дорожная техника, работающая на дизельном топливе

Исходные данные:

Расход дизтоплива		кг/час	9,497
Удельный вес дизтоплива	ρ	кг/м ³	860
Время работы час/год	T	час/год	13,39
Количество сжигаемого топлива на территории	B	т/год	0,1272
Согласно справочным данным, количество токсических веществ при сгорании на 1 кг топлива в двигателях внутреннего сгорания составляет:	q_{CO}	т/т	0,1
	q_{NO2}	т/т	0,01
	q_{CH}	т/т	0,03
	$q_{сажа}$	кг/т	15,5
	$q_{бенз(а)пирен}$	г/т	0,32
	q_{SO2}	т/т	0,02
Количество выбросов:		г/сек	т/год
	Q_{CO}	0,2638	0,0127
	Q_{NO2}	0,0264	0,0013
	Q_{CH}	0,0791	0,0038
	$Q_{сажа}$	0,0409	0,0020
	$Q_{бенз(а)пирен}$	0,000001	0,00000004
	Q_{SO2}	0,0528	0,0025

Ожидаемый расход дизельного топлива при подготовительных работах к строительству скважины

Наименование техники	Расход топлива	Время работы	Всего топлива		Кол-во техники
	кг/час	час	кг	т/год	ед.
Бульдозер	10,9	8,86	96,6	0,0966	1
Экскаватор. Одноковшовый V=0,65м ³	7,3	3,26	23,8	0,0238	1
Автосамосвал. Грузоподъемность 15 тонн	5,33	1,26	6,7	0,0067	1
Всего:	9,497	13,39	127,2	0,1272	3



ПРИЛОЖЕНИЕ 2
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ-50



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя CAT-3512 В. Мощность 1310 кВт

Источник №0101-0102

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	1310		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	86,29		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	368,95		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	т	ч	3264,0		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	5,3 8,4 2,4 0,35 1,4 0,10 0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1310 (1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,8 (1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,13 (1/ 3600) * 2,40 * 1310 (1/ 3600) * 0,35 * 1310 (1/ 3600) * 1,4 * 1310 (1/ 3600) * 0,10 * 1310 (1/ 3600) * 0,000011 * 1310	1,92861 2,44533 0,39737 0,87333 0,12736 0,50944 0,03639 0,000040
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	22 35 10 1,5 6 0,4 0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) \cdot q_{zi} \cdot G_t$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 22 * 368,95 (1/ 1000) * 35,00 * 368,95 * 0,8 (1/ 1000) * 35,00 * 368,95 * 0,13 (1/ 1000) * 10 * 368,95 (1/ 1000) * 1,50 * 368,95 (1/ 1000) * 6 * 368,95 (1/ 1000) * 0,40 * 368,95 (1/ 1000) * 0,000045 * 368,95	8,11690 10,33060 1,67872 3,68950 0,55343 2,21370 0,14758 0,000166
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{or} = G_{or} / \gamma_{or}$	Q _{or}	м³/с		0,9857 / 0,3780	2,61
2.4	Расход отработавших газов $G_{or} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}$	G _{or}			8,72 * 1E-06 * 86,3 * 1310	0,9857
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{or} = \gamma_{or}(при\ t=0^{\circ}C) / (1 + T_{or}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ_{or} $\gamma_{or}(при\ t=0^{\circ}C)$ T _{or}	кг/м³ кг/м³ К		1,31 / (1 + 673 / 273)	0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовойоздушной смеси $w = (4 \cdot Q_{or}) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		(4 * 2,61) / (3,14 * 0,2²)	83,0350

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004
Расчёт выполнен на 1 двигатель. Всего 2 ед.



№0103-Паровой Котёл-Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2	Расход топлива	B	тонн	200,20		
		B	г/с	39,36		
1.3	Время работы		час	1412,9		
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	10		
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,38		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1	Оксид углерода Cco=g3*R*Q _i , где Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва Коэф.учитывающий долю потери теплоты Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост. Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива Pco=0.001*Cco*B*(1 - g4/100), где	g3 R Q _i g4 Pco Pco	кг/т % МДж/кг т/год г/с	0,65 * 0,5 * 42,75 0,001 * 13,89 * 200,20 * (1-0/ 100) 0,001 * 13,89 * 39,36 * (1-0/ 100)	13,89 0,5 0,65 42,75 0 2,78153 0,54685	
2.2	Оксиды азота и диоксида азота PNOx=0.001*B*Q _i *KNOx*(1 - β) Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	KNOX β PNO PNO PNO2 PNO2	кг/Дж т/год г/с т/год г/с	 0,001 * 200,20 * 42,75 * 0,08 * 0,13 0,001 * 39,36 * 42,75 * 0,08 * 0,13 0,001 * 200,20 * 42,75 * 0,08 * 0,8 0,001 * 39,36 * 42,75 * 0,08 * 0,8	 0,08 0 0,08901 0,01750 0,54775 0,10769	
2.3	Диоксид серы PSO2=0.02*B*Sr*(1-h'so2)*(1-h''so2) Содержание серы в топливе Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	PSO2 PSO2 Sr h'so2 h''so2	т/год г/с г/с	0,02 * 200,20 * 0,3 * (1-0,02) * (1-0) 0,020 * 39,36 * 0,3 * (1-0,02) * (1-0) 	1,17718 0,23143 0,3 0,02 0	
2.4	Сажа Pсажа = B*Ar*x*(1-h) Зольность топлива на рабочую массу Коэффициентзависящий от типа топки Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	Pсажа Pсажа Ar x h	т/год г/с г/с	200,2 * 0,025 * 0,01 * (1-0) 39,36 * 0,025 * 0,01 * (1-0) 	0,05005 0,00984 0,025 0,01 0	
2.5	Объем продуктов сгорания : Vr = 7.84 * a * B * Э, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	Vr a Э	м³/ч м³/с 	7,84 * 1,1 * 141,7 * 1,37 1674,09 / 3600 	1674,1 0,4650 1,1 1,37	
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4 * Vr) / (3.14 * d²)	w	м/с	(4 * 0,4650) / (3,14 * 0,14)	4,1024	

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник № 0104-Емкость для дизельного топлива V=80м³

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	352,922		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	352,922		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 40,0 / 3600$	0,043556
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,043434
	сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 352,92 + 3,15 \cdot 352,92) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$	0,002728
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,002720
	сероводород	%	0,28			0,000008
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$U_{вл}$	г/т			3,15
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Объем выбросов всего	$K_{нп}$				0,0029
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$40,00 / 3600$	0,011
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		$(4 \cdot 0,011) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник № 0105-Емкость для дизельного топлива V=40 м³

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	17,20		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	17,20		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	20,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 20,0 / 3600$	0,021778
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,021717
	сероводород	%	0,28			0,000061
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 17,20 + 3,15 \cdot 17,20) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$	0,000878
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,000875
	сероводород	%	0,28			0,000002
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$U_{вл}$	г/т			3,15
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Объем выбросов всего	$K_{нп}$				0,0029
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$20,00 / 3600$	0,006
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		$(4 \cdot 0,0056) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,113

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	100,1		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	100,1		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	V_v^{max}	м³/час	2,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_v^{max} / 3600$, где:	M	т/с	$3,92 \cdot 1 \cdot 2,0 / 3600$		0,002178
	углеводороды предельные C12-C19	%	99,72			0,002172
	сероводород	%	0,28			0,000006
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год	$(2,36 \cdot 100,10 + 3,15 \cdot 100,10) \cdot 1 / 1000000 + 0,27 \cdot 0,0029 \cdot 1$		0,001335
	углеводороды предельные C12-C19	%	99,72			0,001331
	сероводород	%	0,28			0,000004
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
		$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_v^{max} / 3600$	V	м³/с	$2,00 / 3600$		0,0006
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	$(4 \cdot 0,0006) / (3,14 \cdot 0,0625)$		0,01

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.3	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	6,8235		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	6,8235		
1.4	Максимальный объем паровоздуш.смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	5,0		
1.6	Объем емкости	V_p	м³	10,0		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$0,39 * 1 * 5,0 / 3600$	0,00054
	масло минеральное	C_1	г/м³			0,39
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	K_p^{max}				1
2.2	Опытный коэффициент (приложение 8)					
	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} + K_{нп}$	G	т/год		$(0,25 * 6,8235 + 0,3 * 6,8235) * 1 / 1E+06 + 0,3 * 0,00027 * 1$	0,00008
	масло минеральное	$G_{хр}$	г/т			0,25
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{вл}$	т/год			0,25
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$K_{нп}$				0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)					0,00027
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$5,0 / 3600$	0,001
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с		$(4 * 0,001) / (3,1 * 0,063)$	0,028

Источник №0108-Емкость для отработанного масла

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	1,705875		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	1,705875		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	2,0		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	5,0		
1.5	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$0,39 * 1 * 2,0 / 3600$	0,00022
	масло минеральное					
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			0,39
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (Y_{оз} * V_{оз} + Y_{вл} * V_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} * K_{нп}$	G	т/год		$(0,25 * 1,706 + 0,25 * 1,706) * 1 / 1E+06 + 0,27 * 0,00027 * 1$	0,00007
	масло минеральное					
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			0,25
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$Y_{вл}$	г/т			0,25
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	$K_{нп}$				0,00027
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	V	м³/с		$2,0 / 3600$	0,0006
		w	м/с		$(4 * 0,0006) / (3,14 * 0,063)$	0,011

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя цементировочного агрегата СРТ-372. Мощность 500 кВт

Источник №0109

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	500		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	230,0		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	2,343		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	τ	ч	20,38		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO} e _{NOx} e _{CH} e _{сажа} e _{so2} e _{CH2O} e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч г/кВт*ч	6,2 9,6 2,9 0,50 1,2 0,12 0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_э$	M _{CO} M _{NO2} M _{NO} M _{CH} M _{сажа} M _{so2} M _{CH2O} M _{бенз(а)пирен}	г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с г/с		(1/ 3600) * 6,2 * 500 (1/ 3600) * 9,6 * 500 * 0,8 (1/ 3600) * 9,6 * 500 * 0,13 (1/ 3600) * 2,9 * 500 (1/ 3600) * 0,50 * 500 (1/ 3600) * 1,2 * 500 (1/ 3600) * 0,12 * 500 (1/ 3600) * 0,000012 * 500	0,86111 1,06667 0,17333 0,40278 0,06944 0,16667 0,01667 0,0000017
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co} g _{NOx} g _{CH} g _{саж.} g _{so2} g _{CH2O} g _{бенз(а)пирен}	г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг г/кг	26 40 12 2,0 5 0,5 0,000055		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_т$	W _{CO} W _{NO2} W _{NO} W _{CH} W _{саж.} W _{so2} W _{CH2O} W _{бенз(а)пирен}	т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год т/год		(1/ 1000) * 26 * 2,343 (1/ 1000) * 40,00 * 2,343 * 0,8 (1/ 1000) * 40,00 * 2,343 * 0,13 (1/ 1000) * 12 * 2,343 (1/ 1000) * 2,00 * 2,343 (1/ 1000) * 5 * 2,343 (1/ 1000) * 0,50 * 2,343 (1/ 1000) * 0,000055 * 2,343	0,06092 0,07498 0,01218 0,02812 0,00469 0,01172 0,00117 0,000000129
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} = G _{ог} / γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		1,0027 / 0,3780	2,6523
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} = 8,72 * 10 ⁻⁶ * b _э * P _э	G _{ог}	кг/с		8,72 * 0,000001 * 230,0 * 500	1,0027
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} = {γ _{ог} (при t=0°C)} / (1 + T _{ог} /273) уд.вес отработавших газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов T _{ог}	γ _{ог} {γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1 + 673 / 273)	0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовой смеси w = (4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4 * 2,6523) / (3,14 * 0,2²)	84,4690

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004



Источник 6101-Сварочный аппарат

№ п.п.	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	Исходные данные:			
	Расход сварочного материала УОНИ-13/45	B	кг	185,2
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч	258,5
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K_m^x	г/кг	
	железо оксид	$K_{\text{железо оксид}}$	г/кг	10,69
	марганец и его соединения	$K_{\text{марг.}}$	г/кг	0,92
	соединения кремния	K_{SiO_2}	г/кг	1,4
	фториды	$K_{\text{фт.}}$	г/кг	3,30
	фтористый водород	K_{HF}	г/кг	0,75
2.	диоксид азота	$K_{\text{диоксид азота}}$	г/кг	1,50
	оксид углерода	$K_{\text{оксид углерода}}$	г/кг	13,30
	Расчет:			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксид железа}} / 1000000$	$M_{\text{оксид железа}}$	т/год	0,00198
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксид железа}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид железа}}$	г/с	0,00213
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{марг}} / 1000000$	$M_{\text{марг.}}$	т/год	0,00017
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{марг.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{марг.}}$	г/с	0,00018
	количество выбросов соединения кремния			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{SiO}_2} / 1000000$	M_{SiO_2}	т/год	0,00026
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{SiO}_2} * B / t / 3600$	M_{SiO_2}	г/с	0,00028
	количество выбросов фтористого водорода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{HF}} / 1000000$	M_{HF}	т/год	0,00014
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{HF}} * B / t / 3600$	M_{HF}	г/с	0,00015
	количество выбросов фторидов			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{фт.}} / 1000000$	$M_{\text{фт.}}$	т/год	0,00061
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{фт.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{фт.}}$	г/с	0,00066
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{диоксида азота}} / 1000000$	$M_{\text{диоксид азота}}$	т/год	0,00028
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{диоксида азота}} * B / t / 3600$	$M_{\text{диоксид азота}}$	г/с	0,00030
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксида углерода}} / 1000000$	$M_{\text{оксид углерода}}$	т/год	0,00246
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксида углерода}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид углерода}}$	г/с	0,00265

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана 2004 год. РНД 211.2.02.03-2004



Источник 6102-Буровой насос

№	Наименование	Обознач.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час	3264,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч	0,02 * 2 / 3,6 0,02 * 2 * 3264,0 * 0,001 0,02		0,01111 0,13056

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»,
Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004

Источник 6103-Емкости для бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Общий объем рабочих емкостей	Vж	м³	290		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	5		
1.3.	Удельный выброс загряз. в-в	g	кг/ч*м²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м²	69		
1.4.	Коэф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,1		
1.5.	Время работы	T	час	3264,0		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ. по формуле: $Pr = F_{ом} * g * K_{11}$	Пр	кг/час	69 * 0,02 * 0,1		0,13800
		Пр	г/с	0,138 * 1000 / 3600		0,03833
		Пр	т/скв/год	0,0383 / 1000000 * 3264,0 * 3600		0,45043

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник 6104-Дегазатор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	2		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	3264,0		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:	Пр	кг/час		$Pr = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{Mn}{T}}$	0,0496
		Пр	г/с		0,0496 * 1000 / 3600	0,01377
		Пр	т/год		0,0138 / 1000000 * 3600 * 3264,0	0,16175

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник 6105-Сепаратор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	400		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	3264,0		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:	Пр	кг/час		$Pr = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{Mn}{T}}$	0,0135
		Пр	г/с		0,0135 * 1000 / 3600	0,00376
		Пр	т/год		0,0038 / 1000000 * 3600 * 3264,0	0,04416

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6106-Узел приготовления цементного раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Производительность узла пересыпки	Gчас	т/час	17,55		
1.3.	Расход цемента	Gгод	т	357,5		
1.4.	Время работы узла	t	час	20,38		
2.	Расчет:					
2.1.	Объем пылевыведения, где:	M	Пыль, г/с		$M \text{ г/сек} = K_1 * K_2 * K_3 * K_4 * K_5 * K_7 * B * G * 10^6 / 3600$	
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,04		
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03		
	Коэф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,4		
	Коэф.учит.местные условия	K ₄		1		
	Коэф.учит.влажность материала	K ₅		0,01		
	Коэф.учит.крупность материала	K ₇		0,5		
	Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,5		
2.2.	Общее пылевыведение	M	Пыль, т/год		$0,0205 * 20,38 * 3600 / 10^6$	0,00150

«Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников».

Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

Источник 6107-Насос подачи ГСМ к дизелям

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час	3264,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{\text{сек}} = Q / 3,6$ углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ сероводород $M_{\text{год}} = Q * n * T * 10^{-3} \text{ (т/год)}$ углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ сероводород удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	M _{сек}	г/с % % т/год % %	0,01 99,72 0,28 0,01 99,72 0,28	$0,01 * 1 / 3,6$ $0,01 * 1 * 3264,0 * 0,001$	0,00278 0,00277 0,00001 0,03264 0,03255 0,00009
		Q	кг/ч	0,01		

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.

РНД 211.2.02.09-2004.



Источник 6108-Насос подачи ГСМ к котельной установке

№	Наименование	Обознач.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час	1412,9		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$ углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ сероводород $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$ сероводород удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с % % т/год % % кг/ч	99,72 0,28 99,72 0,28 0,01	$0,01 * 1 / 3,6$ $0,01 * 1 * 1413 * 0,001$	0,00278 0,00277 0,00001 0,01413 0,01409 0,00004

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.
РНД 211.2.02.09-2004.

Источник 6109-Емкости для отходов бурения

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1						
1.1.	Объем емкости	Vж	м³	25		
1.2.	Количество емкостей	n	шт.	2		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м²	12,5		
1.4.	Коеф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,21		
1.5.	Время работы	T	час	3264,0		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле:	Пр	кг/час	12,5 * 0,02 * 0,2		0,05250
	Пр = Fом * g * K ₁₁	Пр	г/с	0,05 * 1000 /3600		0,01458
		Пр	т/скв/год	0,01 / 1000000 * 3264,0 * 3600		0,17136

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



ПРИЛОЖЕНИЕ 3
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ-70



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя CAT-3512 В. Мощность 1310 кВт

Источник №0201-0202

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	1310		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	86,29		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	368,95		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	T	ч	3264,0		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок мощности *)	e _{CO}	г/кВт*ч	5,3		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	8,4		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,4		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,35		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,4		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,10		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с	(1/ 3600) * 5,3 * 1310		1,92861
		M _{NO2}	г/с	(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,8		2,44533
		M _{NO}	г/с	(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,13		0,39737
		M _{CH}	г/с	(1/ 3600) * 2,40 * 1310		0,87333
		M _{сажа}	г/с	(1/ 3600) * 0,35 * 1310		0,12736
		M _{so2}	г/с	(1/ 3600) * 1,4 * 1310		0,50944
		M _{CH2O}	г/с	(1/ 3600) * 0,10 * 1310		0,03639
		M _{бенз(а)пирен}	г/с	(1/ 3600) * 0,000011 * 1310		0,0000040
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co}	г/кг	22		
		g _{NOx}	г/кг	35		
		g _{CH}	г/кг	10		
		g _{саж.}	г/кг	1,5		
		g _{so2}	г/кг	6		
		g _{CH2O}	г/кг	0,4		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) * q_{zi} * G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год	(1/ 1000) * 22 * 368,95		8,11690
		W _{NO2}	т/год	(1/ 1000) * 35 * 368,95 * 0,8		10,33060
		W _{NO}	т/год	(1/ 1000) * 35 * 368,95 * 0,13		1,67872
		W _{CH}	т/год	(1/ 1000) * 10 * 368,95		3,68950
		W _{саж.}	т/год	(1/ 1000) * 1,5 * 368,95		0,55343
		W _{so2}	т/год	(1/ 1000) * 6 * 368,95		2,21370
		W _{CH2O}	т/год	(1/ 1000) * 0,4 * 368,95		0,14758
		W _{бенз(а)пирен}	т/год	(1/ 1000) * 0,000045 * 368,95		0,0000166
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с	0,9857 / 0,3780		2,61
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}		8,72* 1E-06 * 86,3 * 1310		0,9857
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ _{ог}	кг/м³	1,31 / (1+ 673 / 273)		0,3780
		γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³			1,31
		T _{ог}	К			673
2.6	Средняя скорость газозоудушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с	(4* 2,61) / (3,14*0,2²)		83,0350

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004
Расчёт выполнен на 1 двигатель. Всего 2 ед.



№0203-Паровой Котёл-Бойлер WNS-2-1.25-Y(Q)

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2	Расход топлива	B	тонн	200,20		
		B	г/с	39,36		
1.3	Время работы		час	1412,9		
1.4	Высота выхлопной трубы	H	м	10		
1.5	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,38		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1	Оксид углерода C _{co} =g ₃ *R*Q _i , где Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва Коэф.учитывающий долю потери теплоты Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост. Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива P _{co} =0.001*C _{co} *B*(1 - g ₄ /100), где	g ₃ R Q _i g ₄	кг/т % МДж/кг	0,65 * 0,5 * 42,75		13,89 0,5 0,65 42,75 0
		P _{co} P _{co}	т/год г/с	0,001 * 13,89 * 200,20 * (1-0/ 100) 0,001 * 13,89 * 39,36 * (1-0/ 100)		2,78153 0,54685
2.2	Оксиды азота и диоксида азота P _{NOx} =0.001*B*Q _i *K _{NOx} *(1 - β) Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	K _{NOx} β P _{NO} P _{NO} P _{NO2} P _{NO2}	кг/Дж			0,08 0 0,08901 0,01750 0,54775 0,10769
2.3	Диоксид серы P _{SO2} =0.02*B*Sr*(1-h'so2)*(1-h''so2) Содержание серы в топливе Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	P _{SO2} P _{SO2} Sr h'so2 h''so2	т/год г/с	0,02 * 200,20 * 0,3 * (1-0,02) * (1-0) 0,020 * 39,36 * 0,3 * (1-0,02) * (1-0)		1,17718 0,23143 0,3 0,02 0
2.4	Сажа P _{сажа} = B*Ar*x*(1-h) Зольность топлива на рабочую массу Коэффициентзависящий от типа топки Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	P _{сажа} P _{сажа} Ar x h	т/год г/с	200,2 * 0,025 * 0,01 * (1-0) 39,36 * 0,025 * 0,01 * (1-0)		0,05005 0,00984 0,025 0,01 0
2.5	Объем продуктов сгорания : V _r = 7.84 * a * B * Ξ, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V _r a Ξ	м ³ /ч м ³ /с	7,84 * 1,1 * 141,7 * 1,37 1674,09 / 3600		1674,1 0,4650 1,1 1,37
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w = (4 * V _r) / (3.14 * d ²)	w	м/с	(4 * 0,4650)/ (3,14 * 0,14)		4,1024

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	B _{оз}	т	10,00		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	B _{вл}	т	10,00		
1.3	Максимальный объем паровоздуш.смеси	V _ч ^{max}	м³/час	40,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: M=C₁*K _p ^{max} *V _ч ^{max} /3600, где:	M	г/с		3,92 * 1 * 40,0 / 3600	0,043556
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,043434
	сероводород	%	0,28			0,000122
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C ₁	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K _p ^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: G=(V _{оз} *B _{оз} +V _{вл} *B _{вл})*K _p ^{max} /1000000+G _{xp} *K _{нп}	G	т/год	(2,36 * 10,00 + 3,15 * 10,00) * 1 / 1000000 + 0,3 * 0,003 * 1		0,000838
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,000836
	сероводород	%	0,28			0,000002
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	Y _{оз}	г/т			2,36
		Y _{вл}	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	G _{xp}	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	K _{нп}				0,0029
	Объем выбросов всего V = V _ч ^{max} /3600	V	м³/с	40,00 / 3600		0,011
	Средняя скорость газовой смеси w = (4*V)/(3,14*d²)	w	м/с	(4 * 0,011)/(3,14 * 0,063)		0,226

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	180,0608		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	180,0608		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	10,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 * K_p^{max} * V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	т/с	4 * 1 * 10 / 3600		0,010889
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,010858
	сероводород	%	0,28			0,000030
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C_1	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} * B_{оз} + V_{вл} * B_{вл}) * K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} * K_{нп}$	G	т/год	(2 * 180,0608 + 3,15 * 180,0608) * 1 / 1000000 + 0,27 * 0,0029 * 1		0,001775
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$	%	99,72			0,001770
	сероводород	%	0,28			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
		$U_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{нп}$				0,0029
	Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с	10 / 3600		0,003
	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,00278) / (3,14 * 0,0625)		0,057

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год, РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0206-Емкость для дизельного топлива V=40 м³

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	180,0608		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	180,0608		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_ч^{max}$	м³/час	20,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_ч^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 20,0 / 3600$	0,021778
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,021717
	сероводород	%	0,28			0,000061
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C ₁	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} \cdot K_{НП}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 180,06 + 3,15 \cdot 180,06) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$	0,001775
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,001770
	сероводород	%	0,28			0,000005
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
		$U_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_ч^{max} / 3600$	V	м³/с		$20,00 / 3600$	0,006
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		$(4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	0,113

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №0207-Емкость для дизельного топлива V=4м3(котел)

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	100,1		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	100,1		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_ч^{max}$	м³/час	2,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_ч^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 2,0 / 3600$	0,002178
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,002172
	сероводород	%	0,28			0,000006
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C ₁	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{ХР} \cdot K_{НП}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 100,10 + 3,15 \cdot 100,10) \cdot 1 / 1000000 + 0,27 \cdot 0,0029 \cdot 1$	0,001335
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,001331
	сероводород	%	0,28			0,000004
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$U_{оз}$	г/т			2,36
		$U_{вл}$	г/т			3,15
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$G_{ХР}$	т/год			0,27
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$K_{НП}$				0,0029
	Объем выбросов всего					
	$V = V_ч^{max} / 3600$	V	м³/с		$2,00 / 3600$	0,0006
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		$(4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	0,011

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0208- Емкость для масла

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.3	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	6,8235		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	6,8235		
1.4	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	5,0		
1.6	Объем емкости	V_p	м ³	10,0		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где: масло минеральное Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12) Опытный коэффициент (приложение 8)	M C_1 K_p^{max}	г/с г/м ³		$0,39 \cdot 1 \cdot 5,0 / 3600$	0,00054 0,39 1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} + K_{нп}$ масло минеральное Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12) Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13) Опытный коэффициент (приложение 12) Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	G $Y_{оз}$ $Y_{вл}$ $G_{хр}$ $K_{нп}$ V w	т/год г/т г/т т/год м/с м/с		$(0,25 \cdot 6,8235 + 0,3 \cdot 6,8235) \cdot 1 / 1E+06 + 0,3 \cdot 0,00027 \cdot 1$ $5,0 / 3600$ $(4 \cdot 0,001) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,00008 0,25 0,25 0,27 0,00027 0,001 0,028

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №0209-Емкость для отработанного масла

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	1,705875		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	1,705875		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м ³ /час	2,0		
1.4	Объем емкости	V_p	м ³	5,0		
1.5	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где: масло минеральное Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12) Опытный коэффициент (приложение 8)	M C_1 K_p^{max}	г/с г/м ³		$0,39 \cdot 1 \cdot 2,0 / 3600$	0,00022 0,39 1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} + K_{нп}$ масло минеральное Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12) Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13) Опытный коэффициент (приложение 12) Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	G $Y_{оз}$ $Y_{вл}$ $G_{хр}$ $K_{нп}$ V w	т/год г/т г/т т/год м/с м/с		$(0,25 \cdot 1,706 + 0,25 \cdot 1,706) \cdot 1 / 1E+06 + 0,27 \cdot 0,00027 \cdot 1$ $2,0 / 3600$ $(4 \cdot 0,0006) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,00007 0,25 0,25 0,27 0,00027 0,0006 0,011

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя цементировочного агрегата СРТ-372. Мощность 500 кВт

Источник №0210

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	500		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	230,0		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	2,343		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	T	ч	20,376		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с	(1/ 3600) * 6,2 * 500		0,86111
		M _{NO2}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 500 * 0,8		1,06667
		M _{NO}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 500 * 0,13		0,17333
		M _{CH}	г/с	(1/ 3600) * 2,90 * 500		0,40278
		M _{сажа}	г/с	(1/ 3600) * 0,50 * 500		0,06944
		M _{so2}	г/с	(1/ 3600) * 1,2 * 500		0,16667
		M _{CH2O}	г/с	(1/ 3600) * 0,12 * 500		0,01667
		M _{бенз(а)пирен}	г/с	(1/ 3600) * 0,000012 * 500		0,0000017
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) \cdot q_{zi} \cdot G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год	(1/ 1000) * 26 * 2,343		0,06092
		W _{NO2}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 2,343 * 0,8		0,07498
		W _{NO}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 2,343 * 0,13		0,01218
		W _{CH}	т/год	(1/ 1000) * 12 * 2,343		0,02812
		W _{саж.}	т/год	(1/ 1000) * 2,0 * 2,343		0,00469
		W _{so2}	т/год	(1/ 1000) * 5 * 2,343		0,01172
		W _{CH2O}	т/год	(1/ 1000) * 0,50 * 2,343		0,00117
		W _{бенз(а)пирен}	т/год	(1/ 1000) * 0,000055 * 2,343		0,000000129
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с	1,0027 / 0,3780		2,6523
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}$	G _{ог}	кг/с	8,72 * 1E-06 * 230,0 * 500		1,0027
2.5	Уд. вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд. вес отработ газов при темп-ре 0°C	$\gamma_{ог}(при t=0^{\circ}C)$	кг/м³	1,31 / (1 + 673 / 273)		0,3780
	температура отработавших газов	T _{ог}	К			673
2.6	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot Q_{ог}) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 2,6523) / (3,14 * 0,2²)		84,4690

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004



Источник №6201-Сварочный аппарат

№ п.п.	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	Исходные данные:			
	Расход сварочного материала УОНИ-13/45	B	кг	120,6
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч	177,8
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K_m^x	г/кг	
	железо оксид	$K_{\text{железо оксид}}$	г/кг	10,69
	марганец и его соединения	$K_{\text{марг.}}$	г/кг	0,92
	соединения кремния	K_{SiO_2}	г/кг	1,4
	фториды	$K_{\text{фт.}}$	г/кг	3,30
	фтористый водород	K_{HF}	г/кг	0,75
2.	диоксид азота	$K_{\text{диоксид азота}}$	г/кг	1,50
	оксид углерода	$K_{\text{оксид углерода}}$	г/кг	13,30
	Расчет:			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксид железа}} / 1000000$	$M_{\text{оксид железа}}$	т/год	0,00129
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксид железа}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид железа}}$	г/с	0,00201
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{марг.}} / 1000000$	$M_{\text{марг.}}$	т/год	0,00011
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{марг.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{марг.}}$	г/с	0,00017
	количество выбросов соединения кремния			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{SiO}_2} / 1000000$	M_{SiO_2}	т/год	0,00017
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{SiO}_2} * B / t / 3600$	M_{SiO_2}	г/с	0,00026
	количество выбросов фтористого водорода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{HF}} / 1000000$	M_{HF}	т/год	0,00009
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{HF}} * B / t / 3600$	M_{HF}	г/с	0,00014
	количество выбросов фторидов			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{фт.}} / 1000000$	$M_{\text{фт.}}$	т/год	0,00040
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{фт.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{фт.}}$	г/с	0,00062
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{диоксида азота}} / 1000000$	$M_{\text{диоксид азота}}$	т/год	0,00018
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{диоксида азота}} * B / t / 3600$	$M_{\text{диоксид азота}}$	г/с	0,00028
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксида углерода}} / 1000000$	$M_{\text{оксид углерода}}$	т/год	0,00160
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксида углерода}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид углерода}}$	г/с	0,00251

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана 2004 год. РНД 211.2.02.03-2004



Источник №6202-Буровой насос

№	Наименование	Обознач.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час	3264,0		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3} \text{ (т/год)}$, удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч		$0,02 * 2 / 3,6$ $0,02 * 2 * 3264,0 * 0,001$	0,01111 0,13056

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»,
Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004

Источник №6203-Емкости для бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Общий объем рабочих емкостей	Vж	м³	290		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	5		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м²	69		
1.4.	Козф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,1		
1.5.	Время работы	T	час	3264,0		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K ₁₁	Пр	кг/час	69 * 0,02 * 0,1		0,13800
		Пр	г/с	0,138 * 1000 / 3600		0,03833
		Пр	т/скв/год	0,0383 / 1000000 * 3264,0 * 3600		0,45043

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6204-Дегазатор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	2		
1.2	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4	Время работы	T	час	3264,0		
1.5	Средняя температура в аппарате	t	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:	Пр	кг/час		$П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0496
		Пр	г/с		0,0496 * 1000 / 3600	0,01377
		Пр	т/год		0,0138 / 1E+06 * 3600 * 3264	0,16175

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник №6205-Сепаратор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м³	1,5		
1.2	Давление в аппарате	P	гПа	400		
1.3	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4	Время работы	T	час	3264,0		
1.5	Средняя температура в аппарате	t	К	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:	Пр	кг/час		$Пр = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,0135
		Пр	г/с		0,0135 * 1000 / 3600	0,00376
		Пр	т/год		0,0038 / 1000000 * 3600 * 3264,0	0,04416

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №6206-Узел приготовления цементного раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1.	Производительность узла пересыпки	Gчас	т/час	17,55		
1.3.	Расход цемента	Gгод	т	357,5		
1.4.	Время работы узла	t	час	20,38		
2.	Расчет:					
2.1.	Объем пылевыведения, где:	M	Пыль, г/с		$M \text{ г/сек} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot B \cdot G \cdot 10^6 / 3600$	0,02047
	Вес. доля пыл. фракции в материале	K ₁		0,04		
	Доля пыли переходящая в аэрозоль	K ₂		0,03		
	Коэф.учитывающий метеоусловия	K ₃		1,4		
	Коэф.учит.местные условия	K ₄		1		
	Коэф.учит.влажность материала	K ₅		0,01		
	Коэф.учит.крупность материала	K ₇		0,5		
	Коэф.учит.высоту пересыпки	B		0,5		
2.2.	Общее пылевыведение	M	Пыль, т/год		$0,0205 \cdot 20,38 \cdot 3600 / 10^6$	0,00150

«Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников».

Приказ Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө

Источник №6207-Насос подачи ГСМ к дизелям

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
	1. Исходные данные:					
1.1	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час	3264,0		
2.1	2. Расчет:					
	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{\text{сек}} = Q / 3,6$	M _{сек}	г/с		$0,01 \cdot 1 / 3,6$	0,00278
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉		%	99,72		0,00277
	сероводород		%	0,28		0,00001
	$M_{\text{год}} = Q \cdot n \cdot T \cdot 10^{-3} \text{ (т/год)}$	M _{год}	т/год		$0,01 \cdot 1 \cdot 3264,0 \cdot 0,001$	0,03264
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉		%	99,72		0,03255
	сероводород		%	0,28		0,00009
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,01		

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.
РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №6208-Насос подачи ГСМ к котельной установке

№	Наименование	Обознач.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час	1412,9		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$ углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ сероводород $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉ сероводород удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	M _{сек}	г/с % %	99,72 0,28	0,01 * 1 / 3,6 0,01 * 1 * 1413 * 0,001	0,00278 0,00277 0,00001 0,01413 0,01409 0,00004
		Q	кг/ч	0,01		

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.
РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №6209-Емкости для отходов бурения

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1						
1.1.	Объем емкости	Vж	м ³	25		
1.2.	Количество емкостей	п	шт.	2		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м ²	12,5		
1.4.	Козф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,21		
1.5.	Время работы	T	час	3264,0		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: Пр = Fом * g * K ₁₁	Пр	кг/час г/с т/скв/год	12,5 * 0,02 * 0,2 0,05 * 1000 / 3600 0,01 / 1000000 * 3264,0 * 3600		0,05250 0,01458 0,17136

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996



ПРИЛОЖЕНИЕ 4
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ XJ-550



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя CAT-3412 DITA. Мощность 429 кВт

Источник №0301

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	P _э	кВт	429		
1.2	Удельный расход ГСМ	b _э	г/кВт*ч	118,85		
1.3	Расход ГСМ	G _T	т	9,30		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	τ	ч	182,4		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{мi}*P_э		г/с			
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600) * 6,2 * 429	0,73883
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600) * 9,60 * 429 *0,8	0,91520
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600) * 9,60 * 429 *0,13	0,14872
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600) * 2,90 * 429	0,34558
		M _{сажа}	г/с		(1/ 3600) * 0,50 * 429	0,05958
		M _{so2}	г/с		(1/ 3600) * 1,2 * 429	0,14300
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600) * 0,12 * 429	0,01430
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600) * 0,000012 * 429	0,0000014
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	W_{ai}=(1/1000)*q_{ai}*G_T		т/год			
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000) * 26 * 9,30	0,24180
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000) * 40,00 * 9,30 *0,8	0,29760
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000) * 40,00 * 9,30 *0,13	0,04836
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000) * 12 * 9,30	0,11160
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000) * 2,00 * 9,30	0,01860
		W _{so2}	т/год		(1/ 1000) * 5 * 9,30	0,04650
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000) * 0,50 * 9,30	0,00465
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000) * 0,000055 * 9,30	0,0000005
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,4446 / 0,3780	1,1761
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8.72* 1E-06 * 118,9 * 429	0,4446
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ _{ог} {γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м³ кг/м³		1,31 /(1+ 673 / 273)	0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовой смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 1,1761)/(3.14*0.2²)	37,4543

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного генератора Volvo SVL-250. Мощность 200 кВт

Источник №0302

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	200		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	149,43		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	10,40		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	T	ч	348		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600) * 6,2 * 200	0,34444
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600) * 9,60 * 200 * 0,8	0,42667
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600) * 9,60 * 200 * 0,13	0,06933
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600) * 2,90 * 200	0,16111
		M _{сажа}	г/с		(1/ 3600) * 0,50 * 200	0,02778
		M _{so2}	г/с		(1/ 3600) * 1,2 * 200	0,06667
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600) * 0,12 * 200	0,00667
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600) * 0,000012 * 200	0,0000007
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) \cdot q_{zi} \cdot G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000) * 26 * 10,40	0,27040
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000) * 40,00 * 10,40 * 0,8	0,33280
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000) * 40,00 * 10,40 * 0,13	0,05408
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000) * 12 * 10,40	0,12480
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000) * 2,00 * 10,40	0,02080
		W _{so2}	т/год		(1/ 1000) * 5 * 10,40	0,05200
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000) * 0,50 * 10,40	0,00520
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000) * 0,000055 * 10,40	0,0000006
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{or} = G_{or} / \gamma_{or}$	Q _{or}	м³/с		0,2606 / 0,3780	0,6893
2.4	Расход отработавших газов $G_{or} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}$	G _{or}	кг/с		8.72* 1E-06 * 149,4 * 200	0,2606
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{or} = \gamma_{or}(при t=0^{\circ}C) / (1 + T_{or}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ_{or} { $\gamma_{or}(при t=0^{\circ}C)$ }	кг/м³ кг/м³		1,31 / (1+ 673 / 273)	0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot Q_{or}) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с		(4* 0,6893) / (3.14*0.2²)	21,9532

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя САТ КТ38-Р780. Мощность 582 кВт

Источник №0303-0304

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Рэ	кВт	582		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	116,81		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	12,40		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	T	ч	182,4		
2.	Расчет:					
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с	(1/ 3600) * 6,2 * 582		1,00233
		M _{NO2}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 582 * 0,8		1,24160
		M _{NO}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 582 * 0,13		0,20176
		M _{CH}	г/с	(1/ 3600) * 2,90 * 582		0,46883
		M _{сажа}	г/с	(1/ 3600) * 0,50 * 582		0,08083
		M _{so2}	г/с	(1/ 3600) * 1,2 * 582		0,19400
		M _{CH2O}	г/с	(1/ 3600) * 0,12 * 582		0,01940
		M _{бенз(а)пирен}	г/с	(1/ 3600) * 0,000012 * 582		0,0000019
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	$W_{ai} = (1/1000) * q_{ai} * G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год	(1/ 1000) * 26 * 12,40		0,32240
		W _{NO2}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 12,40 * 0,8		0,39680
		W _{NO}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 12,40 * 0,13		0,06448
		W _{CH}	т/год	(1/ 1000) * 12 * 12,40		0,14880
		W _{саж.}	т/год	(1/ 1000) * 2,00 * 12,40		0,02480
		W _{so2}	т/год	(1/ 1000) * 5 * 12,40		0,06200
		W _{CH2O}	т/год	(1/ 1000) * 0,50 * 12,40		0,00620
		W _{бенз(а)пирен}	т/год	(1/ 1000) * 0,000055 * 12,40		0,0000007
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м ³ /с	0,5928 / 0,3780		1,5681
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с	8.72* 1E-06 * 116,8 * 582		0,5928
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газв при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ _{ог} {γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м ³ кг/м ³	1,31 /(1+ 673 / 273)		0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d ²)	w	м/с	(4* 1,5681)/(3,14*0,2 ²)		49,9391

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель



№0305-Котёл-Бойлер

	Наименование, формула	Обознач.	Ед измер	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1.	Количество		шт.	1		
1.2.	Расход топлива	B	тонн	21,35		
		B	г/с	39,37		
1.3.	Время работы		час	150,6		
1.4.	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.5.	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
2	Расчет:					
	Количество выбросов:					
2.1.	Оксид углерода $C_{co} = g_3 \cdot R \cdot Q'_i$, где Потери теплоты вследствие хим.неполн. сгор.топ-ва Коэф. учитывающий долю потери теплоты Низшая теплота сгорания натур. топлива в раб.сост. Потери теплоты вслед. мех. неполноты сгорания топлива $P_{co} = 0.001 \cdot C_{co} \cdot B \cdot (1 - g_4 / 100)$, где	g_3 R Q'_i g_4	кг/т % МДж/кг	0,65 * 0,5 * 42,75		13,89 0,5 0,65 42,75 0
		P_{co}	т/год	0,001 * 13,89 * 21,35 * (1-0/ 100)		0,29663
		P_{co}	г/с	0,0010 * 13,89 * 39,37 * (1-0/ 100)		0,54698
2.2.	Оксиды азота и диоксида азота $P_{NOx} = 0.001 \cdot B \cdot Q'_i \cdot K_{NOx} \cdot (1 - \beta)$ Параметр, характеризующий кол-во оксидов азота, образующихся на 1 ГДж тепла Коэффициент зависящий от степени снижения выбросов оксидов азота в результате применения технических решений Расчет выполнен с учетом трансформации окислов азота в атмосферном воздухе на диоксид азота(80%) и оксида азота (13%)	K_{NOx} β	кг/ГДж			0,08 0
		P_{NO}	т/год	0,001 * 21,35 * 42,75 * 0,08 * 0,13		0,00949
		P_{NO}	г/с	0,001 * 39,37 * 42,75 * 0,08 * 0,13		0,01750
		P_{NO2}	т/год	0,001 * 21,35 * 42,75 * 0,08 * 0,8		0,05841
		P_{NO2}	г/с	0,001 * 39,37 * 42,75 * 0,08 * 0,8		0,10771
2.3.	Диоксид серы $P_{SO2} = 0.02 \cdot B \cdot S_r \cdot (1 - h'_{SO2}) \cdot (1 - h''_{SO2})$ Содержание серы в топливе Доля оксидов серы, связываемых летучей золой топлива Доля оксидов серы, улавливаемых в зооуловителе	P_{SO2} S_r h'_{SO2} h''_{SO2}	т/год г/с	0,02 * 21,35 * 0,3 * (1-0.02) * (1-0) 0,020 * 39,37 * 0,3 * (1-0.02) * (1-0)		0,12554 0,23149 0,3 0,02 0
2.4.	Сажа $P_{сажа} = B \cdot A_r \cdot x \cdot (1 - h)$ Зольность топлива на рабочую массу Коэффициент, зависящий от типа топки Доля частиц, улавливаемых в зооуловителях	$P_{сажа}$ A_r x h	т/год г/с	21,4 * 0,025 * 0,01 * (1-0) 39,37 * 0,025 * 0,01 * (1-0)		0,00534 0,00984 0,025 0,01 0
2.5.	Объем продуктов сгорания : $V_r = 7.84 \cdot a \cdot B \cdot \mathcal{E}$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл. 2.2, стр. 7); энергетический эквивалент природного газа (табл. 5.1, стр. 104)	V_r a $\mathcal{E}$	м ³ /ч м ³ /с	7,84 * 1,1 * 141,7 * 1,37 1674,49 / 3600		1674,5 0,4651 1,1 1,37
2.6.	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 \cdot V_r) / (3.14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,4651) / (3,14 * 0,04)		14,8133

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник №0306-Емкость для дизельного топлива V=20м³

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	24,3		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	24,3		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	10,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 10,0 / 3600$	0,01089
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,01086
	сероводород	%	0,28			0,00003
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C ₁	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 24,30 + 3,15 \cdot 24,30) \cdot 1 / 1000000 + 0,3 \cdot 0,003 \cdot 1$	0,000917
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,000914
	сероводород	%	0,28			0,000003
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Объем выбросов всего	$K_{нп}$				0,0029
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$10,00 / 3600$	0,003
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		$(4 \cdot 0,0028) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,057

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №0307-Емкость для дизельного топлива V=4м³

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$B_{оз}$	т	10,675		
	Количество дизтоплива закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$B_{вл}$	т	10,675		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	2,0		
1.4	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где:	M	г/с		$3,92 \cdot 1 \cdot 2,0 / 3600$	0,002178
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,002172
	сероводород	%	0,28			0,000006
	Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12)	C ₁	г/м³			3,92
	Опытный коэффициент (приложение 8)	K_p^{max}				1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} \cdot K_{нп}$	G	т/год		$(2,36 \cdot 10,68 + 3,15 \cdot 10,68) \cdot 1 / 1000000 + 0,27 \cdot 0,0029 \cdot 1$	0,000842
	углеводороды предельные C ₁₂ -C ₁₉	%	99,72			0,000839
	сероводород	%	0,28			0,000002
	Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12)	$Y_{оз}$	г/т			2,36
	Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13)	$Y_{вл}$	г/т			3,15
	Опытный коэффициент (приложение 12)	$G_{хр}$	т/год			0,27
	Объем выбросов всего	$K_{нп}$				0,0029
	$V = V_{ч}^{max} / 3600$	V	м³/с		$2,00 / 3600$	0,0006
	Средняя скорость газовой смеси	w	м/с		$(4 \cdot 0,0006) / (3,14 \cdot 0,0625)$	0,011

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Источник №0308- Емкость для масла

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.3	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	0,315		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	0,315		
1.4	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	1,0		
1.6	Объем емкостей	V_p	м³	5,0		
1.7	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где: масло минеральное Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12) Опытный коэффициент (приложение 8)	M C_1 K_p^{max}	г/с г/м³		$0,39 \cdot 1 \cdot 1,0 / 3600$	0,00011 0,39 1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} + K_{нп}$ масло минеральное Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12) Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13) Опытный коэффициент (приложение 12) Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	G $Y_{оз}$ $Y_{вл}$ $G_{хр}$ $K_{нп}$ V w	т/год г/т г/т т/год м³/с м/с		$(0,25 \cdot 0,32 + 0,3 \cdot 0,32) \cdot 1 / 1E+06 + 0,27 \cdot 0,00027 \cdot 1$ $1,0 / 3600$ $(4 \cdot 0,0003) / (3,14 \cdot 0,06)$	0,00007 0,25 0,25 0,27 0,00027 0,00028 0,006

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.

Источник №0309-Емкость для отработанного масла

№ п.п.	Наименование, формула	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1	Количество емкостей		шт.	1		
1.2	Количество масла закачиваемого в резервуар в осенне-зимний период	$V_{оз}$	т	0,07875		
	Количество масла закачиваемого в резервуар в весенне-летний период	$V_{вл}$	т	0,07875		
1.3	Максимальный объем паровоздуш. смеси	$V_{ч}^{max}$	м³/час	1,0		
1.4	Объем емкости	V_p	м³	5,0		
1.5	Диаметр отводящего трубопровода	d	м	0,25		
2	Расчет:					
2.1	Максимальные выбросы паров нефти: $M = C_1 \cdot K_p^{max} \cdot V_{ч}^{max} / 3600$, где: масло минеральное Концентрация паров нефтепродуктов (приложение 12) Опытный коэффициент (приложение 8)	M C_1 K_p^{max}	г/с г/м³		$0,39 \cdot 1 \cdot 1,0 / 3600$	0,00011 0,39 1
2.2	Годовые выбросы паров: $G = (V_{оз} \cdot B_{оз} + V_{вл} \cdot B_{вл}) \cdot K_p^{max} / 1000000 + G_{хр} + K_{нп}$ масло минеральное Средние удельные выбросы в осенне-зимний и весенне-летние периоды года (приложение 12) Выбросы паров при хранении в 1 резервуаре (приложение 13) Опытный коэффициент (приложение 12) Объем выбросов всего $V = V_{ч}^{max} / 3600$ Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot V) / (3,14 \cdot d^2)$	G $Y_{оз}$ $Y_{вл}$ $G_{хр}$ $K_{нп}$ V w	т/год г/т г/т т/год м³/с м/с		$(0,25 \cdot 0,079 + 0,25 \cdot 0,079) \cdot 1 / 1E+06 + 0,27 \cdot 0,00027 \cdot 1$ $1,0 / 3600$ $(4 \cdot 0,0003) / (3,14 \cdot 0,063)$	0,00007 0,25 0,25 0,27 0,00027 0,0003 0,006

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004.



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дизельного двигателя агрегата ЦА-320. Мощность 177 кВт

Источник №0310-0311

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Потребляемая мощность агрегата	Pэ	кВт	177		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	187,05		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т	2,05		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	3		
1.6	Время работы	т	ч	61,9		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) * e_{mi} * P_э$		г/с			
		M _{CO}	г/с	(1/ 3600) * 6,2 * 177		0,30483
		M _{NO2}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 177 * 0,8		0,37760
		M _{NO}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 177 * 0,13		0,06136
		M _{CH}	г/с	(1/ 3600) * 2,90 * 177		0,14258
		M _{сажа}	г/с	(1/ 3600) * 0,50 * 177		0,02458
		M _{so2}	г/с	(1/ 3600) * 1,2 * 177		0,05900
		M _{CH2O}	г/с	(1/ 3600) * 0,12 * 177		0,00590
		M _{бенз(а)пирен}	г/с	(1/ 3600) * 0,000012 * 177		0,0000006
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	$W_{эi} = (1/1000) * q_{эi} * G_т$		т/год			
		W _{CO}	т/год	(1/ 1000) * 26 * 2,05		0,05330
		W _{NO2}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 2,05 * 0,8		0,06560
		W _{NO}	т/год	(1/ 1000) * 40,00 * 2,05 * 0,13		0,01066
		W _{CH}	т/год	(1/ 1000) * 12 * 2,05		0,02460
		W _{саж.}	т/год	(1/ 1000) * 2,00 * 2,05		0,00410
		W _{so2}	т/год	(1/ 1000) * 5 * 2,05		0,01025
		W _{CH2O}	т/год	(1/ 1000) * 0,50 * 2,05		0,00103
		W _{бенз(а)пирен}	т/год	(1/ 1000) * 0,000055 * 2,05		0,0000001
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с	0,2887 / 0,5138		0,5618
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 * 10^{-6} * b_э * P_э$	G _{ог}	кг/с	8,72 * 1E-06 * 187,0 * 177		0,2887
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(\text{при } t=0^0\text{C}) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С температура отработавших газов	$\gamma_{ог}$ { $\gamma_{ог}(\text{при } t=0^0\text{C})$ }	кг/м³ кг/м³	1,31 / (1 + 423 / 273)		0,5138 1,31 423
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси $w = (4 * Q_{ог}) / (3,14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5618) / (3,14 * 0,2²)		17,8931

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок" Астана 2005 год. РНД 211.2.02.04-2004

Расчет выполнен на 1 двигатель



Источник 6301-Сварочный аппарат

№ п.п.	Наименование, формула	Обозначен.	Единица измерен.	Количество
1.	Исходные данные:			
	Расход сварочного материала УОНИ-13/45	B	кг	120,0
	Нормо-часы работы сварочного агрегата	t	ч	178,3
	Удельное выделение веществ			
	грамм на кг массы расходуемого материала:	K_m^x	г/кг	
	железо оксид	$K_{\text{железо оксид}}$	г/кг	10,69
	марганец и его соединения	$K_{\text{марг.}}$	г/кг	0,92
	соединения кремния	K_{SiO_2}	г/кг	1,4
	фториды	$K_{\text{фт.}}$	г/кг	3,30
	фтористый водород	K_{HF}	г/кг	0,75
2.	диоксид азота	$K_{\text{диоксид азота}}$	г/кг	1,50
	оксид углерода	$K_{\text{оксид углерода}}$	г/кг	13,30
	Расчет:			
	Количество выбросов оксида железа			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксид железа}} / 1000000$	$M_{\text{оксид железа}}$	т/год	0,00128
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксид железа}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид железа}}$	г/с	0,00200
	количество выбросов марганца и его соединений			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{марг.}} / 1000000$	$M_{\text{марг.}}$	т/год	0,00011
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{марг.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{марг.}}$	г/с	0,00017
	количество выбросов соединения кремния			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{SiO}_2} / 1000000$	M_{SiO_2}	т/год	0,00017
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{SiO}_2} * B / t / 3600$	M_{SiO_2}	г/с	0,00026
	количество выбросов фтористого водорода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{HF}} / 1000000$	M_{HF}	т/год	0,00009
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{HF}} * B / t / 3600$	M_{HF}	г/с	0,00014
	количество выбросов фторидов			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{фт.}} / 1000000$	$M_{\text{фт.}}$	т/год	0,00040
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{фт.}} * B / t / 3600$	$M_{\text{фт.}}$	г/с	0,00062
	количество выбросов диоксида азота			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{диоксида азота}} / 1000000$	$M_{\text{диоксид азота}}$	т/год	0,00018
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{диоксида азота}} * B / t / 3600$	$M_{\text{диоксид азота}}$	г/с	0,00028
	количество выбросов оксида углерода			
	$M_{\text{т/год}} = B_{\text{год}} * K_{\text{оксида углерода}} / 1000000$	$M_{\text{оксид углерода}}$	т/год	0,00160
	$M_{\text{г/с}} = K_{\text{оксида углерода}} * B / t / 3600$	$M_{\text{оксид углерода}}$	г/с	0,00249

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», Астана, 2004 г. РНД 211.2.02.03-2004



Источник 6302-Буровые насосы

№	Наименование	Обознач.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	Количество насосов	п	шт	2		
1.2	Время работы	Т	час	182,4		
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3.6$ $M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год), удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	$M_{сек}$ $M_{год}$ Q	г/с т/год кг/ч		$0,02 * 2 / 3,6$ $0,02 * 2 * 182,4 * 0,001$	0,01111 0,00730

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров»,
Астана 2005 год. РНД 211.2.02.09-2004

Источник 6303-Емкости для бурового раствора

№	Наименование	Обозн.	Обозн.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Общий объем рабочих емкостей	Vж	м ³	128		
1.2.	Количество рабочих емкостей	п	шт.	4		
1.3.	Удельный выброс загряз.в-в	g	кг/ч*м ²	0,02		
1.3.	Общая площадь испарения	F	м ²	40		
1.4.	Козф.зависящий от укрытия емкости	K ₁₁		0,1		
1.5.	Время работы	T	час	348,0		
2	Расчет:					
2.1.	Кол-во выбросов углеводородов произ.по формуле: $Пр = F_{ом} * g * K_{11}$	Пр Пр Пр	кг/час г/с т/скв/год	$40 * 0,02 * 0,1$ $0,08 * 1000 / 3600$ $0,02 / 1000000 * 348,0 * 3600$		0,08000 0,02222 0,02784

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник 6304-Дегазатор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	2		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	1520		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	348		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	K	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:		Пр	кг/час	$П = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,04956
		Пр	г/с		$0,0496 * 1000 / 3600$	0,01377
		Пр	т/год		$0,0138 / 1E+06 * 3600 * 348$	0,01725

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.

Источник 6305-Сепаратор бурового раствора

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	Исходные данные:					
1.1.	Объем аппарата	V	м ³	1,5		
1.2.	Давление в аппарате	P	гПа	400		
1.3.	Средняя молекулярная масса паров	Mп	г/моль	98		
1.4.	Время работы	T	час	348		
1.5.	Средняя температура в аппарате	t	K	318		
2	Количество выбросов углеводородов составит:		Пр	кг/час	$Пр = 0,037 * \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0,8} * \sqrt{\frac{M n}{T}}$	0,01353
		Пр	г/с		$0,0135 * 1000 / 3600$	0,00376
		Пр	т/год		$0,0038 / 1000000 * 3600 * 348,0$	0,00471

Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами. Алматы 1996 г.



Источник 6306-Насос подачи ГСМ к дизелям

№	Наименование		Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час	348,0		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,01 * 1 / 3,6$	0,00278
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$		%	99,72		0,00277
	сероводород		%	0,28		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,01 * 1 * 348,0 * 0,001$	0,00348
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$		%	99,72		0,00347
	сероводород		%	0,28		0,00001
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,01		

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.
РНД 211.2.02.09-2004.

Источник 6307-Насос подачи ГСМ к котельной установке

№	Наименование	Обознач.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1. Исходные данные:						
1.1	Количество насосов	п	шт	1		
1.2	Время работы	Т	час	150,6		
2. Расчет:						
2.1	Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле: $M_{сек} = Q / 3,6$	$M_{сек}$	г/с		$0,01 * 1 / 3,6$	0,00278
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$		%	99,72		0,00277
	сероводород		%	0,28		0,00001
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		$0,01 * 1 * 151 * 0,001$	0,001506
	углеводороды предельные $C_{12}-C_{19}$		%	99,72		0,001502
	сероводород		%	0,28		0,000004
	удельное количество выбросов на единицу технологического оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (табл.8.1)	Q	кг/ч	0,01		

«Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», Астана 2005 год.
РНД 211.2.02.09-2004.



ПРИЛОЖЕНИЕ 5
ПАРАМЕТРЫ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ДЛЯ
РАСЧЕТА НОРМАТИВА НДВ



Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Месторождение Северный Кариман. Скважина 103-Н. Подготовка буровой площадки.

изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ- ника выбро- са	Высо- та источ- ника выбро- са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп. газо- очист- кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ таж. степ. очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже- ния НДВ
		Наименование	Коли- чест- во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. ос	точечного источ.		2-го конца лин.о								г/с	мг/м3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Бульдозер (планировка буровой площадки)	1	8.86	неорганизованный выброс	6001	2													2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3689		0.0118	
001		Экскаватор (выемка грунта)	1	3.26	неорганизованный выброс	6002	2													2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0734		0.0009	
001		Автосамосвал (разгрузка привозного грунта)	1	0.51	неорганизованный выброс	6003	2													2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0956		0.0002	
001		Автосамосвал (транспортировка привозного грунта)	1	0.8	неорганизованный выброс	6004	2													2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0006		0.014	
001		Спецтехника на дизельном топливе	1	13.4	неорганизованный выброс	6005	2													0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2638		0.0127	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.0409		0.002	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.0528		0.0025	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.2638		0.0127	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000001		4e-8	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.0791		0.0038	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман, Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- честв во ист.						г/с	мг/м3	т/год														
												скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника	----- X1	Y1	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизельный двигатель САТ- 3512 В -1310 кВт	1	3264	Дизельный двигатель САТ- 3512 В -1310 кВт	0101	10	0.2	83.04	2.6087846	400	27	59							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.44533	2310.743	10.3306	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.39737	375.499	1.67872	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.12736	120.350	0.55343	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.50944	481.401	2.2137	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.92861	1822.463	8.1169	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000004	0.004	0.0000166	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.03639	34.387	0.14758	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.87333	825.263	3.6895	
001		Дизельный двигатель САТ- 3512 В -1310 кВт	1	3264	Дизельный двигатель САТ- 3512 В -1310 кВт	0102	10	0.2	83.04	2.6087846	400	31	59							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.44533	2310.743	10.3306	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.39737	375.499	1.67872	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.12736	120.350	0.55343	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.50944	481.401	2.2137	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.92861	1822.463	8.1169	
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000004	0.004	0.0000166	
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.03639	34.387	0.14758	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.87333	825.263	3.6895	
001		Паровой котел- бойлер WNS-2-1. 25Y (Q)	1	1412.	Паровой котел- бойлер WNS-2-1. 25Y (Q)	0103	10	0.38	4.1	0.4649882	400	45	82							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.10769	570.934	0.54775	
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0175	92.779	0.08901	
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00984	52.168	0.05005	
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.23143	1226.959	1.17718	
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.54685	2899.204	2.78153	
001		Емкость для дизтоплива 80	1	3264	Емкость для дизтоплива 80 м3	0104	2	0.25	0.23	0.0112901	30	12	85							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000122	11.993	0.000008	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман, Скважина 103-Н. Буровая установка ЗУ-50

Про-изв-одс-тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо-ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ-ника выбро-са	Высо-та источ-ника выбро-са, м	Диа-метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото-рым произво-дится газо-очистка	Коефф. обесп. газо-очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код ве-ще-ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос-тиже-ния НДВ		
		Наименование	Коли-чест-во ист.						ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		м3																		2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.043434	4269.844	0.00272			
		Емкость для дизтоплива 40 м3	1	3264	Емкость для дизтоплива 40 м3	0105	2	0.25	0.22	0.0107993	30	12	85							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000061	6.269	0.000002			
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.021717	2231.949	0.000875			
001		Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	1	1412.	Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	0106	2	0.25	0.01	0.0004909	30	46	82								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006	13.566	0.000004		
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.002172	4910.738		0.001331
001		Емкость для масла	1	3264	Емкость для масла	0107	2	0.25	0.03	0.0014726	30	9	72								2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00054	406.995	0.00008		
001		Емкость для отработанного масла	1	3264	Емкость для отработанного масла	0108	2	0.25	0.01	0.0004909	30	11	72									2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00022	497.404	0.00007	
001		Цементировочный агрегат	1	20.38	Цементировочный агрегат	0109	5	0.2	84.47	2.6537095	400	93	31									0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.06667	990.898	0.07498	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.17333	161.017	0.01218	
																						0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.06944	64.507	0.00469	
																						0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.16667	154.830	0.01172	
																						0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.86111	799.940	0.06092	
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000017	0.002	0.000000129	
																						1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01667	15.486	0.00117	
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.40278	374.168	0.02812	
001		Сварочный аппарат	1	258.5	Сварочный аппарат	6101	2					50	50	100	100						0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.00213		0.00198		
																						0143	Марганец и его	0.00018			0.00017

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман, Скважина 103-Н. Буровая установка ЗУ-50

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли- честв во ист.						г/с	мг/нм3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	X1	Y1	X2	Y2	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Буровые насосы	1	3264	Буровые насосы	6102	2					49	43	10	10						0301 соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) 0337 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0342 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.0003 0.00265 0.00015 0.00066 0.00028			0.00028 0.00246 0.00014 0.00061 0.00026
001		Емкости для бурового раствора	1	3264	Емкости для бурового раствора	6103	2					57	22	36	16						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01111			0.13056
001		Дегазатор для бурового раствора	1	3264	Дегазатор для бурового раствора	6104	3					65	29	2	2						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.03833			0.45043
001		Сепаратор бурового раствора	1	3264	Сепаратор бурового раствора	6105	3					74	35	2	2						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01377			0.16175
001		Узел приготовления цементного раствора	1	20.38	Узел приготовления цементного раствора	6106	2					95	33	7	7						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00376 0.0205			0.04416 0.0015
001		Насос подачи ГСМ к дизелям	1	3264	Насос подачи ГСМ к дизелям	6107	2					17	75	2	2						0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001			0.00009

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман, Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м-				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Колич еств о ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Насос подачи ГСМ к котельной установке	1	1412.	Насос подачи ГСМ к котельной установке	6108	2					46	80	2	2					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) ; Растворитель РПК- 265П) (10)	0.00277		0.03255	
																				0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00001		0.00004	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) ; Растворитель РПК- 265П) (10)	0.00277		0.01409	
001		Емкости для отходов бурения	1	3264	Емкости для отходов бурения	6109	2					69	22	12	5					0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0.01458		0.17136	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Скважина 103-Н. Буровая установка ЗУ-70

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ	
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год		
												X1	Y1	X2	Y2											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Диз.ельный двигатель САТ-3512 В -1310 кВт	1	3264	Дизельный двигатель САТ-3512 В -1310 кВт	0201	10	0.2	83.04	2.6087846	400	27	59								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.44533	2310.743	10.3306	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.39737	375.499	1.67872	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.12736	120.350	0.55343	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.50944	481.401	2.2137	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.92861	1822.463	8.1169	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000004	0.004	0.0000166	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.03639	34.387	0.14758	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.87333	825.263	3.6895	
001		Дизельный двигатель САТ-3512 В -1310 кВт	1	3264	Дизельный двигатель САТ-3512 В -1310 кВт	0202	10	0.2	83.04	2.6087846	400	31	59								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2.44533	2310.743	10.3306	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.39737	375.499	1.67872	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.12736	120.350	0.55343	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.50944	481.401	2.2137	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.92861	1822.463	8.1169	
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.000004	0.004	0.0000166	
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.03639	34.387	0.14758	
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.87333	825.263	3.6895	
001		Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	1	1412.	Паровой котел-бойлер WNS-2-1.25Y (Q)	0203	10	0.38	4.1	0.4649882	400	45	82								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.10769	570.934	0.54775	
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0175	92.779	0.08901	
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00984	52.168	0.05005	
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.23143	1226.959	1.17718	
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.54685	2899.204	2.78153	
001		Емкость для дизтоплива 23.5	1	3264	Емкость для дизтоплива 23.5	0204	2	0.25	0.23	0.0112901	30	12	85								0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000122	11.993	0.000002	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70

Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэффициент газоочистки, %	Средняя эксплуатационная степень очистки/макс. степень очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ		
		Наименование	Количество в ист.						скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	температура, °C	точечного источника /1-го конца линии /центра площадного источника		2-го конца линии /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год			
												X1	Y1	X2	Y2												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
001		м3	1	3264	м3	0205	2	0.25	0.22	0.0107993	30	12	85							2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.043434	4269.844	0.000836			
		Емкость для дизтоплива 20 м3			Емкость для дизтоплива 20 м3																0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	3.083		0.000005	
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.010858		1115.923	0.00177
001		Емкость для дизтоплива 30 м3	1	3264	Емкость для дизтоплива 30 м3	0206	2	0.25	0.22	0.0107993	30	12	85							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000061	6.269	0.000005			
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.021717	2231.949		0.00177	
001		Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	1	1412.	Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	0207	2	0.25	0.01	0.0004909	30	46	82							0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006	13.566	0.000004			
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.002172	4910.738		0.001331	
001		Емкость для масла	1	3264	Емкость для масла	0208	2	0.25	0.02	0.0009818	30	9	72							2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00054	610.451	0.00008			
																					2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00022	497.404		0.00007	
001		Емкость для отработанного масла	1	3264	Емкость для отработанного масла	0209	2	0.25	0.01	0.0004909	30	11	72								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.06667	990.898	0.07498		
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.17333	161.017		0.01218
																							0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.06944		64.507
001		Цементировочный агрегат	1	20.38	Цементировочный агрегат	0210	5	0.2	84.47	2.6537095	400	93	81							0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.16667	154.830	0.01172			
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.86111	799.940		0.06092	
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000017		0.002	0.000000129
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.01667	15.486	0.00117			
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в	0.40278	374.168		0.02812	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70

Пр изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са,м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код ве- ще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли честв о ист.						г/с	мг/м3	т/год														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Сварочный аппарат	1	177.8	Сварочный аппарат	6201	2					50	50	100	100						0123 пересчете на С); Растворитель РПК- 265П) (10) Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274) 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.00201 			

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ
		Наименование	Коли чест во ист.						ско- рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника		2-го конца лин. о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Насос подачи ГСМ к дизелям	1	3264	Насос подачи ГСМ к дизелям	6207	2					17	75	2	2						0333 Сероводород (глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ((	0.00001		0.00009	
001		Насос подачи ГСМ к котельной установке	1	1412.	Насос подачи ГСМ к котельной установке	6208	2					46	80	2	2						0333 Сероводород ((	0.00001		0.00004	
																					2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ ((	0.00277		0.01409	
001		Емкости для отходов бурения	1	3264	Емкости для отходов бурения	6209	2					69	22	12	5						0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 ((	0.01458		0.17136	

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Сквжина 103-Н. Буровая установка ХЛ-550

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коефф. обесп. газо- очист кой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ																			
		Наименование	Коли- честв во ист.						г/с	мг/нм3	т/год																																	
												точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника	2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника	----- X1	Y1							X2	Y2																					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																			
001		Дизельный двигатель CAT- 3412 В-429 кВт	1	182.4	Дизельный двигатель CAT- 3412 В-429 кВт	0301	7	0.2	37.45	1.1765292	400	56	31								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.9152	1917.634	0.2976																			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.14872	311.616	0.04836																			
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.05958	124.839	0.0186																			
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.143	299.630	0.0465																			
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.73883	1548.083	0.2418																			
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000014	0.003	0.0000005																			
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0143	29.963	0.00465																			
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.34558	724.100	0.1116																			
001		Дизельный двигатель Volvo SVL-250 - 200 кВт	1	348	Дизельный двигатель Volvo SVL-250 - 200 кВт	0302	7	0.2	21.95	0.6895812	400	4	39								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.42667	1525.313	0.3328																			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.06933	247.850	0.05408																			
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.02778	99.311	0.0208																			
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.06667	238.340	0.052																			
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	0.34444	1231.347	0.2704																			
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000007	0.003	0.0000006																			
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.00667	23.845	0.0052																			
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0.16111	575.956	0.1248																			
001		Дизельный двигатель CAT KT38-P780 -582 кВт	1	182.4	Дизельный двигатель CAT KT38-P780 -582 кВт	0303	7	0.2	49.94	1.568915	400	28	47								0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.2416	1950.899	0.3968																			
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.20176	317.021	0.06448																			
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.08083	127.006	0.0248																			
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.194	304.828	0.062																			
																					0337	Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	1.00233	1574.939	0.3224																			
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0.0000019	0.003	0.0000007																			

		Источники выделения	Число	Наименование	Номер	Высо	Диа-	Параметры газовозд.смеси	Координаты источника	Наименование	Вещества	Козфф	Средняя	Код		Выбросы загрязняющих веществ	

про-изв одс тво	Цех	загрязняющих веществ		часов рабо-ты в год	источника выброса вредных веществ	источ ника выбро са	та источ ника выбро са, м	метр устья трубы	на выходе из ист.выброса			на карте-схеме, м-				газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	по кото-рым произво-дится газо-очистка	обесп газо-очист кой, %	эксплуат степень очистки/ макс.степ очистки%	ве-ще-ства	Наименование вещества	г/с	мг/нм3	т/год	Год дос-тиже ния НДВ																								
		Коли чест во ист.							ско-рость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем-пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад-ного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника																																			
												X1	Y1	X2	Y2																																		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26																								
001	Дизельный двигатель САТ КТ38-Р780 -582 кВт	1	182.4	Дизельный двигатель САТ КТ38-Р780 -582 кВт	0304	7	0.2	49.94	1.568915	400	31	41									1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0194	30.483	0.0062																								
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.46883	736.662	0.1488																								
																					0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1.2416	1950.899	0.3968																								
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.20176	317.021	0.06448																								
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.08083	127.006	0.0248																								
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.194	304.828	0.062																								
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1.00233	1574.939	0.3224																								
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.0000019	0.003	0.0000007																								
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.0194	30.483	0.0062																								
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.46883	736.662	0.1488																								
																					001	Паровой котел-Бойлер WNS-2-1.25-Y (Q)	1	150.6	Паровой котел-Бойлер WNS-2-1.25-Y (Q)		0305	7	0.2	14.81	0.465271	400	30	15										0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.10771	570.693	0.05841	
																																												0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.0175	92.722	0.00949	
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.00984	52.136	0.00534																																													
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.23149	1226.531	0.12554																																													
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0.54698	2898.130	0.29663																																													
001	Емкость для дизтоплива 20 м3	1	348	Емкость для дизтоплива 20 м3	0306	2	0.25	0.06	0.0029453	30	4	14										0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.00003	11.305	0.000003																							
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	0.01086	4092.421	0.000914																							
001	Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	1	150.6	Емкость для дизтоплива 4 м3 (для котла)	0307	2	0.25	0.01	0.0004909	30	34	15										0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.000006	13.566	0.000002																							
																						2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-	0.002172	4910.738	0.000839																							

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Скважина 103-Н. Буровая установка ХГ-550

Про изв одс тво	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов рабо- ты в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источ ника выбро са	Высо та источ ника выбро са, м	Диа- метр устья трубы м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по кото- рым произво- дится газо- очистка	Коэфф обесп газо- очист кой, %	Средняя эксплуат степень очистки/ макс. степ очистки%	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год дос- тиже ния НДВ	
		Наименование	Коли- чест во ист.						г/с	мг/нм3	т/год															
												скор- ость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	тем- пер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площад- ного источника							2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника	----- X1	Y1		X2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Емкость для масла	1	348	Емкость для масла	0308	2	0.25	0.01	0.0004909	30	8	16							2735	265П) (10) Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00011	248.702	0.00007		
001		Емкость для отработанного масла	1	348	Емкость для отработанного масла	0309	2	0.25	0.01	0.0004909	30	8	12							2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)	0.00011	248.702	0.00007		
001		Цементировочный агрегат	1	61.92	Цементировочный агрегат	0310	3	0.2	17.89	0.5620322	400	68	22								0301	Азота (IV) диоксид (	0.3776	1656.240	0.0656	
	Азота диоксид) (4)																				0.06136	269.139	0.01066			
	Азот (II) оксид (																				0.02458	107.813	0.0041			
	Азота оксид) (6)																				0.059	258.787	0.01025			
	Углерод (Сажа,																									
	Углерод черный) (583)																									
	Сера диоксид (																									
	Ангидрид сернистый,																									
	Сернистый газ, Сера (																									
	IV) оксид) (516)																									
	Углерод оксид (Окись	0.30483	1337.054	0.0533																						
	углерода, Угарный																									
	газ) (584)																									
	Бенз/а/пирен (3,4-	0.0000006	0.003	0.00000011																						
	Бензпирен) (54)																									
	1325	Формальдегид (	0.0059	25.879	0.00103																					
	Метаналь) (609)																									
	2754	Алканы C12-19 /в	0.14258	625.388	0.0246																					
	пересчете на C/ (																									
	Углеводороды																									
	предельные C12-C19 (в																									
	пересчете на C) ;																									
	Растворитель РПК-																									
	265П) (10)																									
001		Цементировочный агрегат	1	61.92	Цементировочный агрегат	0311	3	0.2	17.89	0.5620322	400	85	22								0301	Азота (IV) диоксид (	0.3776	1656.240	0.0656	
	Азота диоксид) (4)																				0.06136	269.139	0.01066			
	Азот (II) оксид (																				0.02458	107.813	0.0041			
	Азота оксид) (6)																				0.059	258.787	0.01025			
	Углерод (Сажа,																									
	Углерод черный) (583)																									
	Сера диоксид (																									
	Ангидрид сернистый,																									
	Сернистый газ, Сера (																									
	IV) оксид) (516)																									
	Углерод оксид (Окись	0.30483	1337.054	0.0533																						
	углерода, Угарный																									
	газ) (584)																									
	Бенз/а/пирен (3,4-	0.0000006	0.003	0.00000011																						
	Бензпирен) (54)																									
	1325	Формальдегид (	0.0059	25.879	0.00103																					
	Метаналь) (609)																									
	2754	Алканы C12-19 /в	0.14258	625.388	0.0246																					
	пересчете на C/ (																									
	Углеводороды																									
	предельные C12-C19 (в																									
	пересчете на C) ;																									
	Растворитель РПК-																									
	265П) (10)																									
001		Сварочный аппарат	1	178.3	Сварочный аппарат	6301	2					50	50	100	100						0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0.002		0.00128	
																					0143	Марганец и его	0.00017		0.00011	

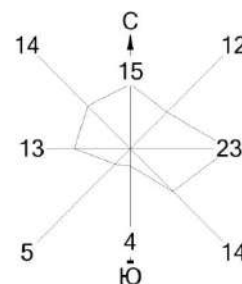
Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Северный Кариман. Сквжина 103-Н. Буровая установка ХУ-550

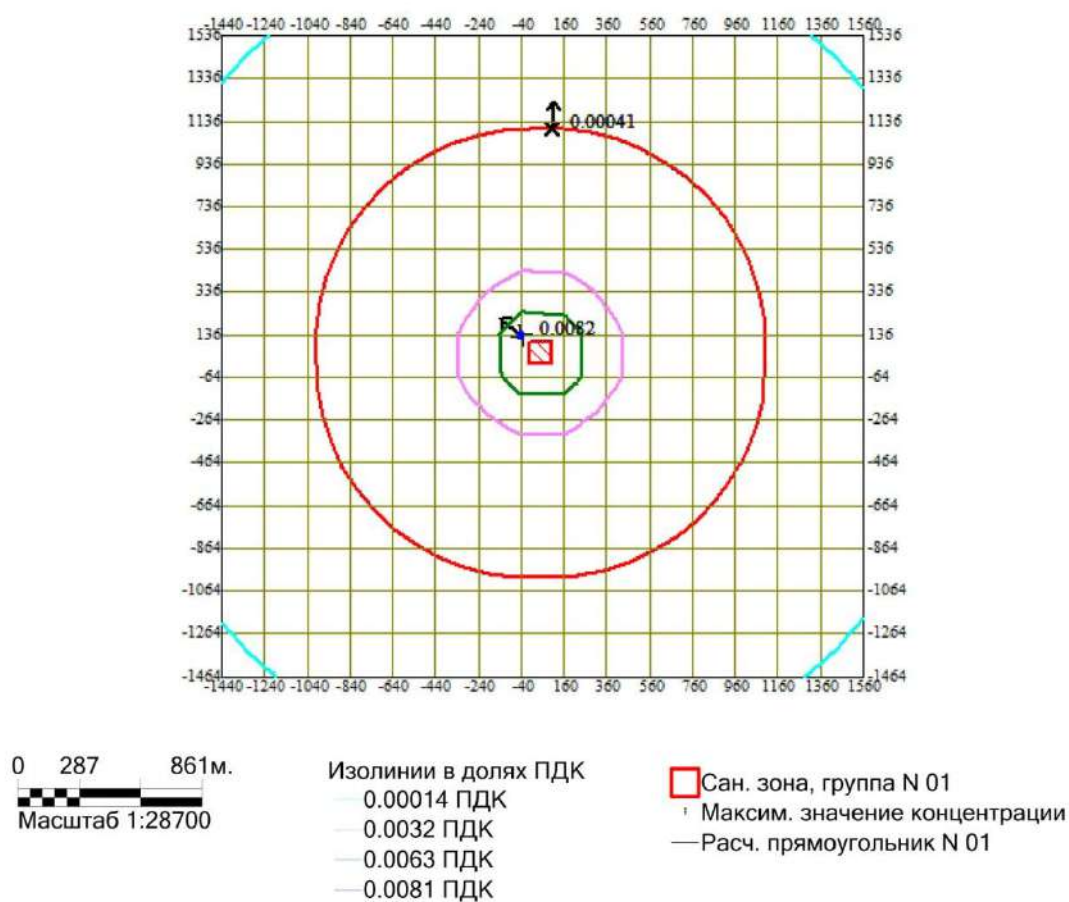
Производство	Цех	Источники выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в год	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из ист. выброса			Координаты источника на карте-схеме, м -				Наименование газоочистных установок и мероприятий по сокращению выбросов	Вещества по которым производится газоочистка	Коэфф. обесп. газоочисткой, %	Средняя эксплуат. степень очистки/ макс. степ. очистки%	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющих веществ			Год достижения НДВ
		Наименование	Количество ист.						Скорость м/с	объем на 1 трубу, м3/с	темпер. оС	точечного источ. /1-го конца лин. /центра площадного источника		2-го конца лин.о /длина, ширина. площадного источника								г/с	мг/нм3	т/год	
												X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Буровые насосы	1	182.4	Буровые насосы	6302	2					35	45	4	9						соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327) 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617) 0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615) 2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) ; Растворитель РПК-265П) (10) 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) ; Растворитель РПК-265П) (10)	0.00028 0.00249 0.00014 0.00062 0.00026 0.01111 0.02222 0.01377 0.00376 0.00001 0.00277 0.00001 0.00277	0.00018 0.0016 0.00009 0.0004 0.00017 0.0073 0.02784 0.01725 0.00471 0.00001 0.00347 0.000004 0.0015		
		Емкости для бурового раствора	1	348	Емкости для бурового раствора	6303	2					42	60	30	10										
		Дегазатор для бурового раствора	1	348	Дегазатор для бурового раствора	6304	3					55	65	2	2										
		Сепаратор бурового раствора	1	348	Сепаратор бурового раствора	6305	3					60	55	2	2										
		Насос подачи ГСМ к дизелям	1	348	Насос подачи ГСМ к дизелям	6306	2					5	18	2	2										
001		Насос подачи ГСМ к котельной установке	1	150.6	Насос подачи ГСМ к котельной установке	6307	2					33	12	2	2										

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ.
(БУРОВАЯ УСТАНОВКА ZJ-50)



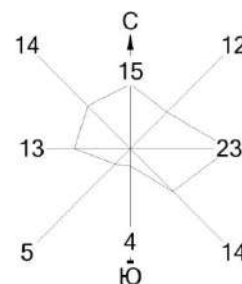


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

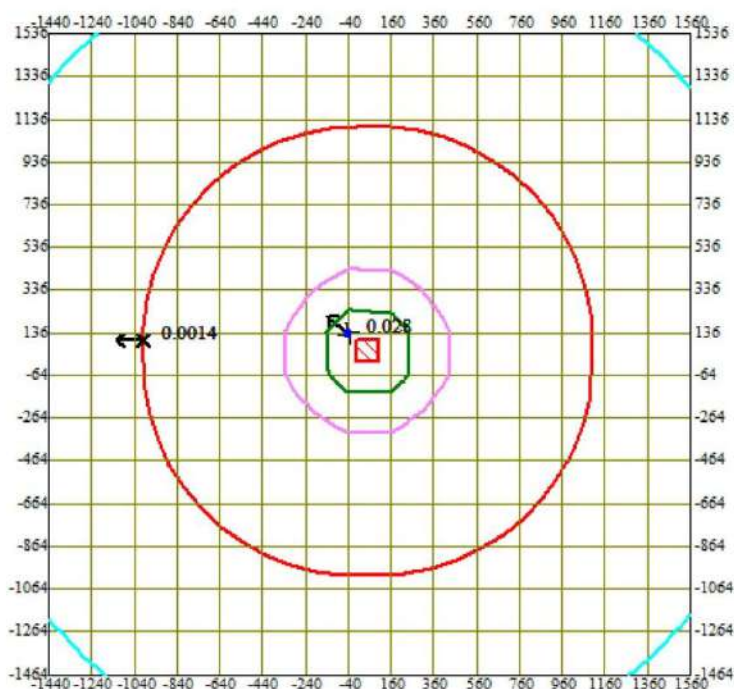


Макс концентрация 0.008168 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



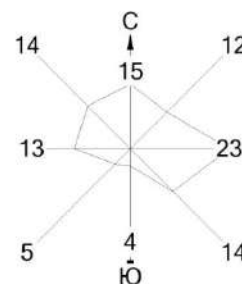
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00049 ПДК
 — 0.011 ПДК
 — 0.021 ПДК
 — 0.028 ПДК

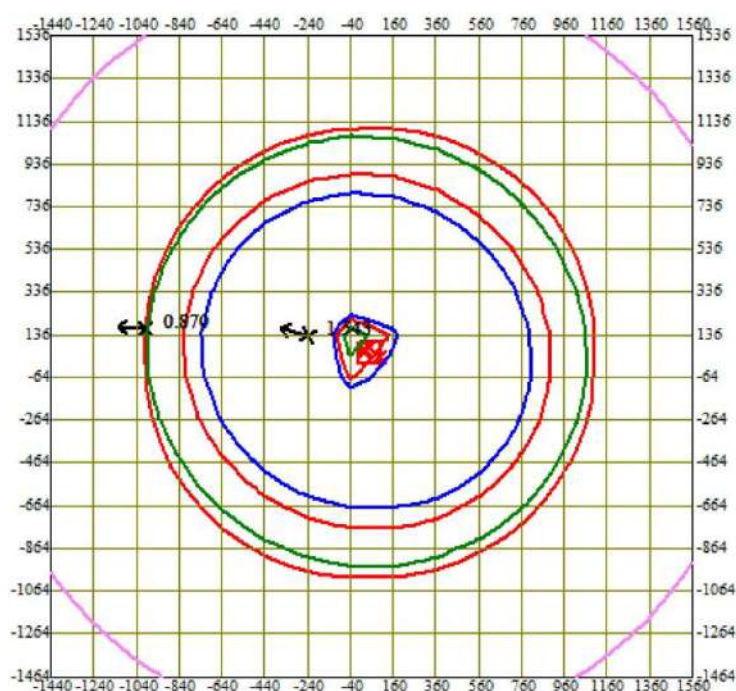
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0276103 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



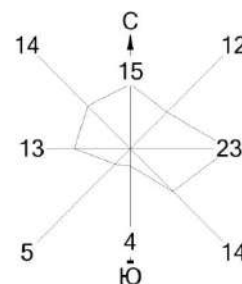
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.561 ПДК
 — 0.880 ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.071 ПДК

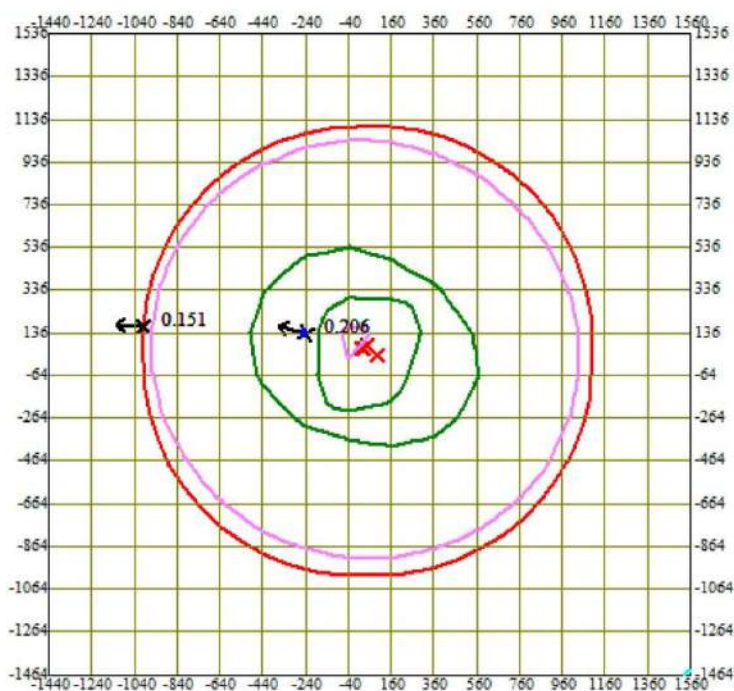
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 1.5428232 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 106° и опасной скорости ветра 3.67 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



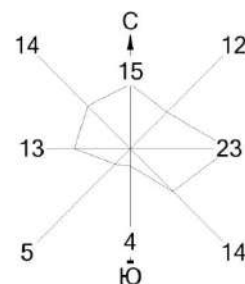
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.121 ПДК
 — 0.153 ПДК
 — 0.186 ПДК
 — 0.205 ПДК

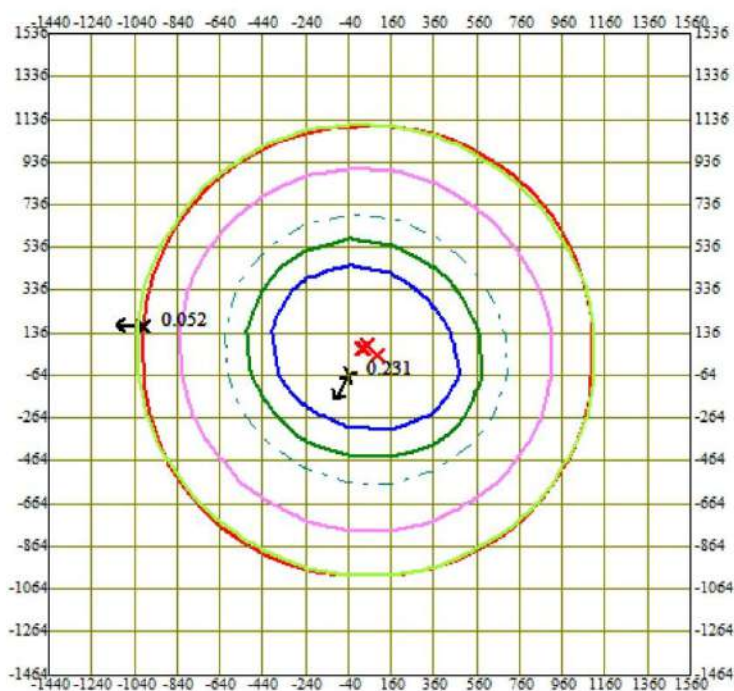
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2057162 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 106° и опасной скорости ветра 3.67 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



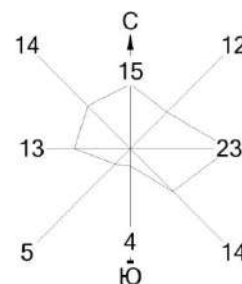
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.069 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.123 ПДК
 — 0.156 ПДК

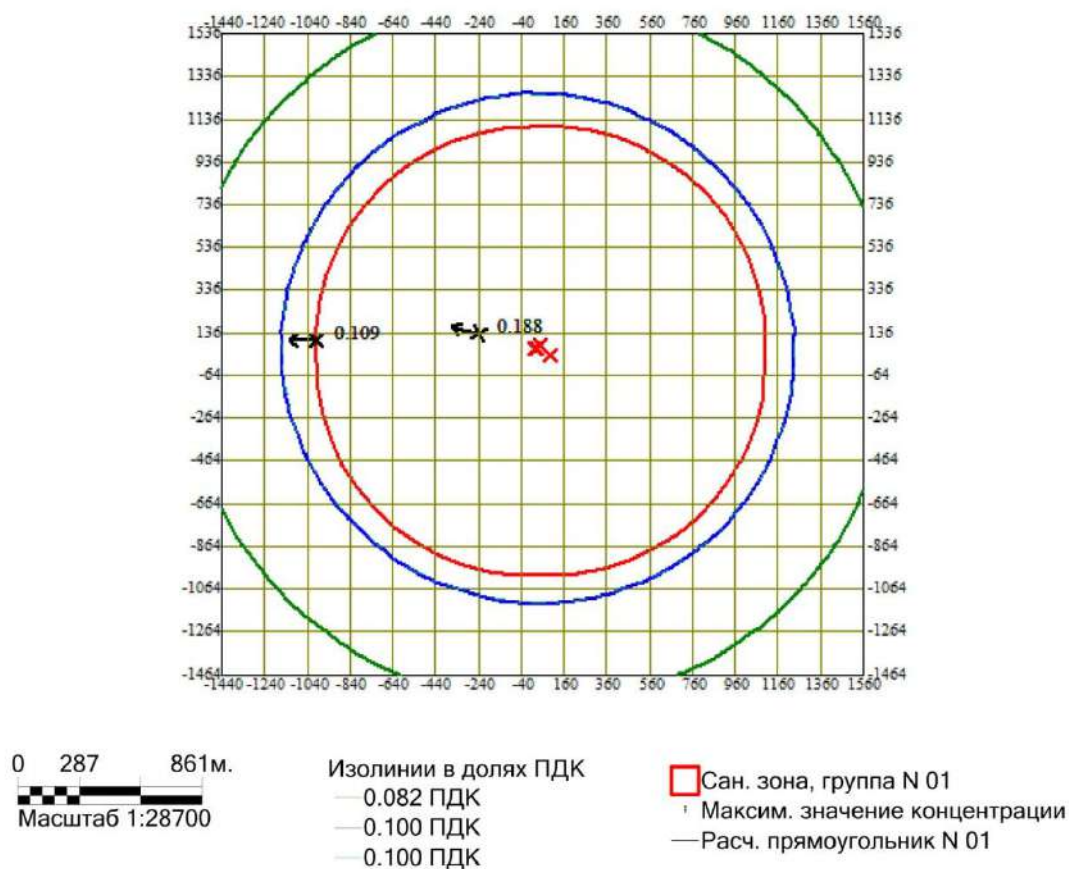
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2308974 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = -64$
 При опасном направлении 29° и опасной скорости ветра 3.68 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



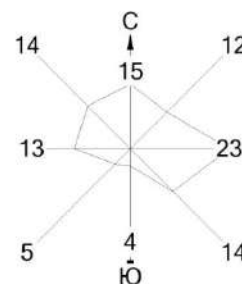


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

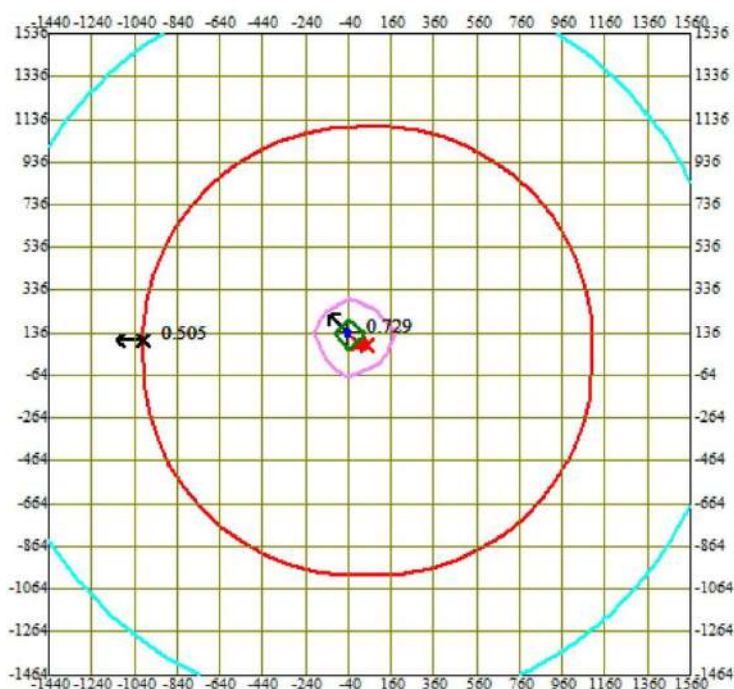


Макс концентрация 0.1876167 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 3.34 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



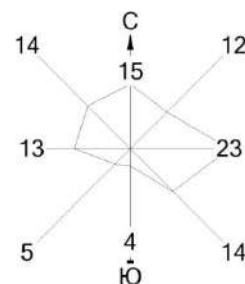
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.502 ПДК
 — 0.589 ПДК
 — 0.676 ПДК
 — 0.729 ПДК

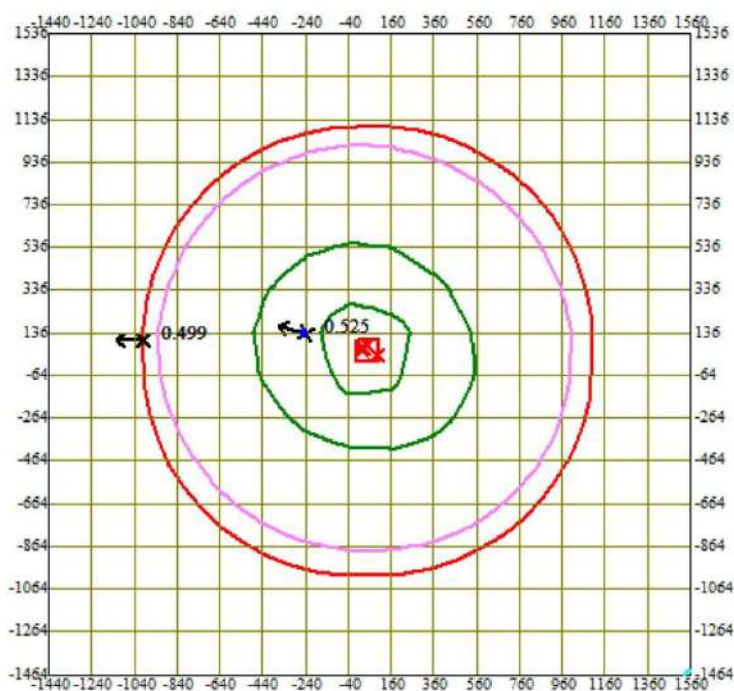
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.72908 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 4.36 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



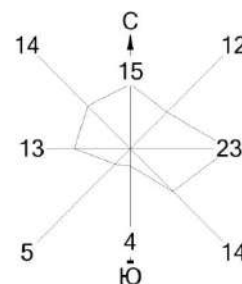
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.485 ПДК
 — 0.500 ПДК
 — 0.516 ПДК
 — 0.525 ПДК

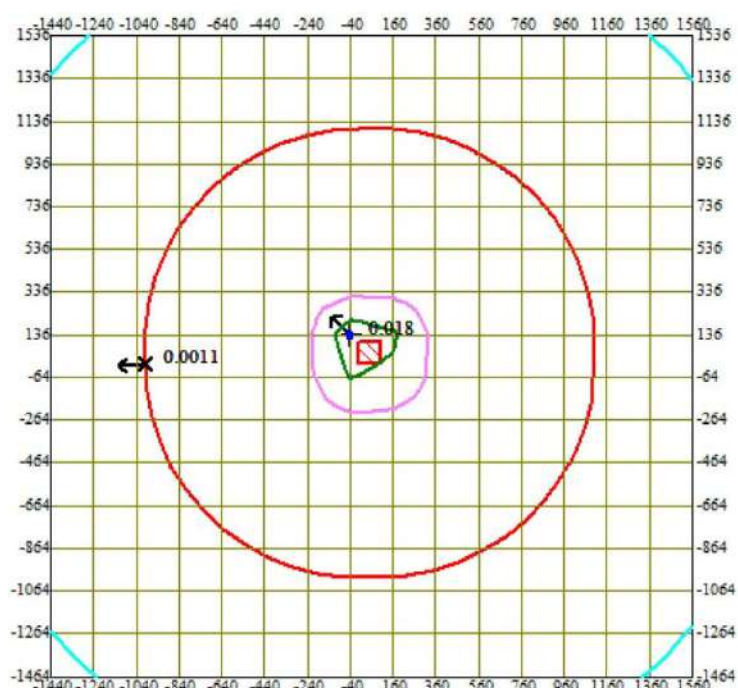
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.5251436 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 105° и опасной скорости ветра 3.52 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



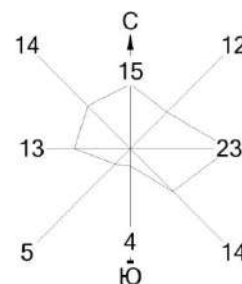
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00040 ПДК
 — 0.0071 ПДК
 — 0.014 ПДК
 — 0.018 ПДК

□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

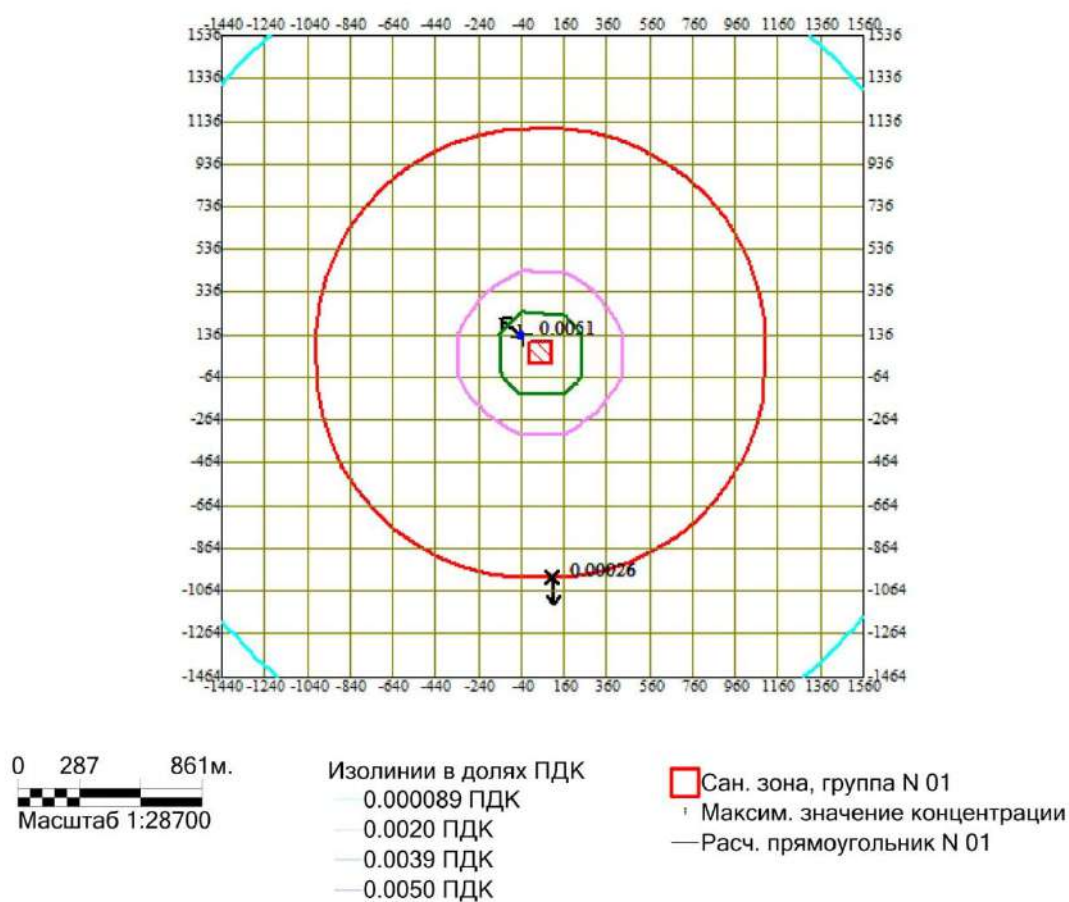
Макс концентрация 0.0178602 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





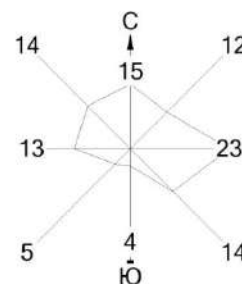
Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

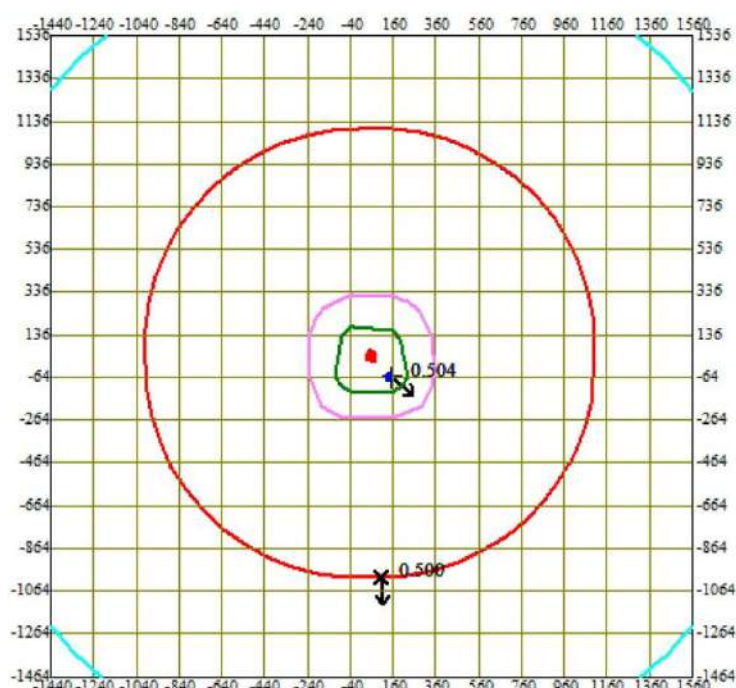


Макс концентрация 0.0050619 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



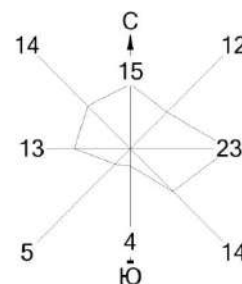
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.500 ПДК
 — 0.502 ПДК
 — 0.503 ПДК
 — 0.504 ПДК

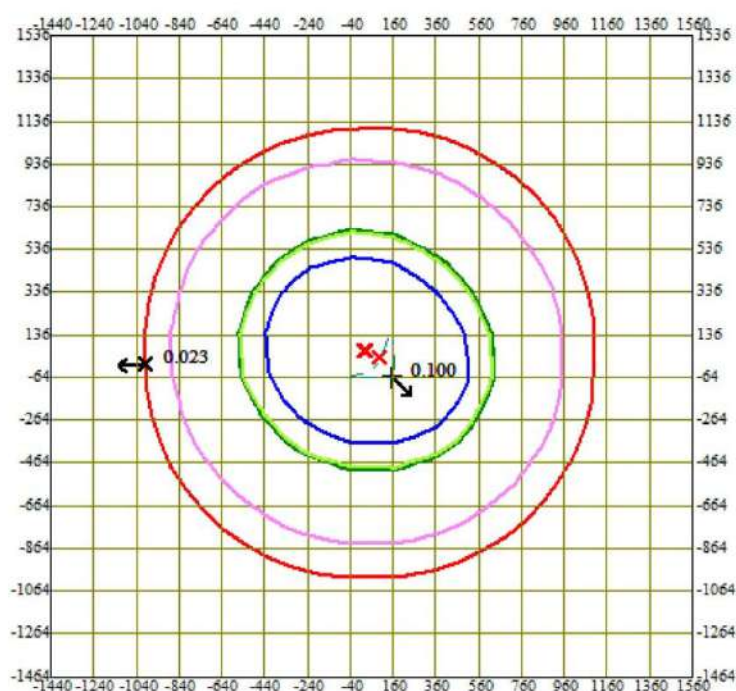
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.5041045 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=-64$
 При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.64 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



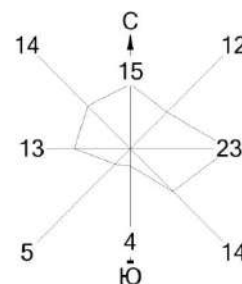
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.027 ПДК
 — 0.049 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.062 ПДК
 — 0.100 ПДК

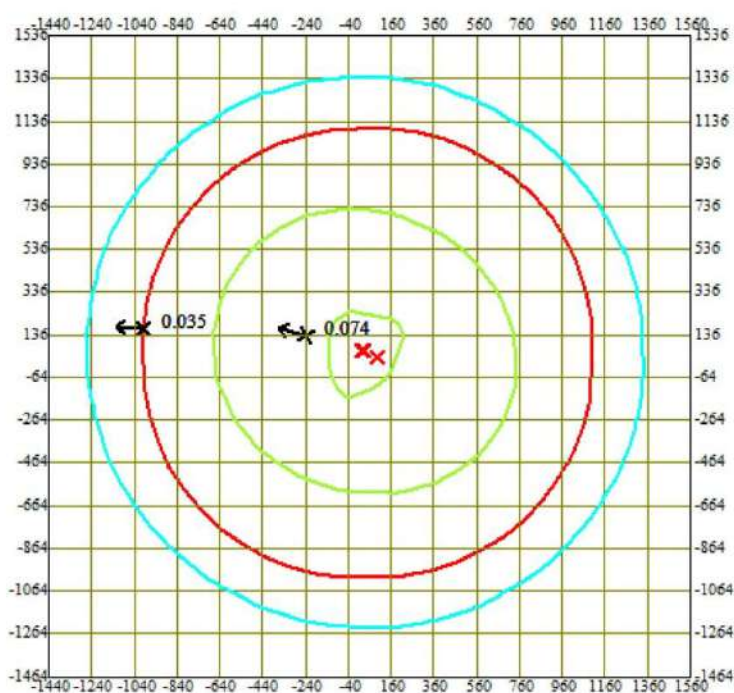
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1004355 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=-64$
 При опасном направлении 314° и опасной скорости ветра 3.63 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



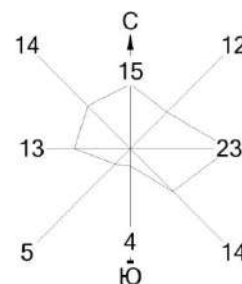
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 0.027 ПДК
 0.050 ПДК

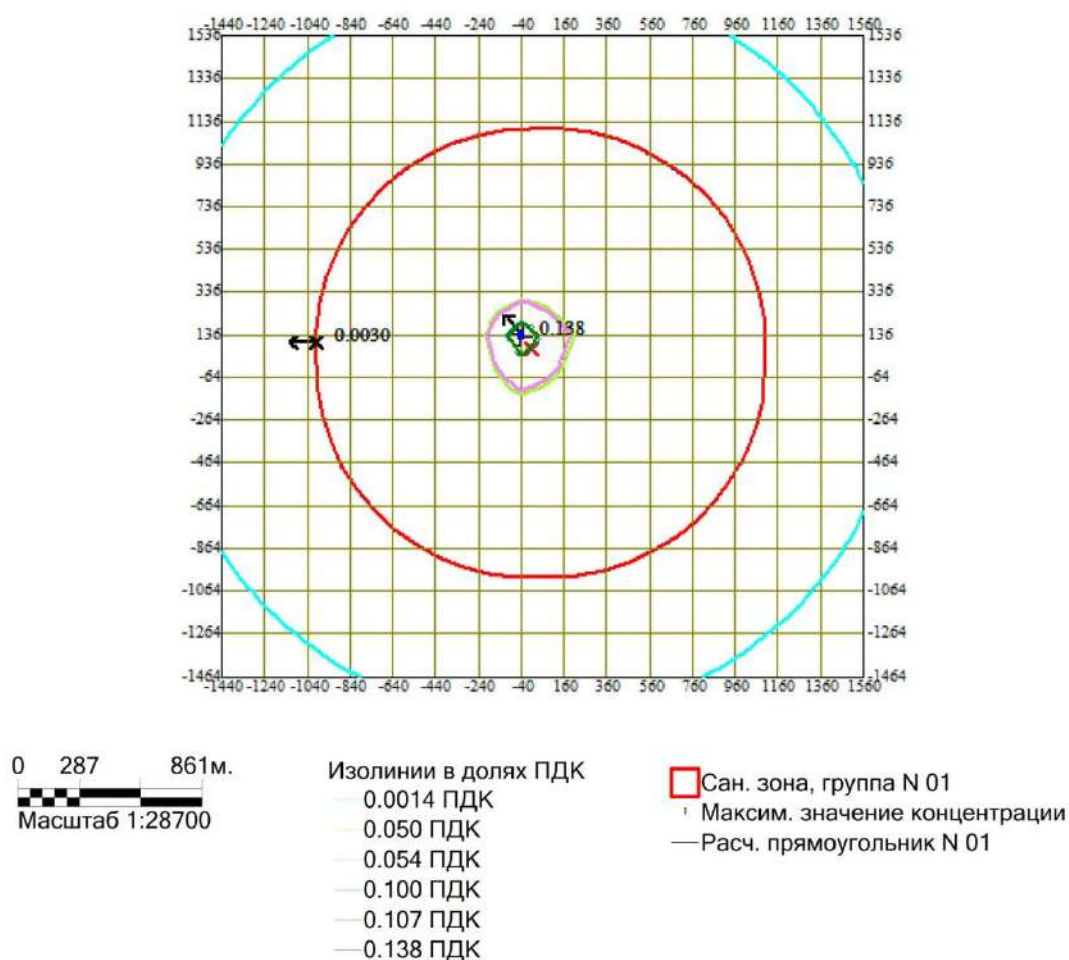
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0739865 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 106° и опасной скорости ветра 3.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



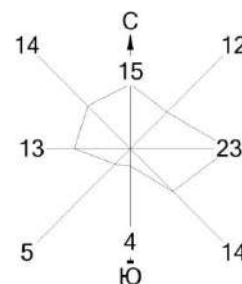


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)

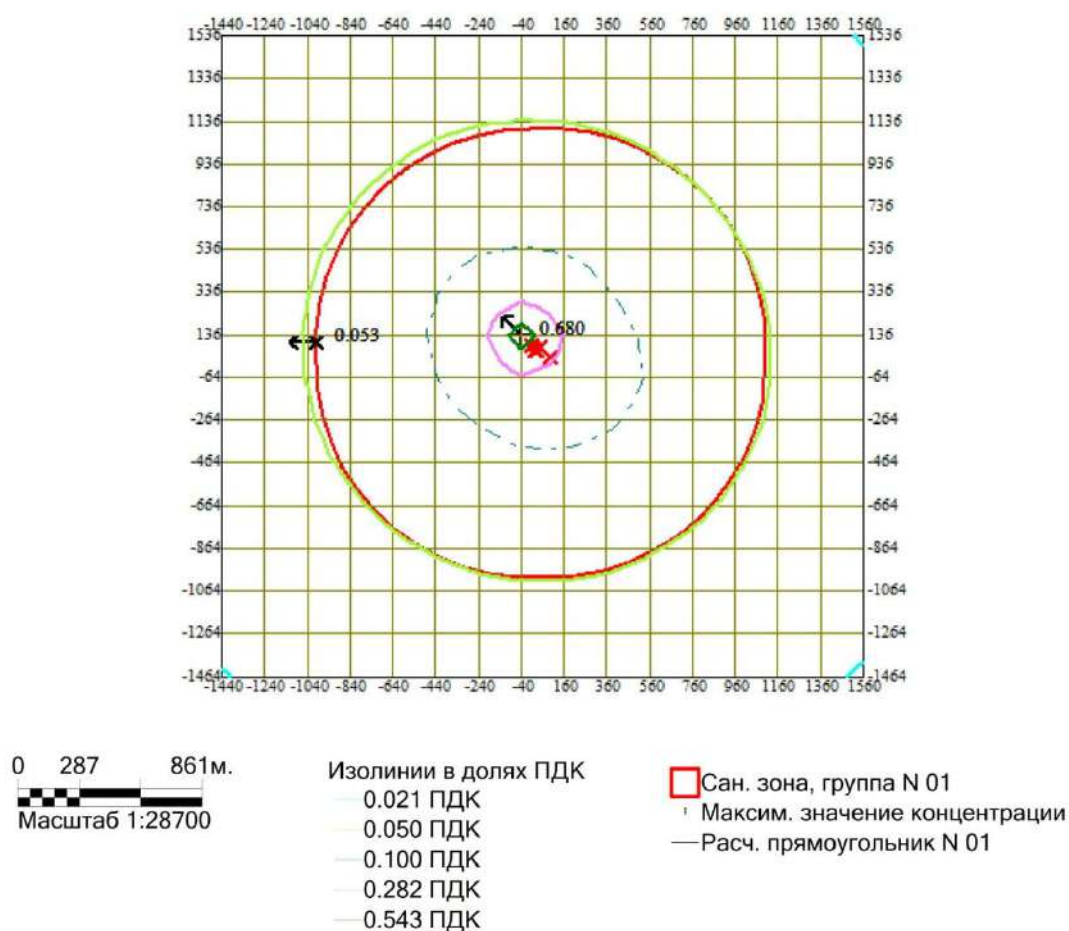


Макс концентрация 0.1383497 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.35 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



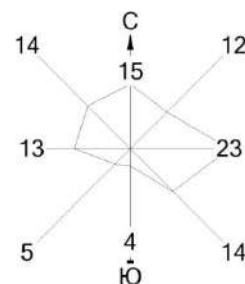


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);
 Растворитель РПК-265П) (10)



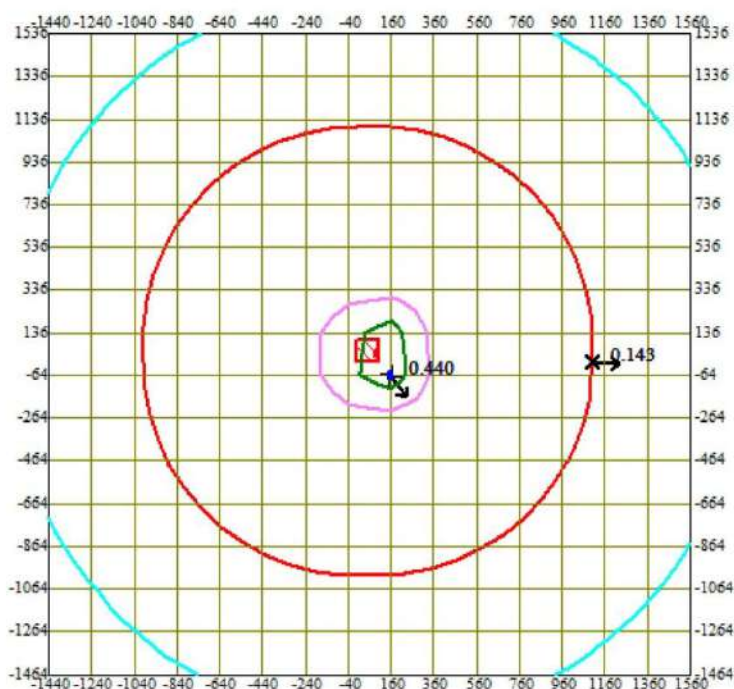
Макс концентрация 0.6801941 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 3.89 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских местоположений) (494)



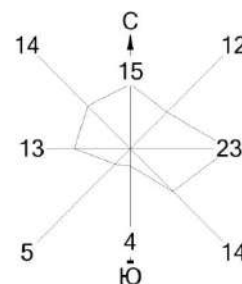
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.140 ПДК
 — 0.255 ПДК
 — 0.370 ПДК
 — 0.439 ПДК

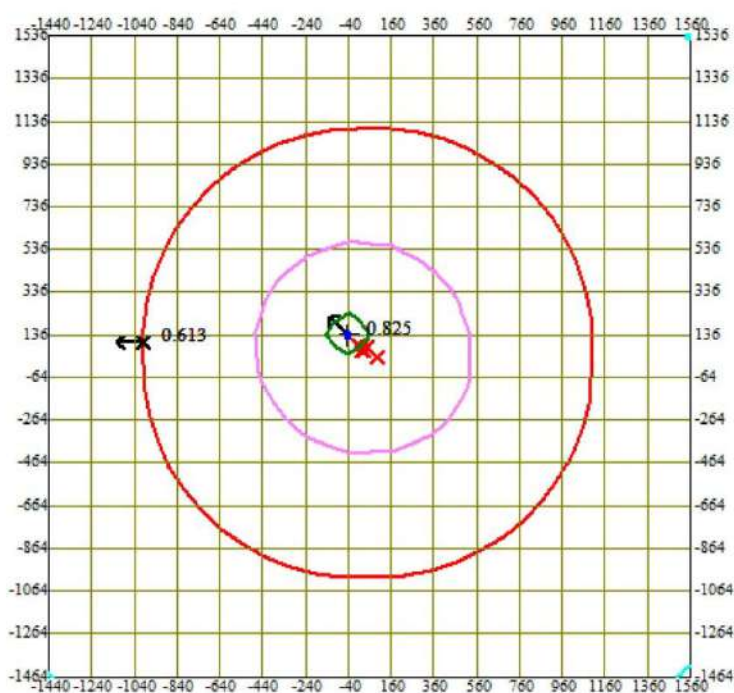
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4401767 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=-64$
 При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 8.93 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _30 0330+0333



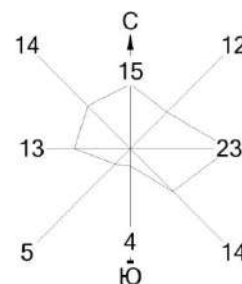
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.574 ПДК
 — 0.670 ПДК
 — 0.767 ПДК
 — 0.825 ПДК

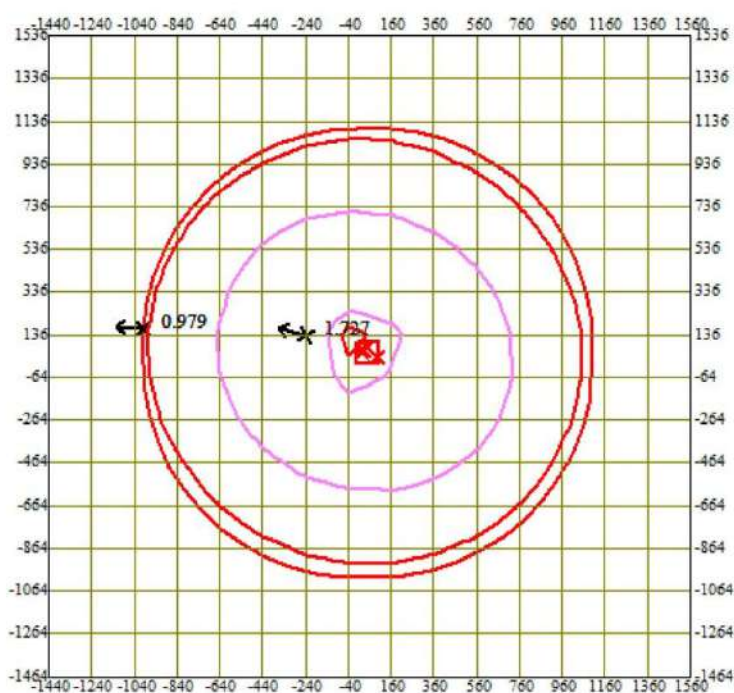
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.825298 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 3.05 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330



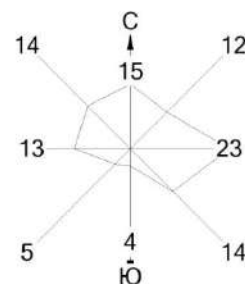
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.281 ПДК

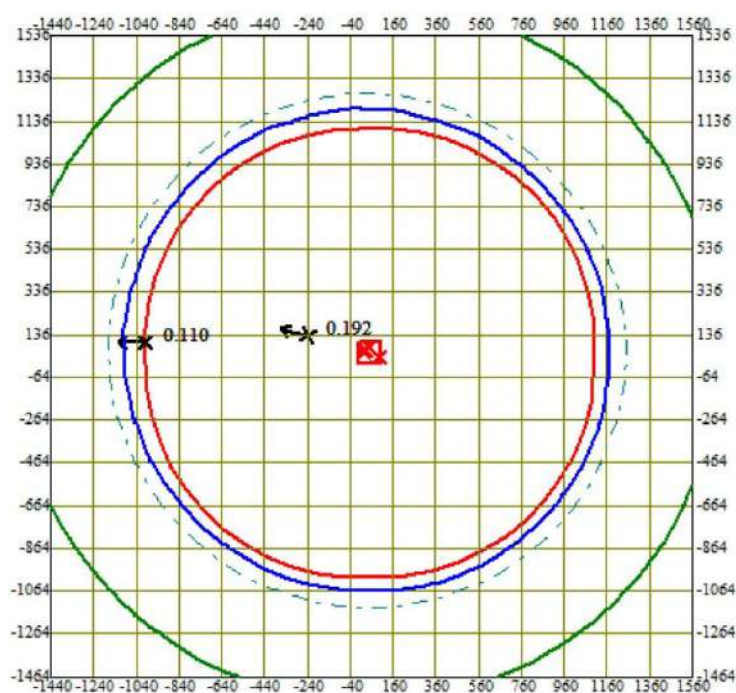
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 1.7265172 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 106° и опасной скорости ветра 3.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _35 0330+0342



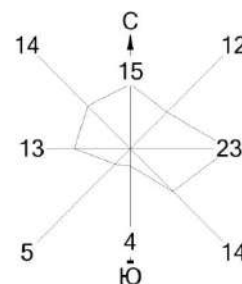
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.083 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.104 ПДК

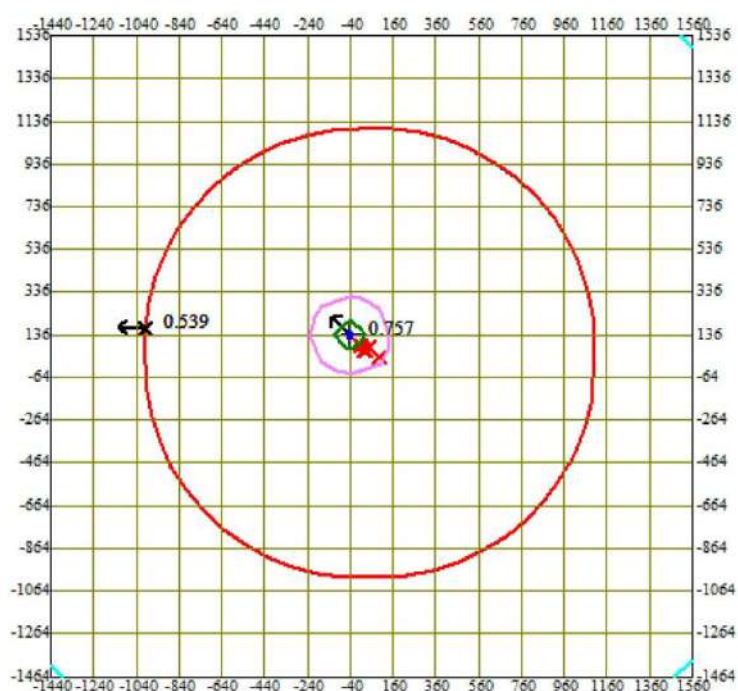
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1919188 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = 136$
 При опасном направлении 104° и опасной скорости ветра 3.34 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _39 0333+1325



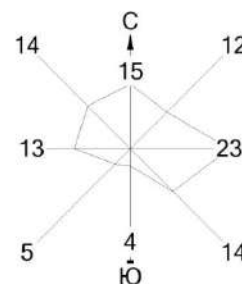
0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.515 ПДК
 — 0.608 ПДК
 — 0.701 ПДК
 — 0.756 ПДК

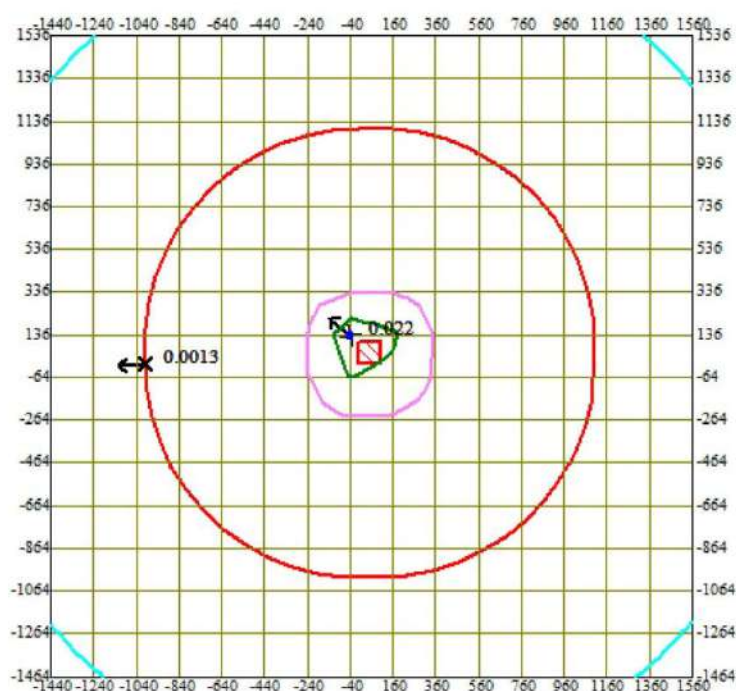
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.7570425 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 3.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-50 Вар.№ 1
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _71 0342+0344



0 287 861м.
 Масштаб 1:28700

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00047 ПДК
 — 0.0088 ПДК
 — 0.017 ПДК
 — 0.022 ПДК

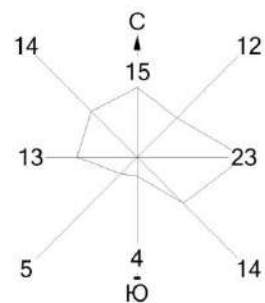
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0222179 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16

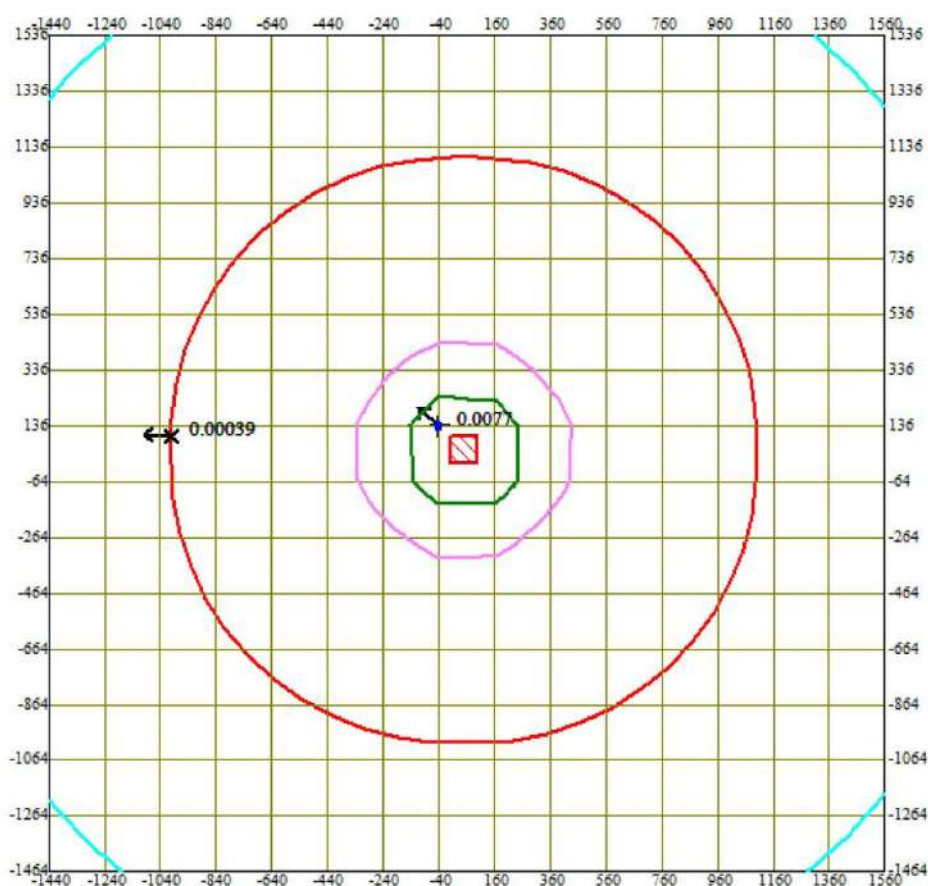


ПРИЛОЖЕНИЕ 7
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ.
(БУРОВАЯ УСТАНОВКА ZJ-70)





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)



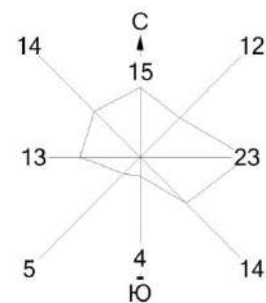
0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00014 ПДК
 — 0.0030 ПДК
 — 0.0059 ПДК
 — 0.0077 ПДК

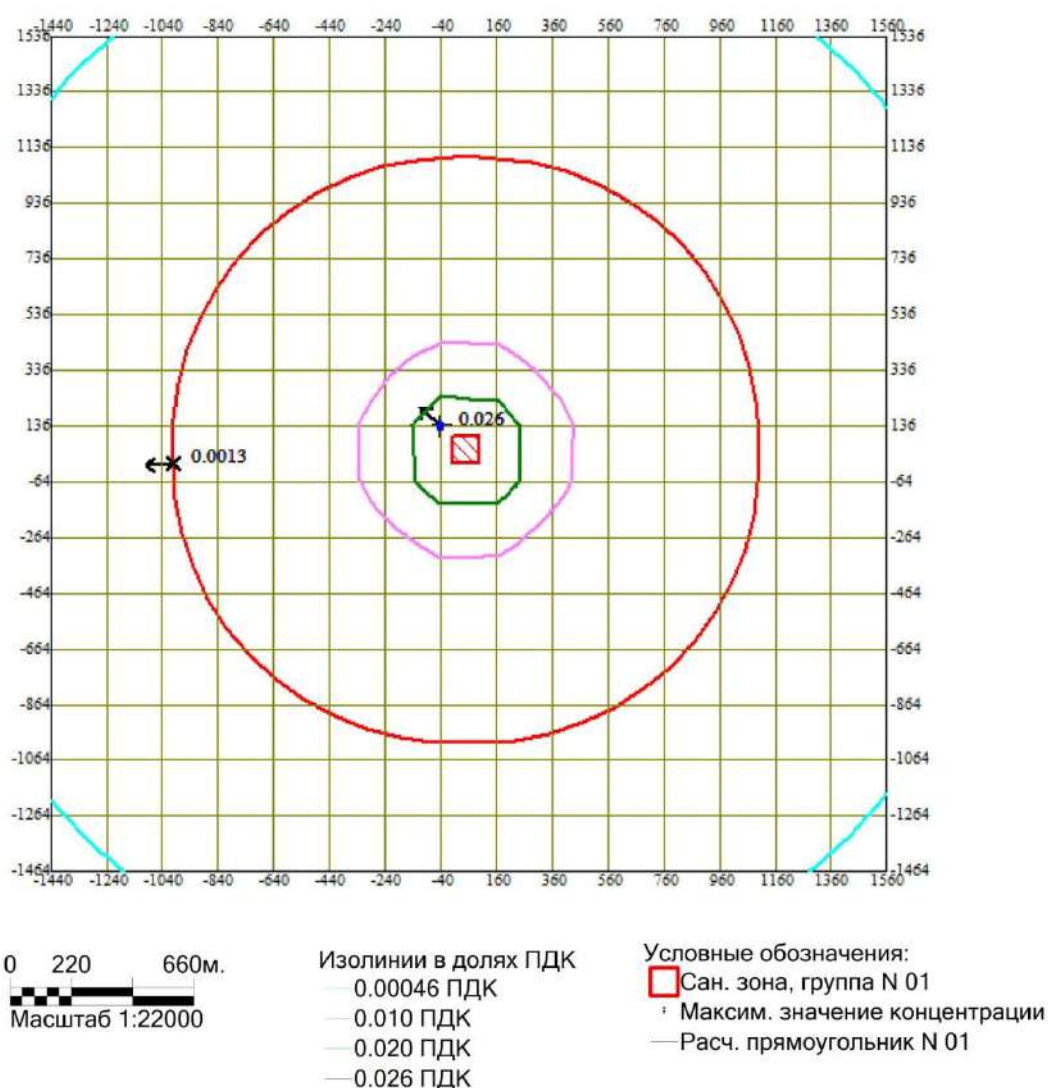
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0077079 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16

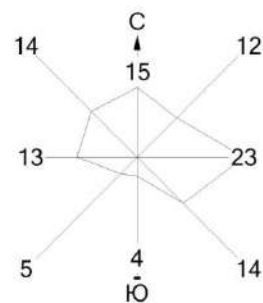




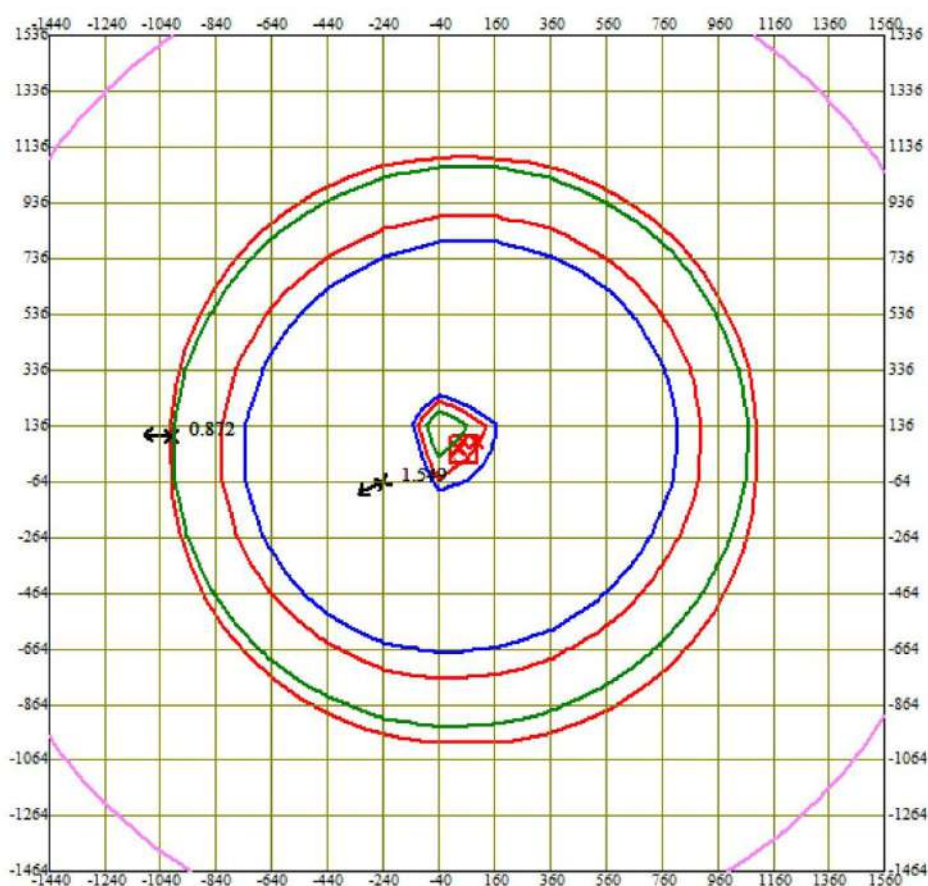
Город : 195 Северный Кариман. Скви303-Н
Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)



Макс концентрация 0.0260764 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

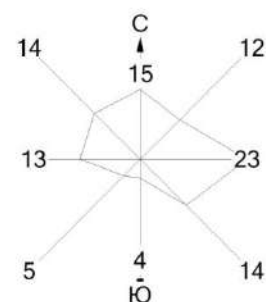
- 0.561 ПДК
- 0.880 ПДК
- 1.0 ПДК
- 1.071 ПДК

Условные обозначения:

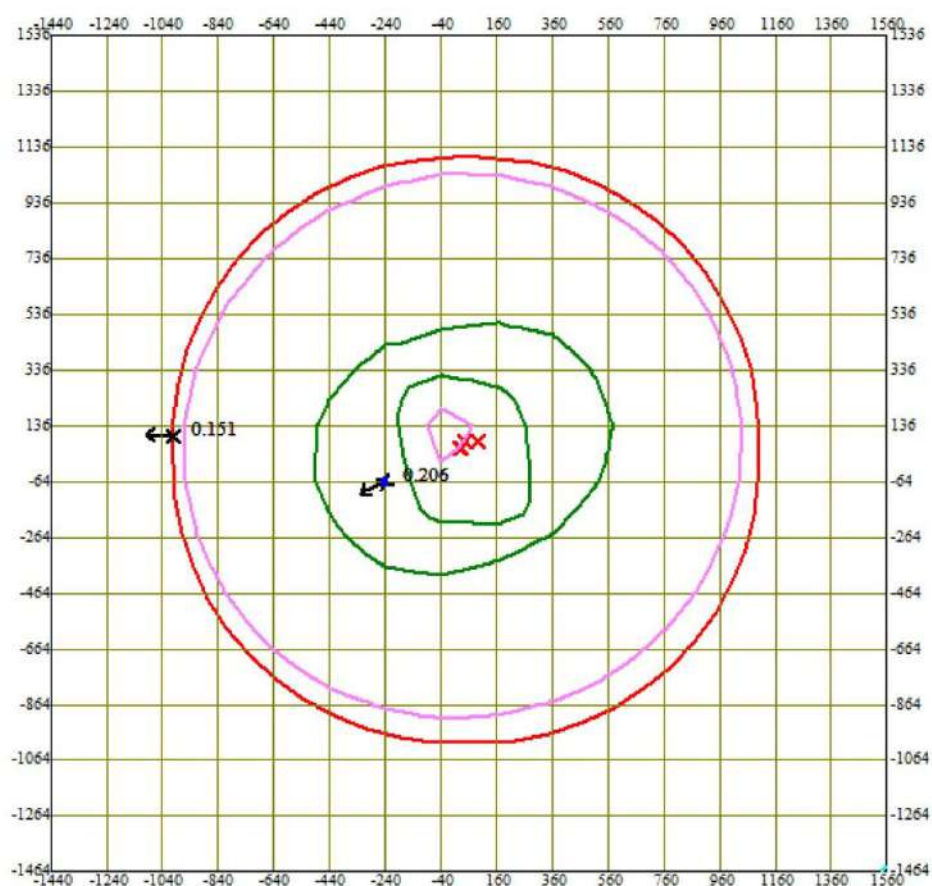
- Сан. зона, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 1.5493242 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.7 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

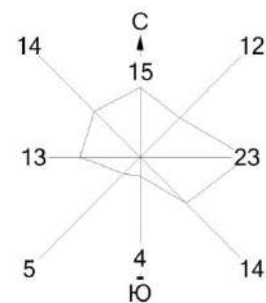
Изолинии в долях ПДК
 — 0.121 ПДК
 — 0.153 ПДК
 — 0.186 ПДК
 — 0.206 ПДК

Условные обозначения:

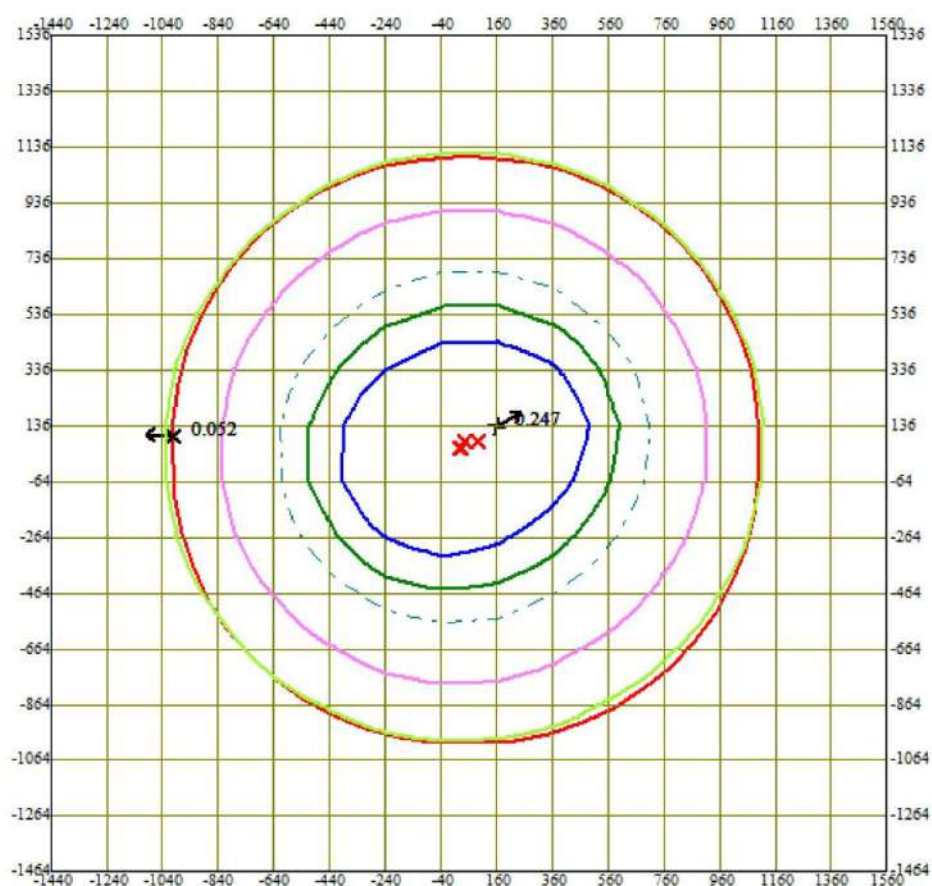
■ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.206258 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.69 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

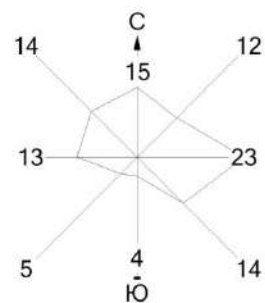
- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.123 ПДК
- 0.156 ПДК

Условные обозначения:

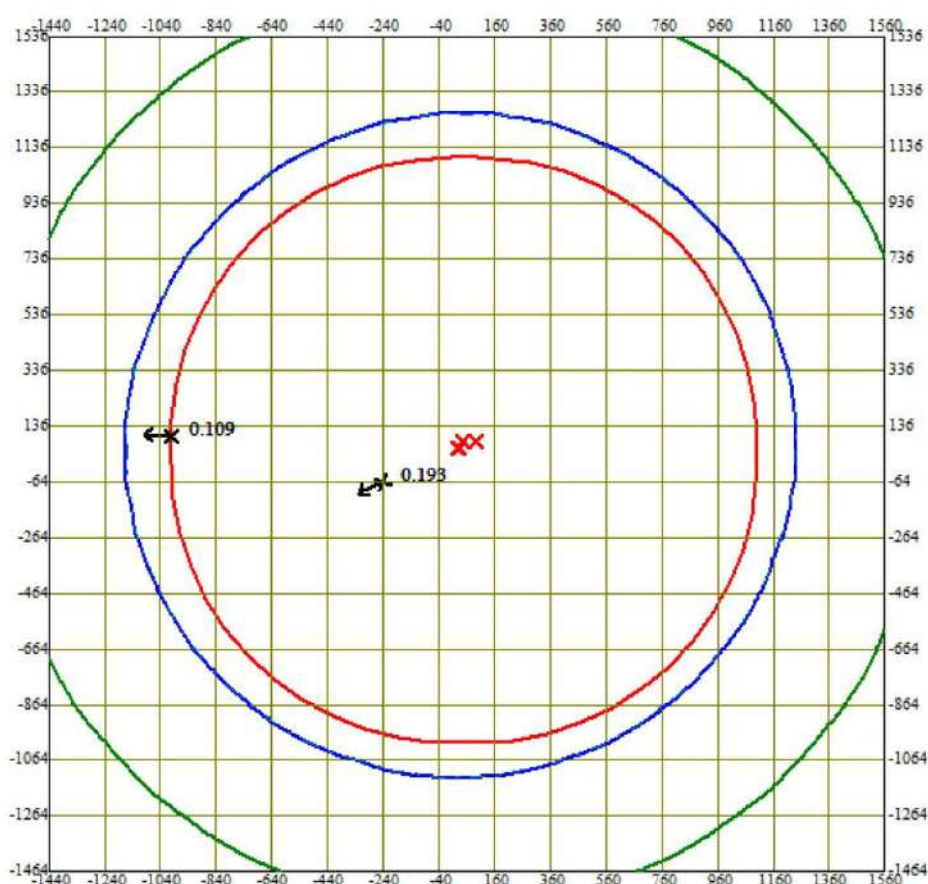
- Сан. зона, группа N 01
- ⋈ Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2474134 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=136$
 При опасном направлении 239° и опасной скорости ветра 3.6 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

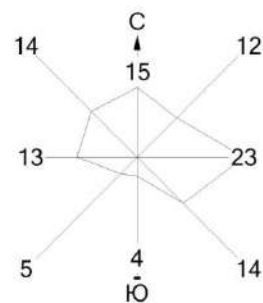
Изолинии в долях ПДК
 — 0.082 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.100 ПДК

Условные обозначения:

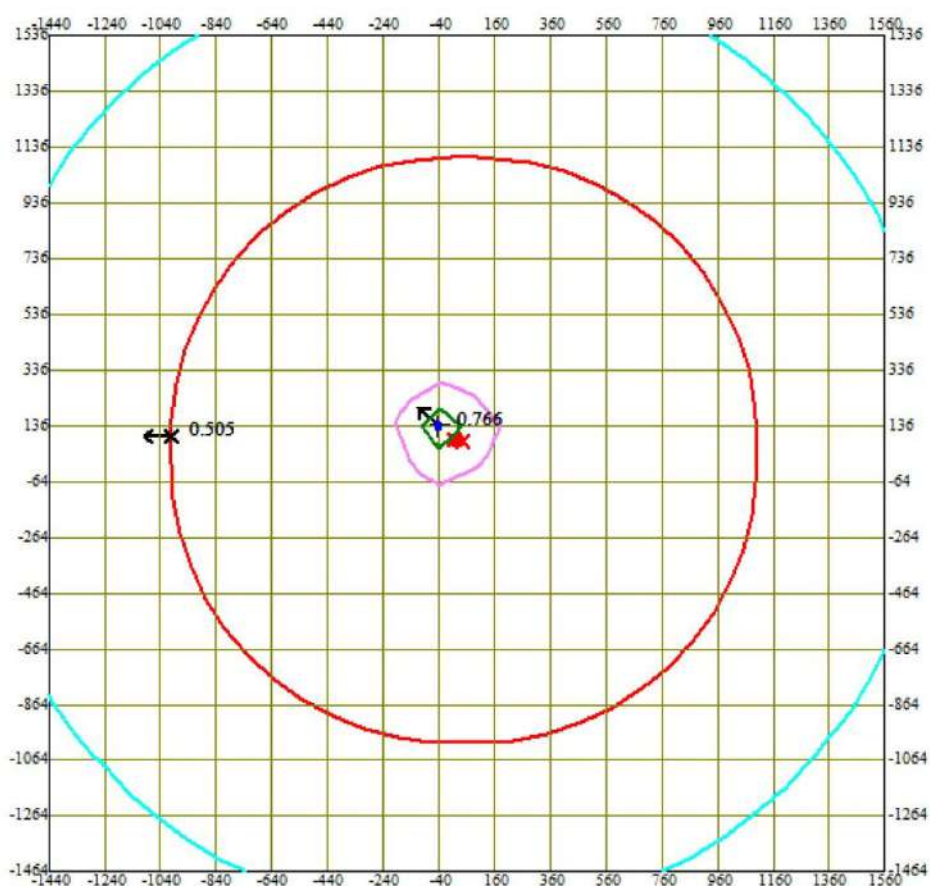
□ Сан. зона, группа N 01
 x Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.192518 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.45 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

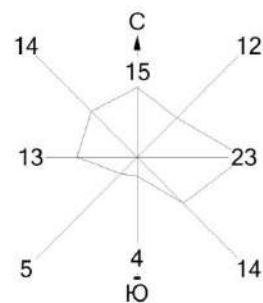
Изолинии в долях ПДК
 — 0.503 ПДК
 — 0.603 ПДК
 — 0.704 ПДК
 — 0.765 ПДК

Условные обозначения:

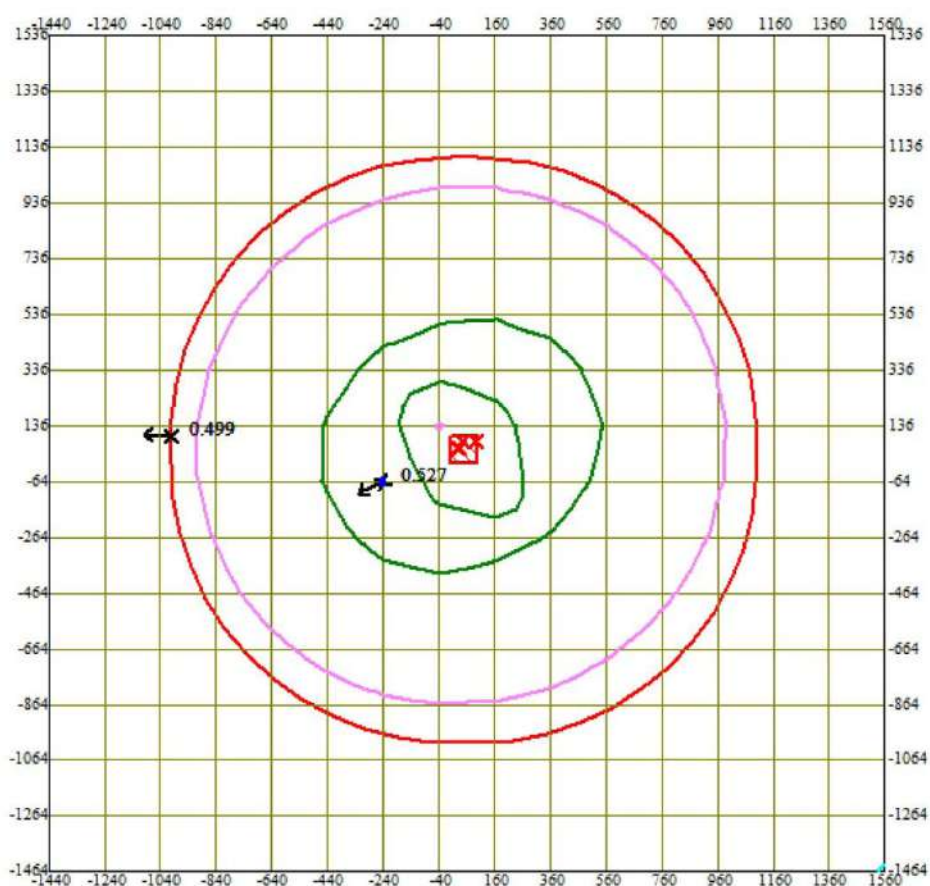
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.7655933 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 4.38 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.485 ПДК
 — 0.501 ПДК
 — 0.517 ПДК
 — 0.526 ПДК

Условные обозначения:

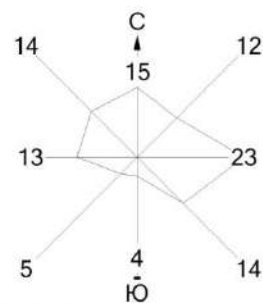
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.5265846 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.56 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



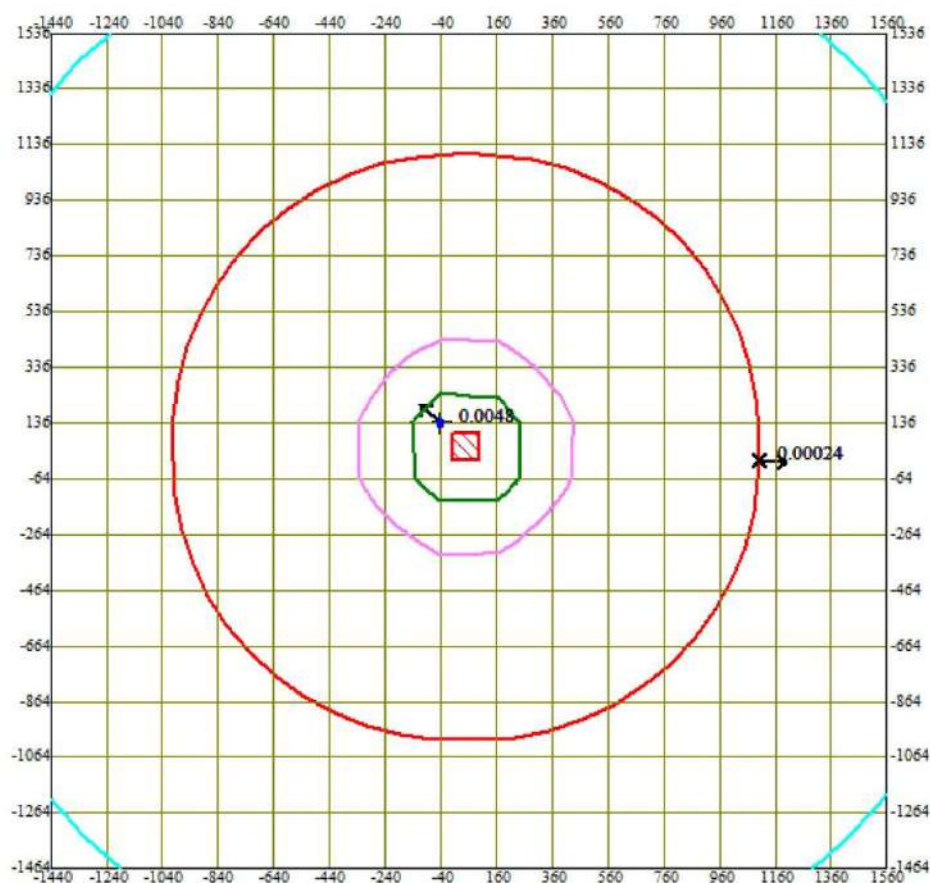
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 : Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)



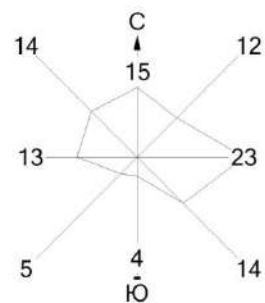
0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00083 ПДК
 — 0.0019 ПДК
 — 0.0037 ПДК
 — 0.0047 ПДК

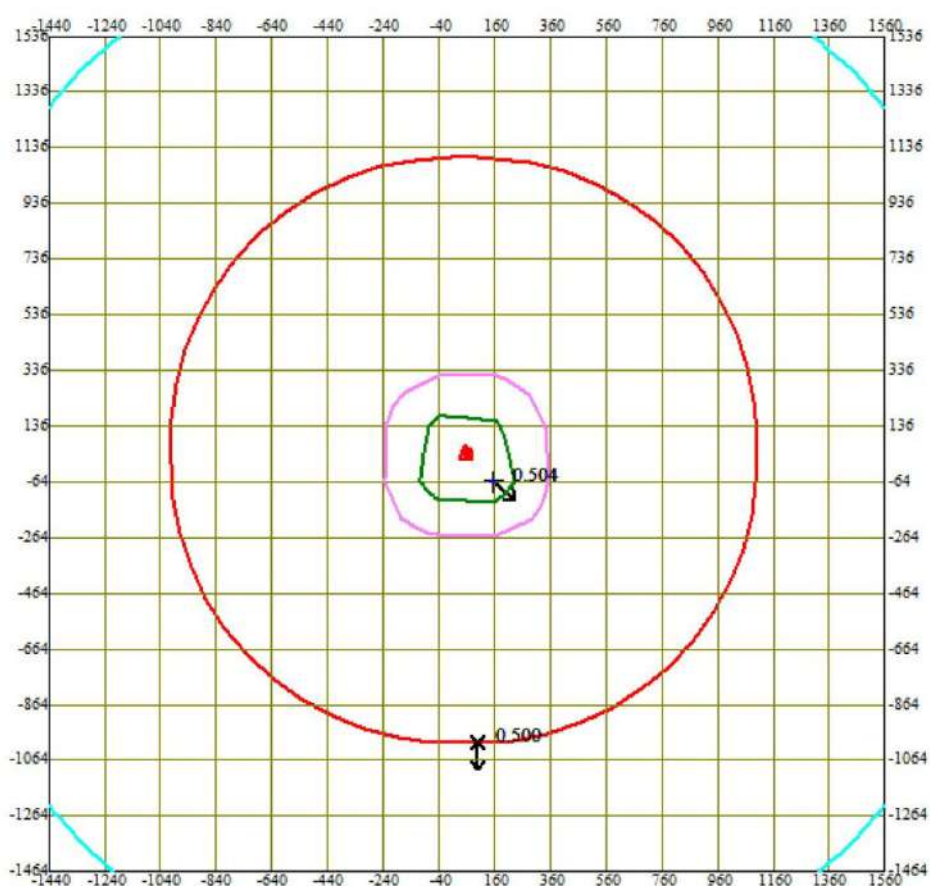
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0047551 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

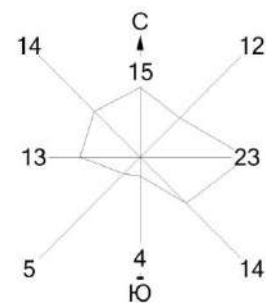
Изолинии в долях ПДК
 — 0.500 ПДК
 — 0.502 ПДК
 — 0.503 ПДК
 — 0.504 ПДК

Условные обозначения:

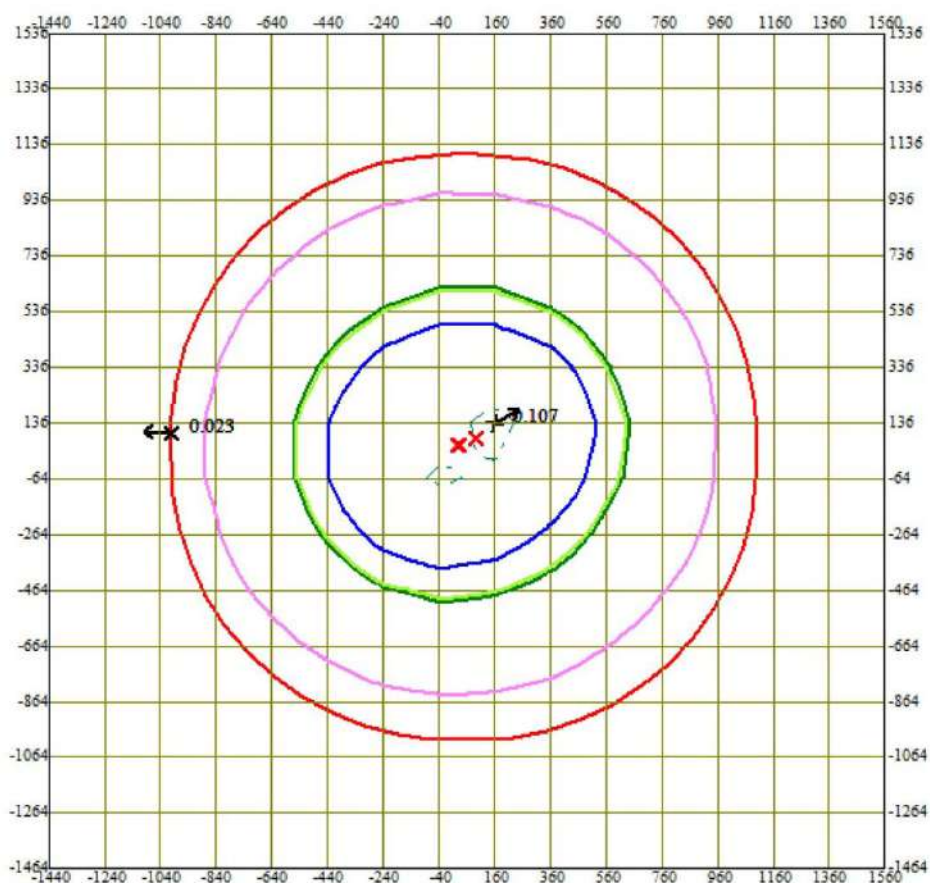
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.5041045 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=-64$
 При опасном направлении 312° и опасной скорости ветра 1.64 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

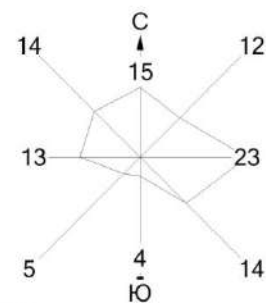
- 0.027 ПДК
- 0.049 ПДК
- 0.050 ПДК
- 0.062 ПДК
- 0.100 ПДК

Условные обозначения:

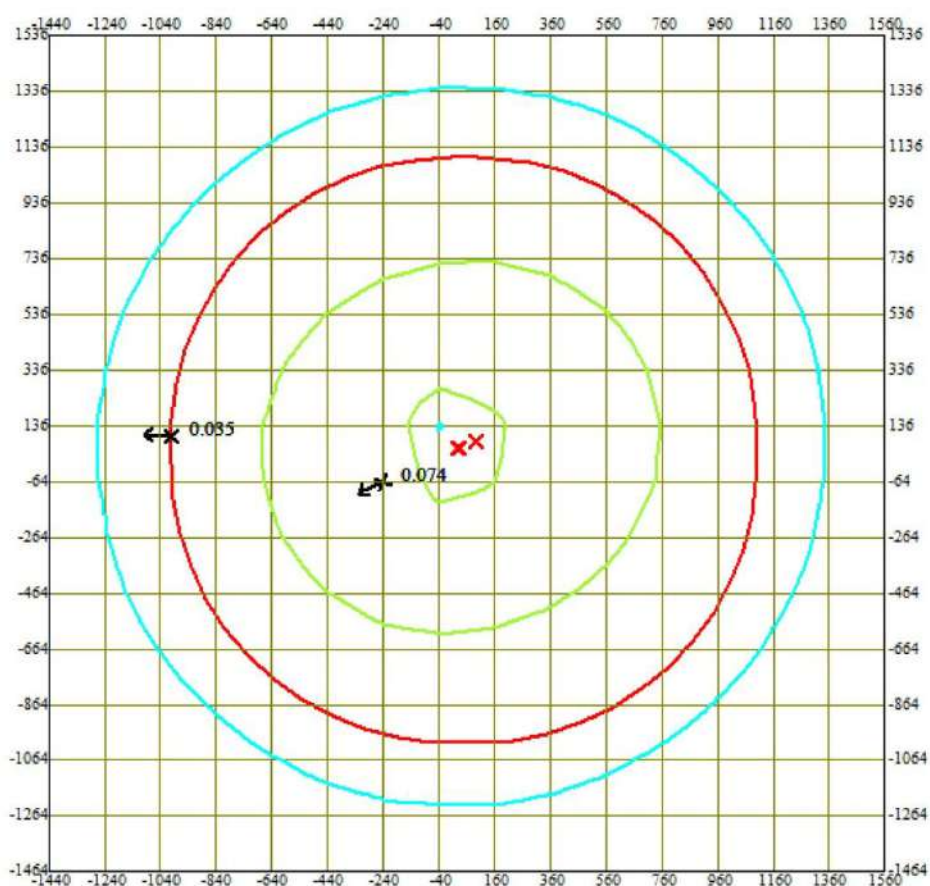
- Сан. зона, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1073998 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=136$
 При опасном направлении 239° и опасной скорости ветра 3.67 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.027 ПДК
 — 0.050 ПДК

Условные обозначения:

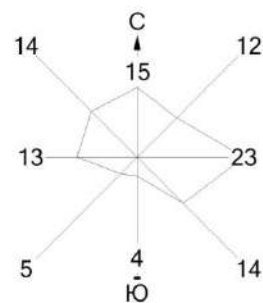
□ Сан. зона, группа N 01

× Максим. значение концентрации

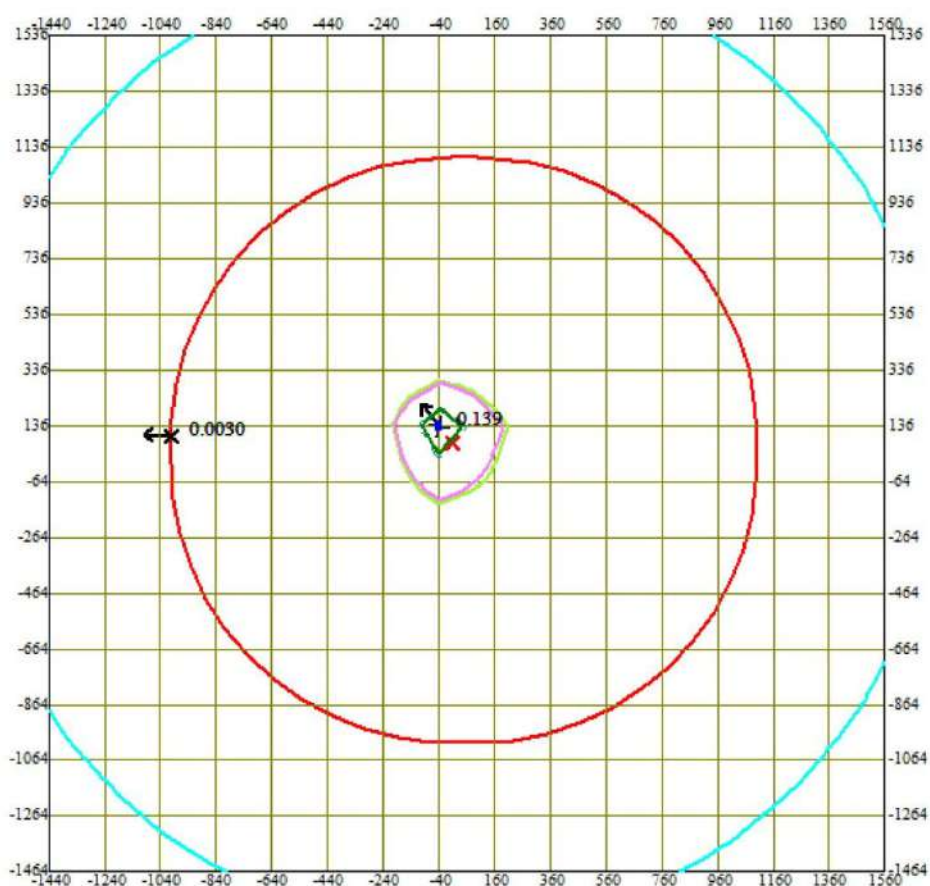
— Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0739762 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 66° и опасной скорости ветра 3.78 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

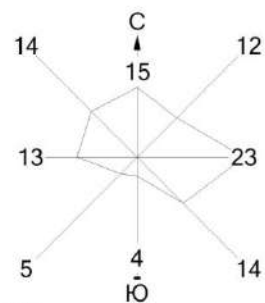
— 0.0014 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.054 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.107 ПДК
 — 0.138 ПДК

Условные обозначения:

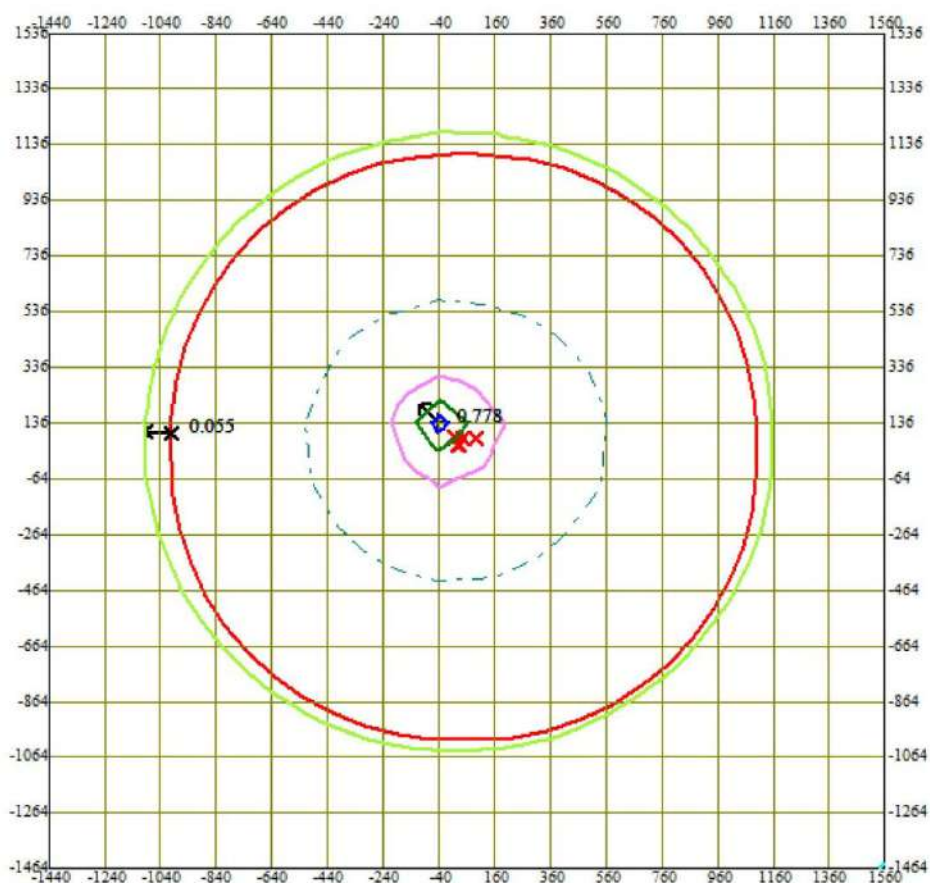
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1386611 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.41 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

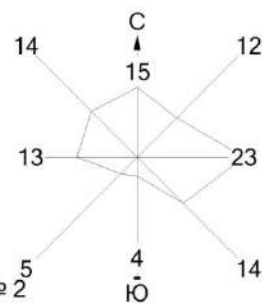
— 0.021 ПДК
 — 0.050 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.282 ПДК
 — 0.543 ПДК
 — 0.700 ПДК

Условные обозначения:

□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

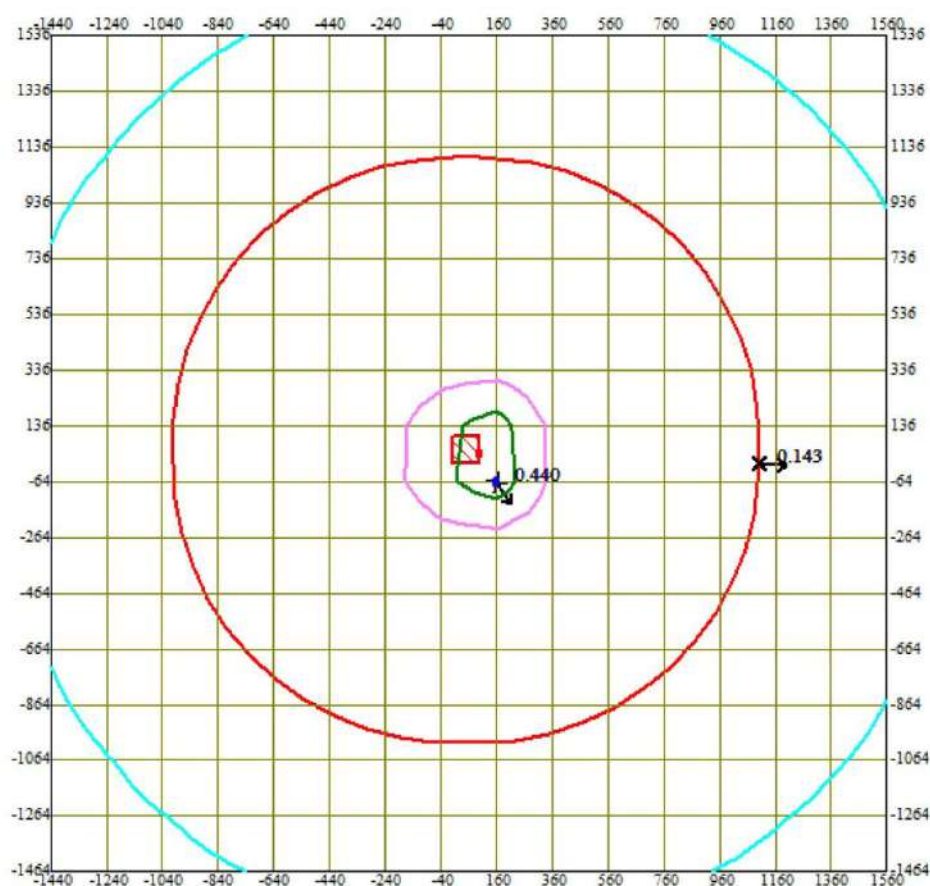
Макс концентрация 0.7779366 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 4.15 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

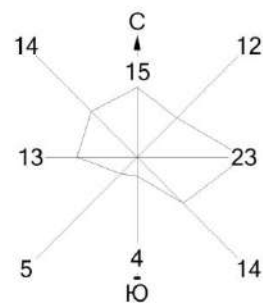
Изолинии в долях ПДК
 — 0.140 ПДК
 — 0.255 ПДК
 — 0.370 ПДК
 — 0.439 ПДК

Условные обозначения:

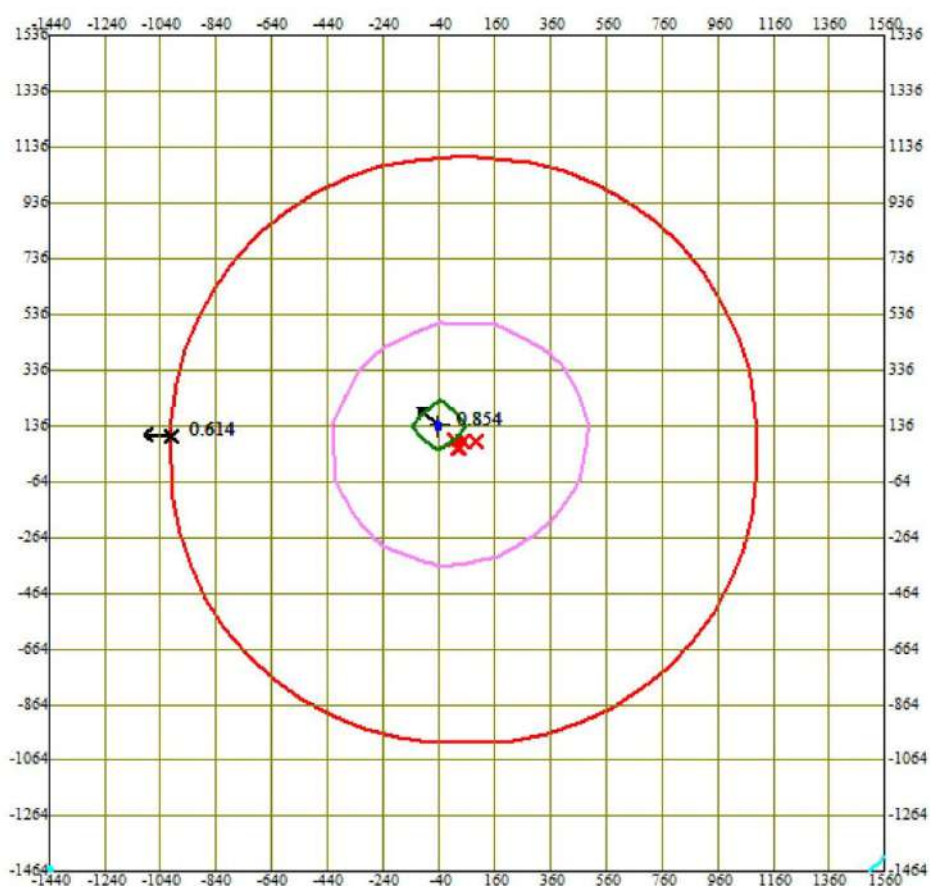
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4396642 ПДК достигается в точке $x = 160$ $y = -64$
 При опасном направлении 326° и опасной скорости ветра 8.93 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __30 0330+0333



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

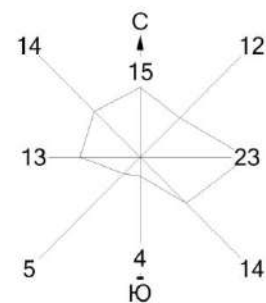
Изолинии в долях ПДК
 — 0.574 ПДК
 — 0.681 ПДК
 — 0.789 ПДК
 — 0.853 ПДК

Условные обозначения:

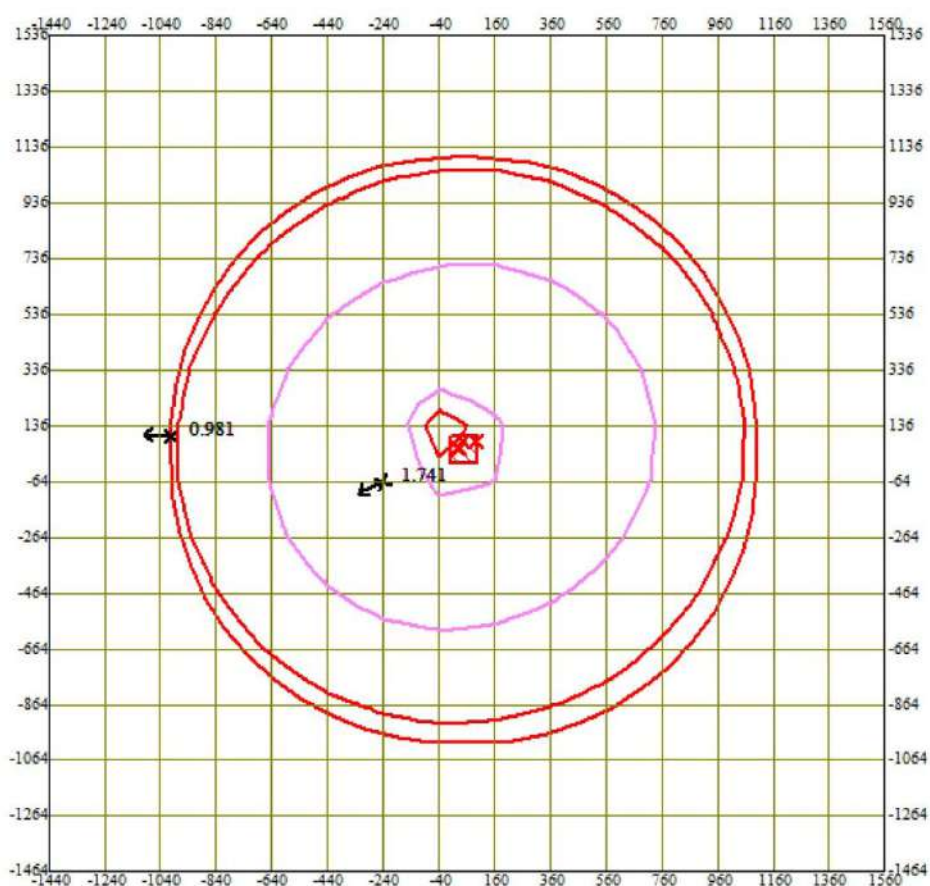
□ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.8536777 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 3.1 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __31 0301+0330



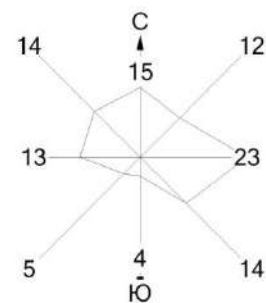
0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 1.0 ПДК
 — 1.281 ПДК

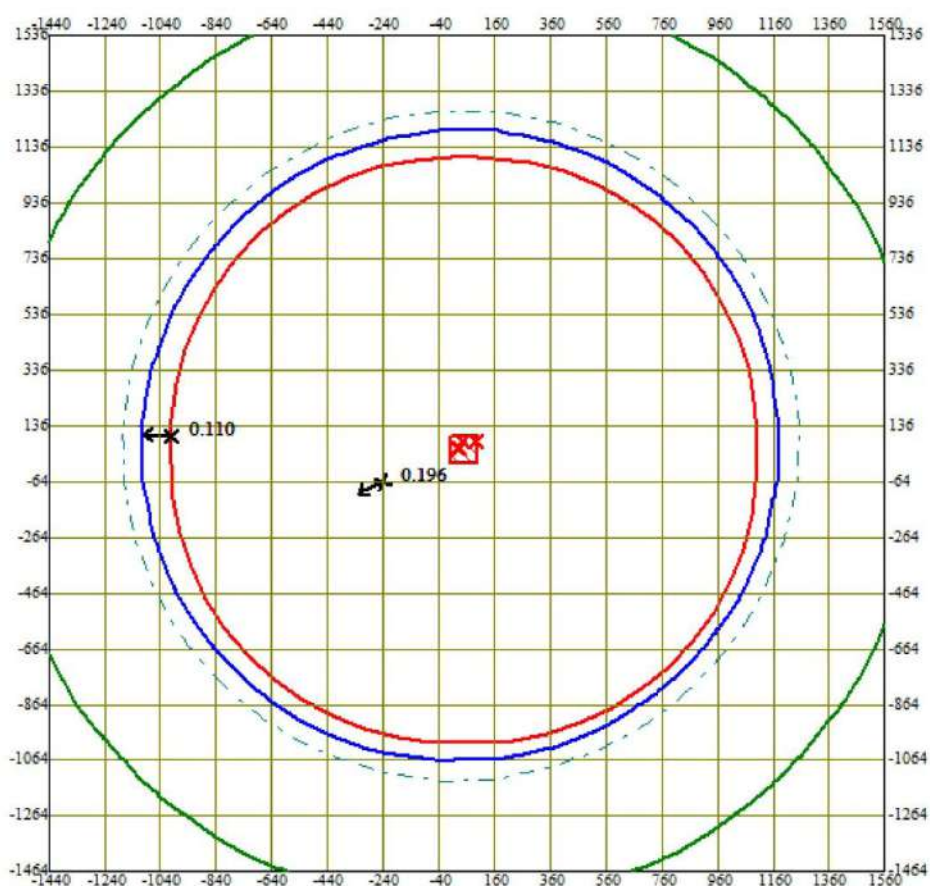
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 1.7411118 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.68 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __35 0330+0342



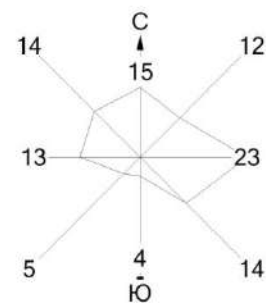
0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.082 ПДК
 — 0.100 ПДК
 — 0.104 ПДК

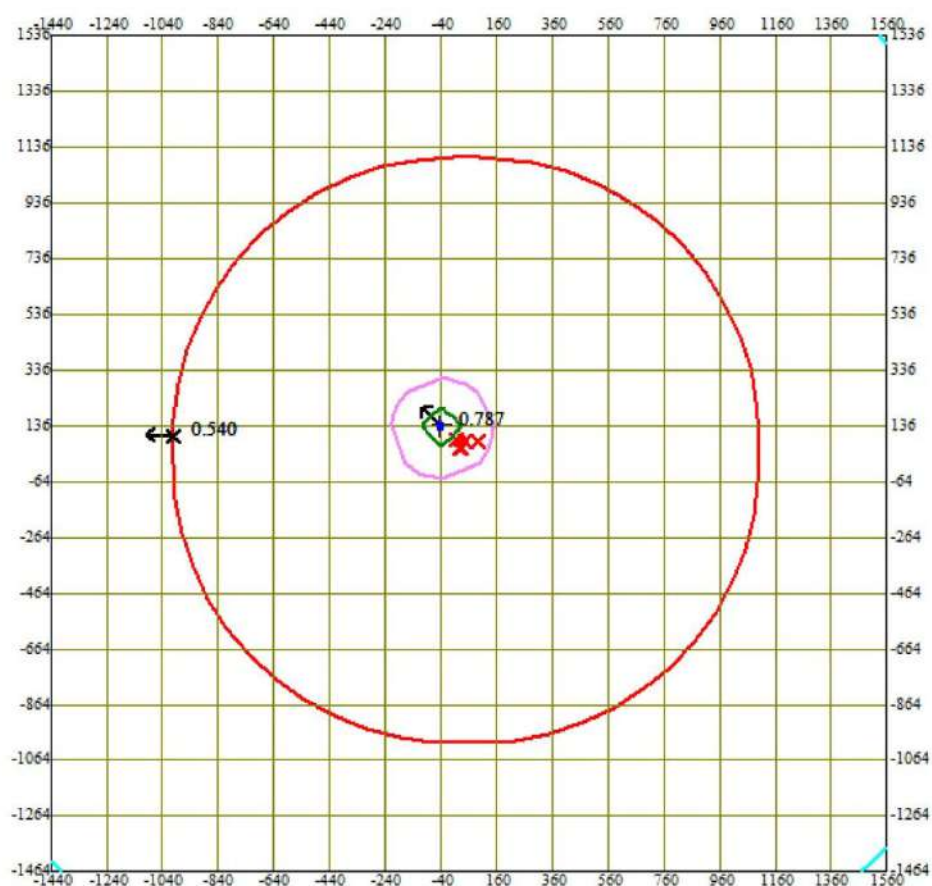
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.1961968 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 65° и опасной скорости ветра 3.46 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __39 0333+1325



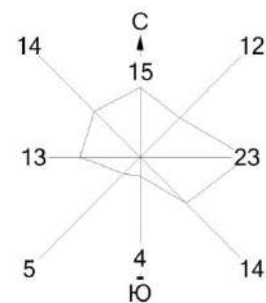
0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.516 ПДК
 — 0.620 ПДК
 — 0.724 ПДК
 — 0.786 ПДК

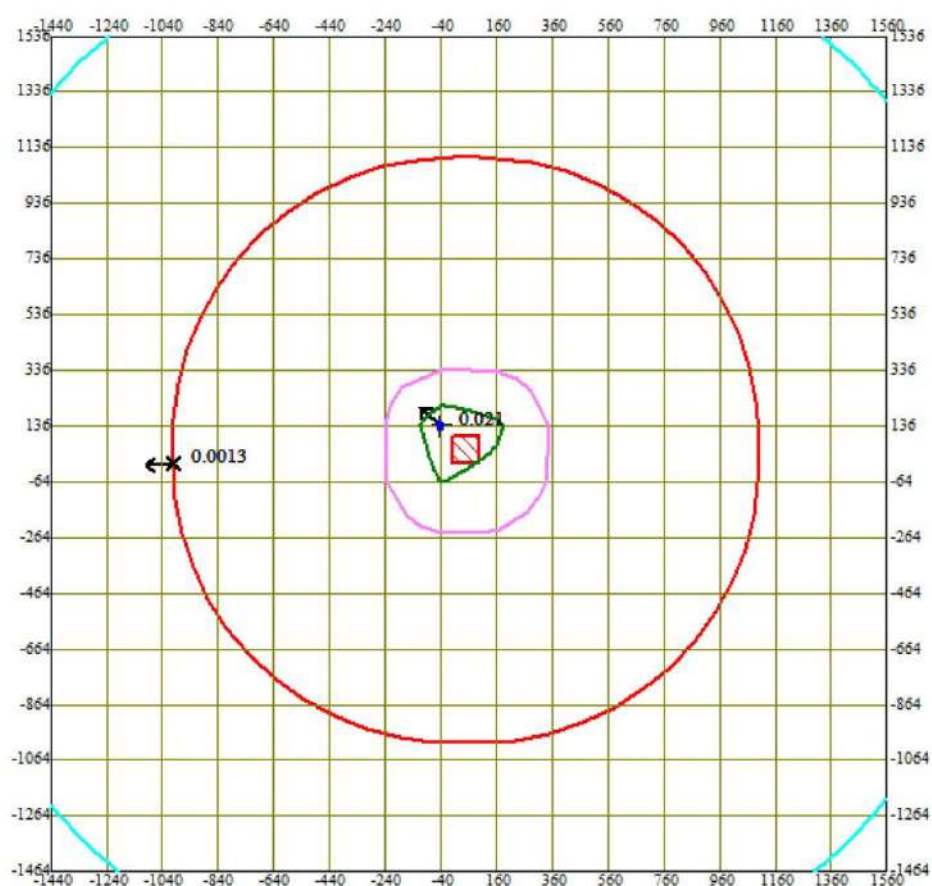
Условные обозначения:
 □ Сан. зона, группа N 01
 * Максим. значение концентрации
 — Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.7868712 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 135° и опасной скорости ветра 3.84 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ZJ-70 Вар.№ 2
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 __71 0342+0344



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК
 — 0.00044 ПДК
 — 0.0082 ПДК
 — 0.016 ПДК
 — 0.021 ПДК

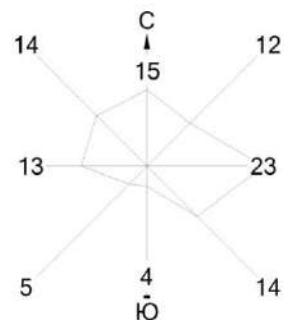
Условные обозначения:
 Сан. зона, группа N 01
 Максим. значение концентрации
 Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.0207632 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16

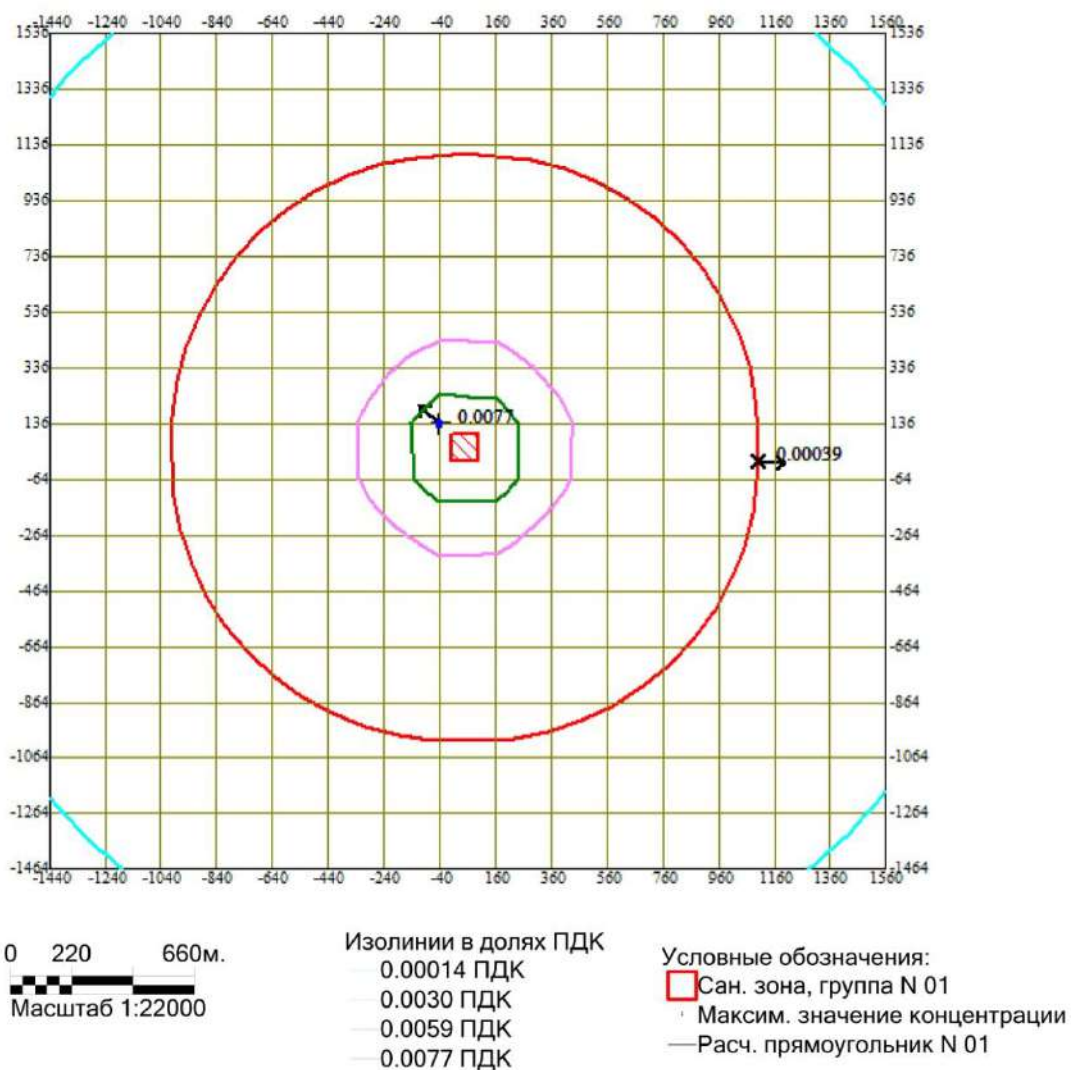


ПРИЛОЖЕНИЕ 8
РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРЕ ПРИ ИСПЫТАНИИ (ОСВОЕНИИ) СКВАЖИНЫ
(БУРОВАЯ УСТАНОВКА XJ-550)



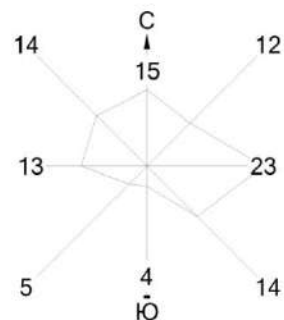


Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0123 Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)

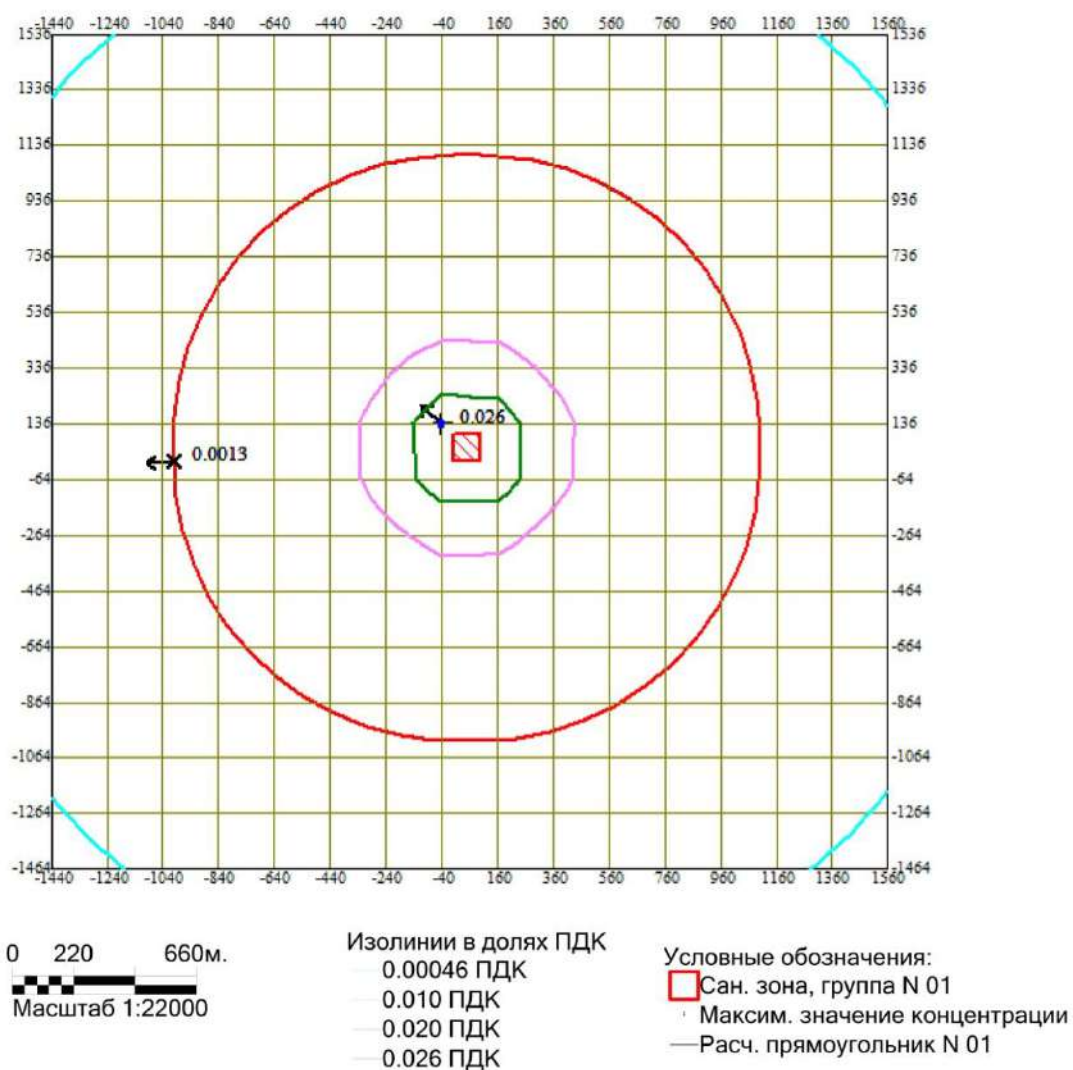


Макс концентрация 0.0076695 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16



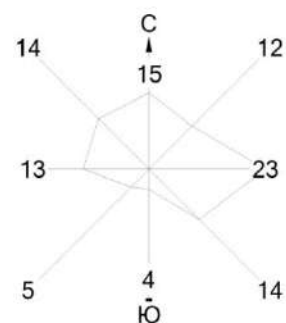


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0143 Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)

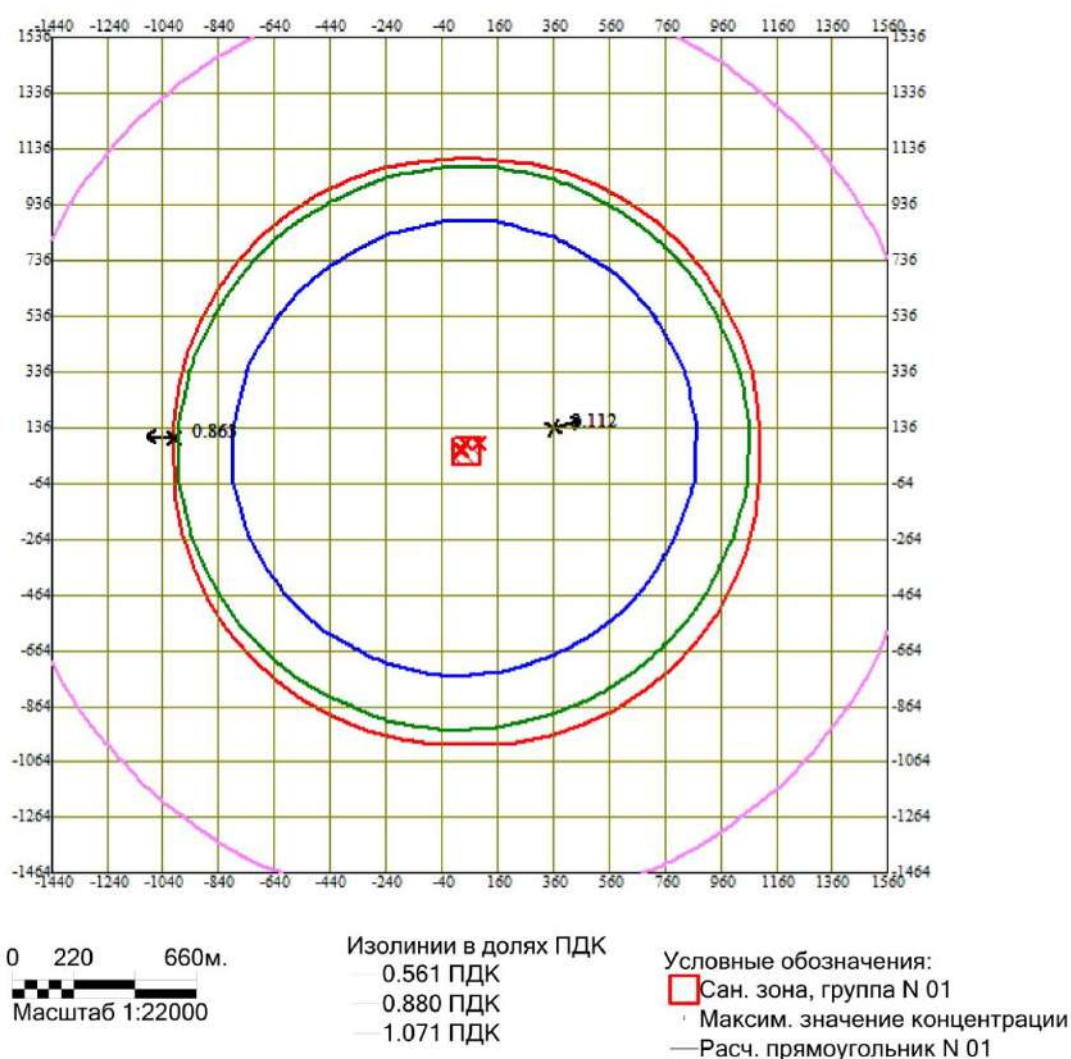


Макс концентрация 0.0260764 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



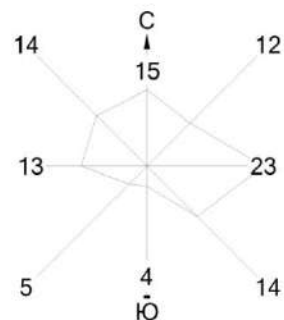


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)

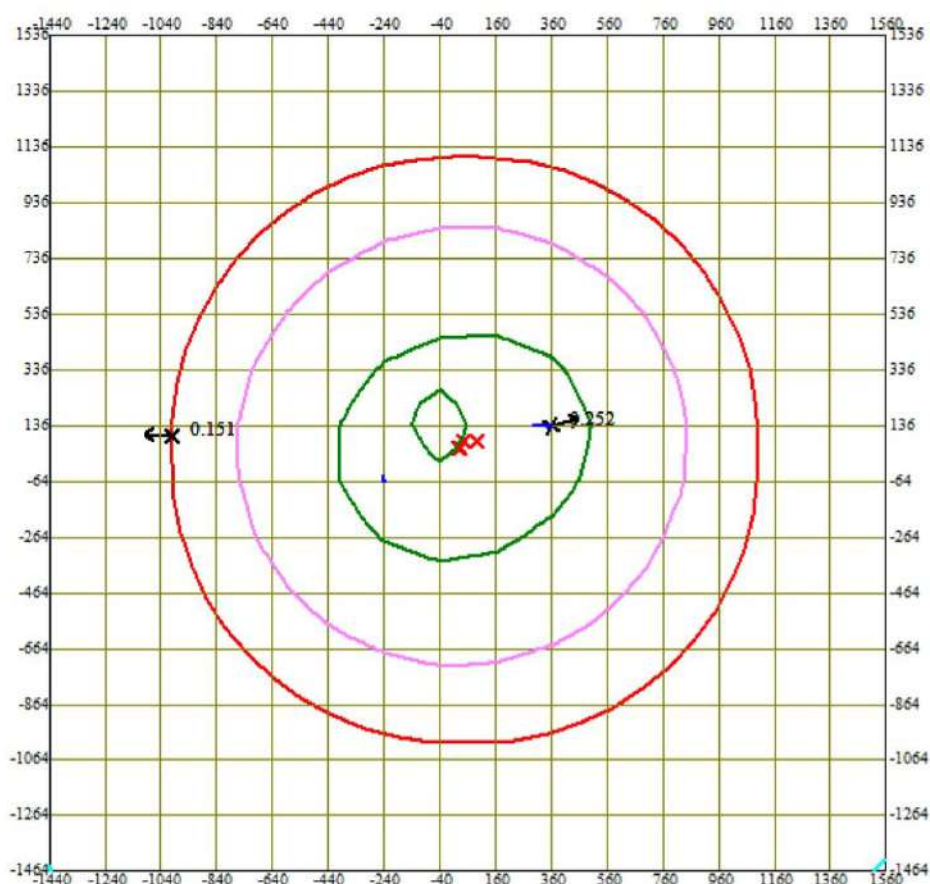


Макс концентрация 2.1119583 ПДК достигается в точке $x = 360$ $y = 136$
 При опасном направлении 257° и опасной скорости ветра 3.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

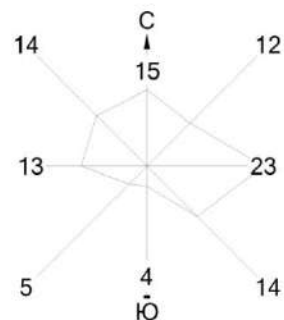
- 0.119 ПДК
- 0.170 ПДК
- 0.221 ПДК
- 0.252 ПДК

Условные обозначения:

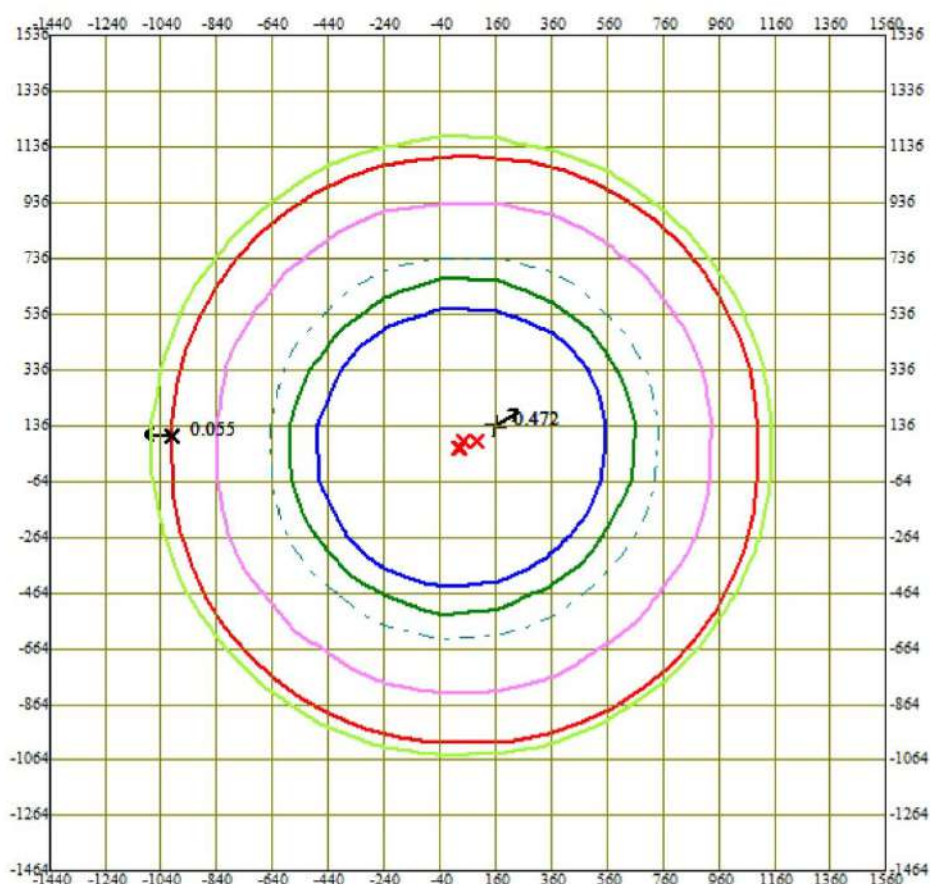
- Сан. зона, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.2519702 ПДК достигается в точке $x = 360$ $y = 136$
 При опасном направлении 257° и опасной скорости ветра 3.26 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



0 220 660м.
 Масштаб 1:22000

Изолинии в долях ПДК

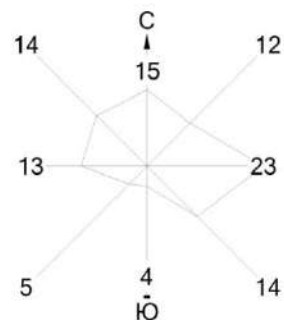
- 0.050 ПДК
- 0.069 ПДК
- 0.100 ПДК
- 0.123 ПДК
- 0.156 ПДК

Условные обозначения:

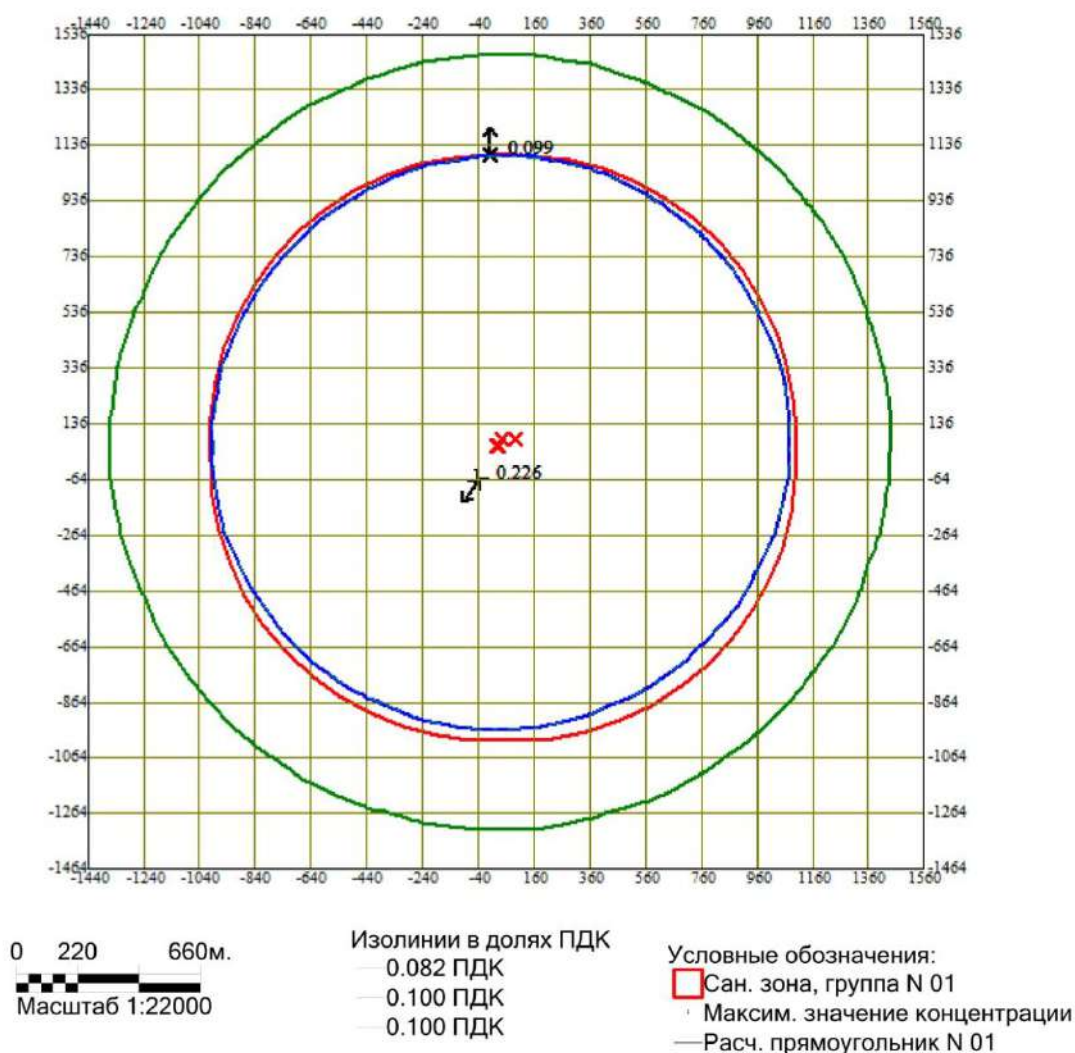
- Сан. зона, группа N 01
- Максим. значение концентрации
- Расч. прямоугольник N 01

Макс концентрация 0.4723609 ПДК достигается в точке $x = 160$ $y = 136$
 При опасном направлении 238° и опасной скорости ветра 2.86 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



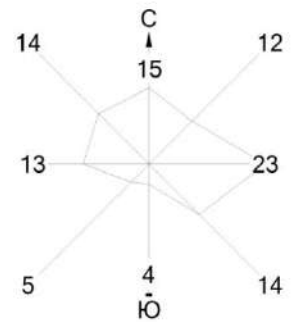


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

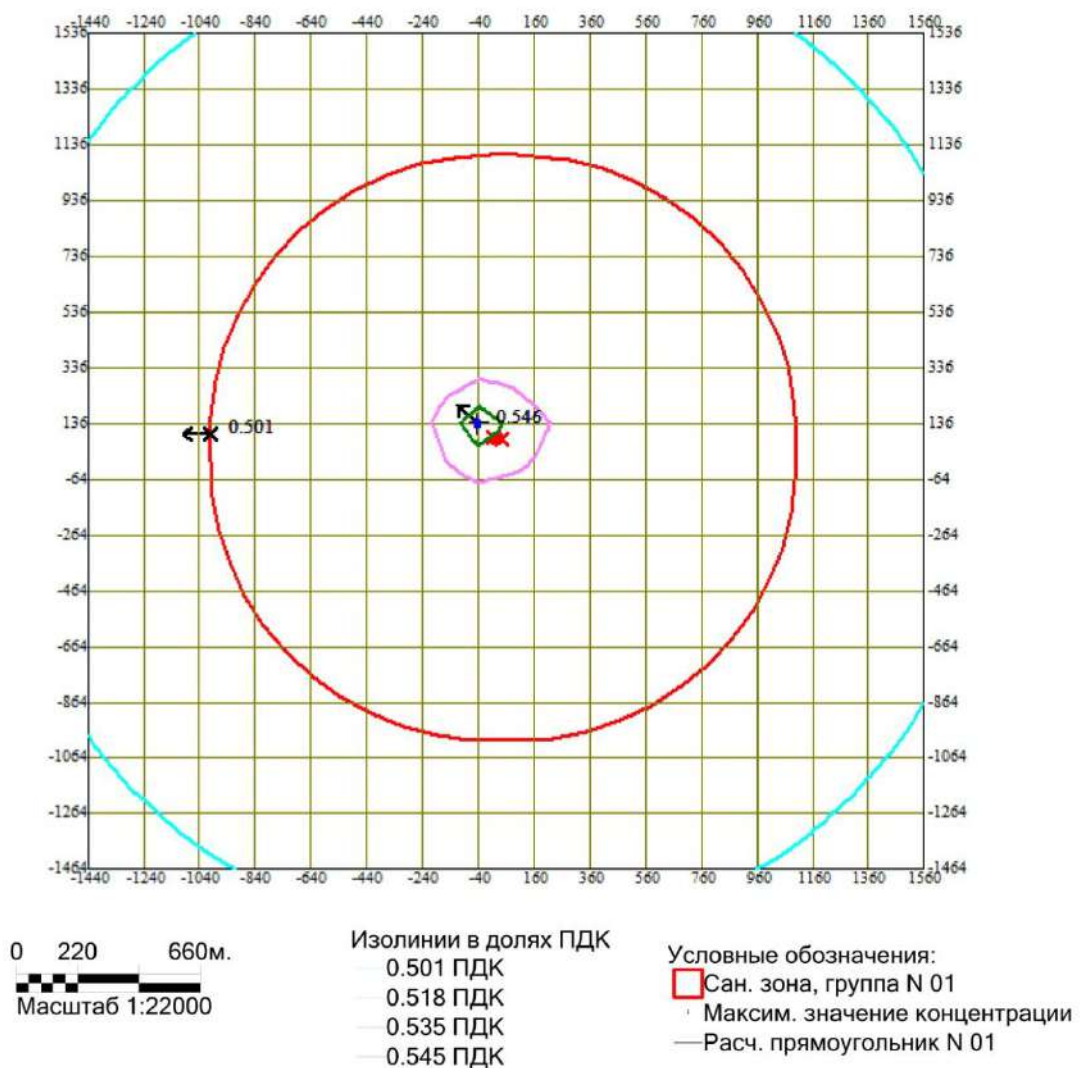


Макс концентрация 0.2257294 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = -64$
 При опасном направлении 31° и опасной скорости ветра 2.3 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



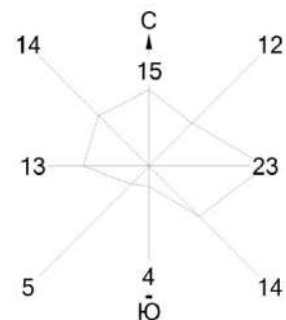


Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0333 Сероводород (Дигидросульфид) (518)

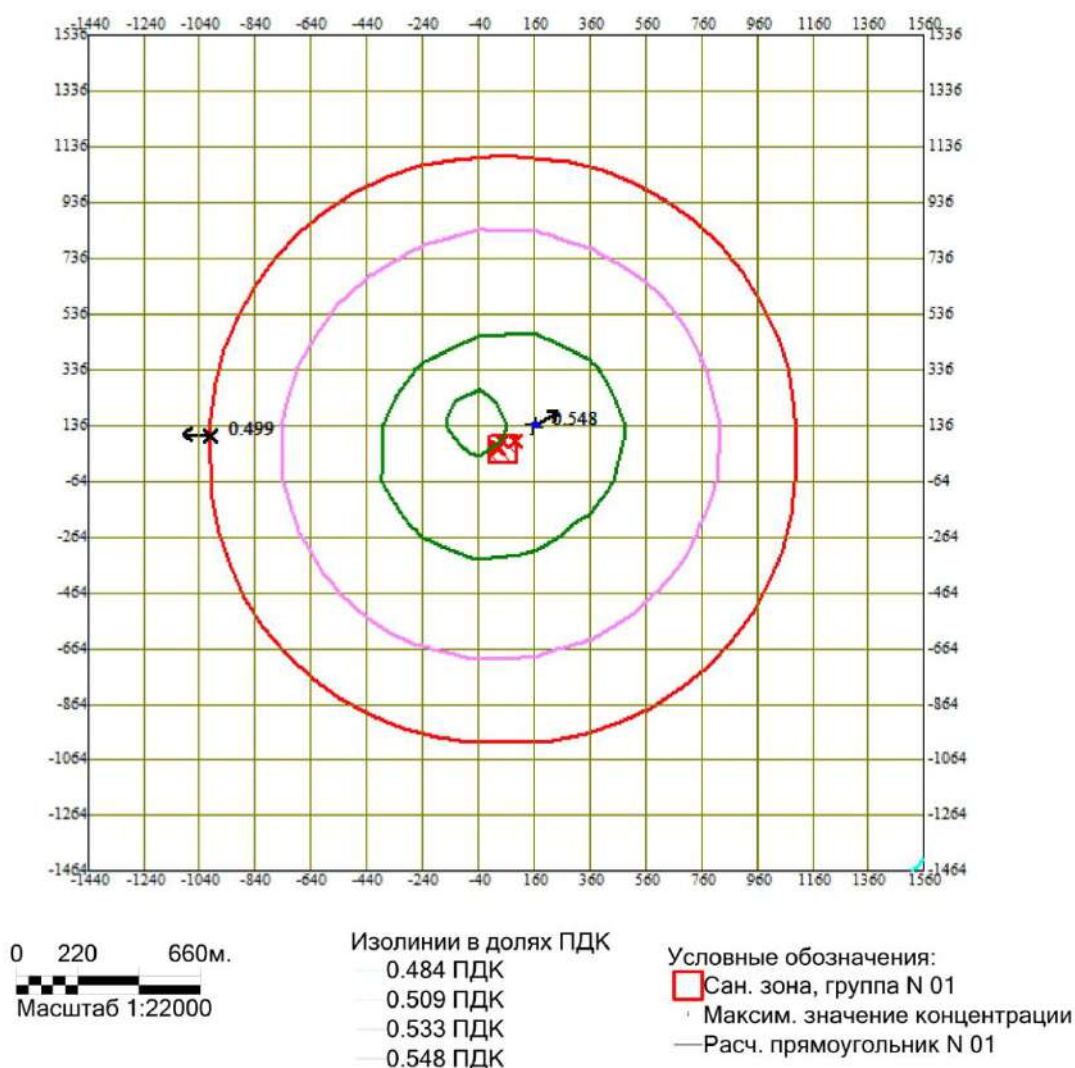


Макс концентрация 0.5455177 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 2.86 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



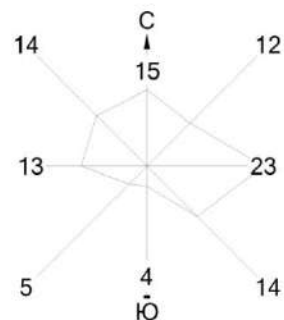


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0337 Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)

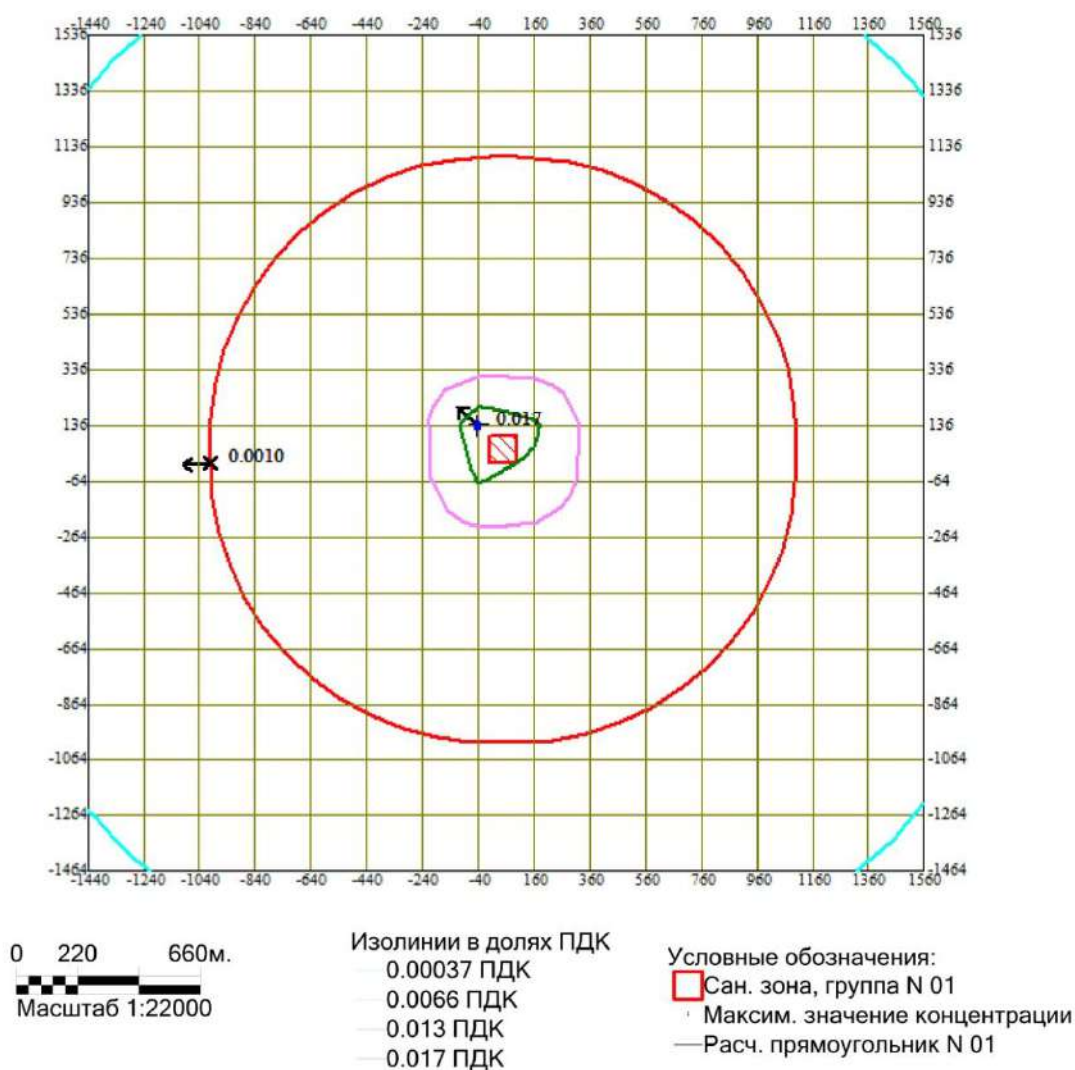


Макс концентрация 0.5480156 ПДК достигается в точке $x = 160$ $y = 136$
 При опасном направлении 240° и опасной скорости ветра 2.48 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



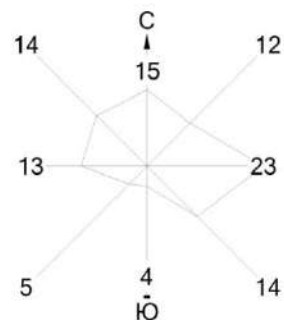


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0342 Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)



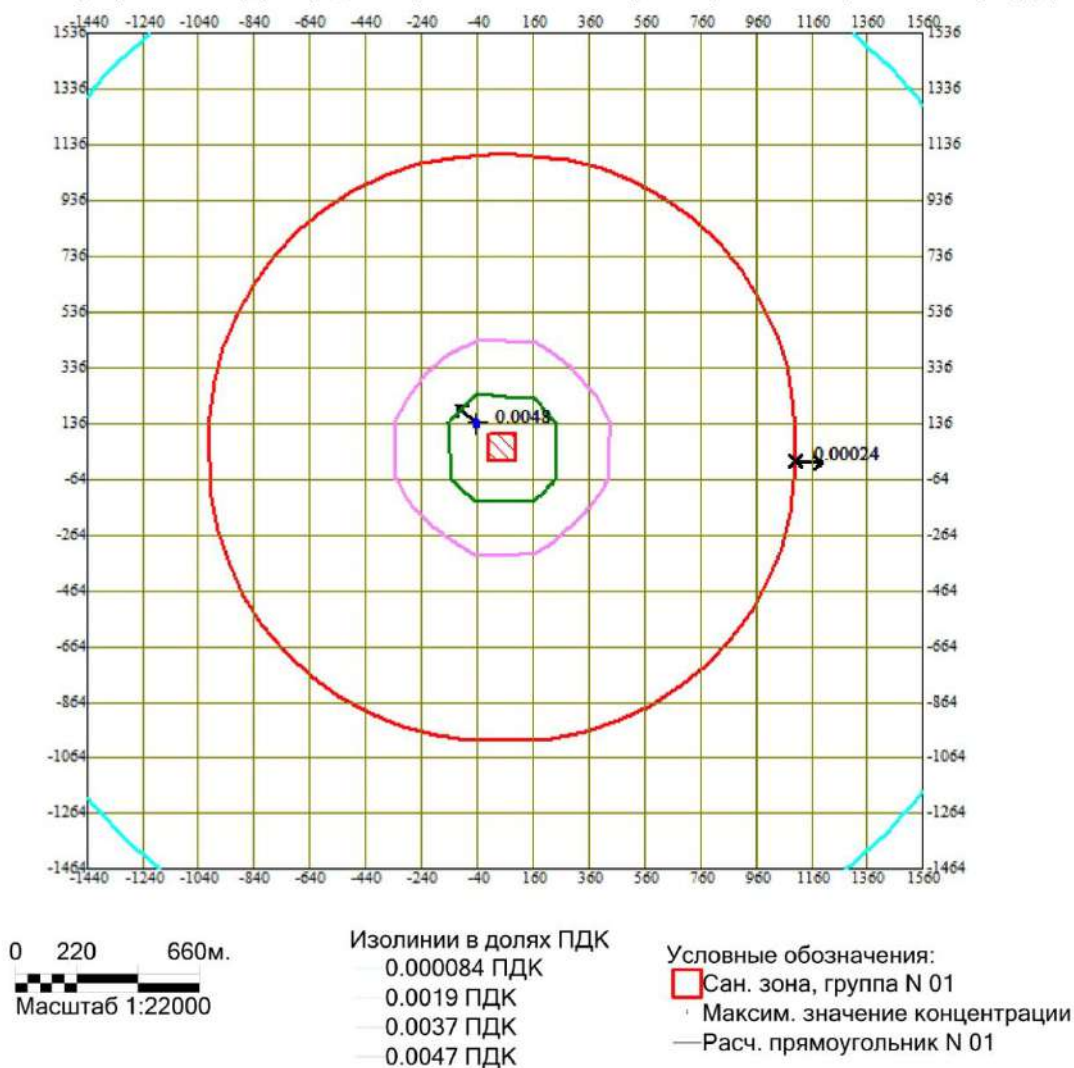
Макс концентрация 0.0166695 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 134° и опасной скорости ветра 0.72 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





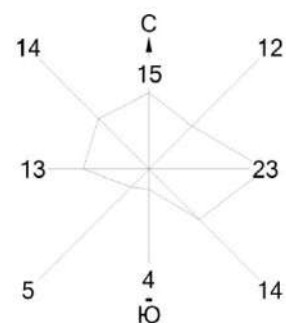
Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

0344 Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)

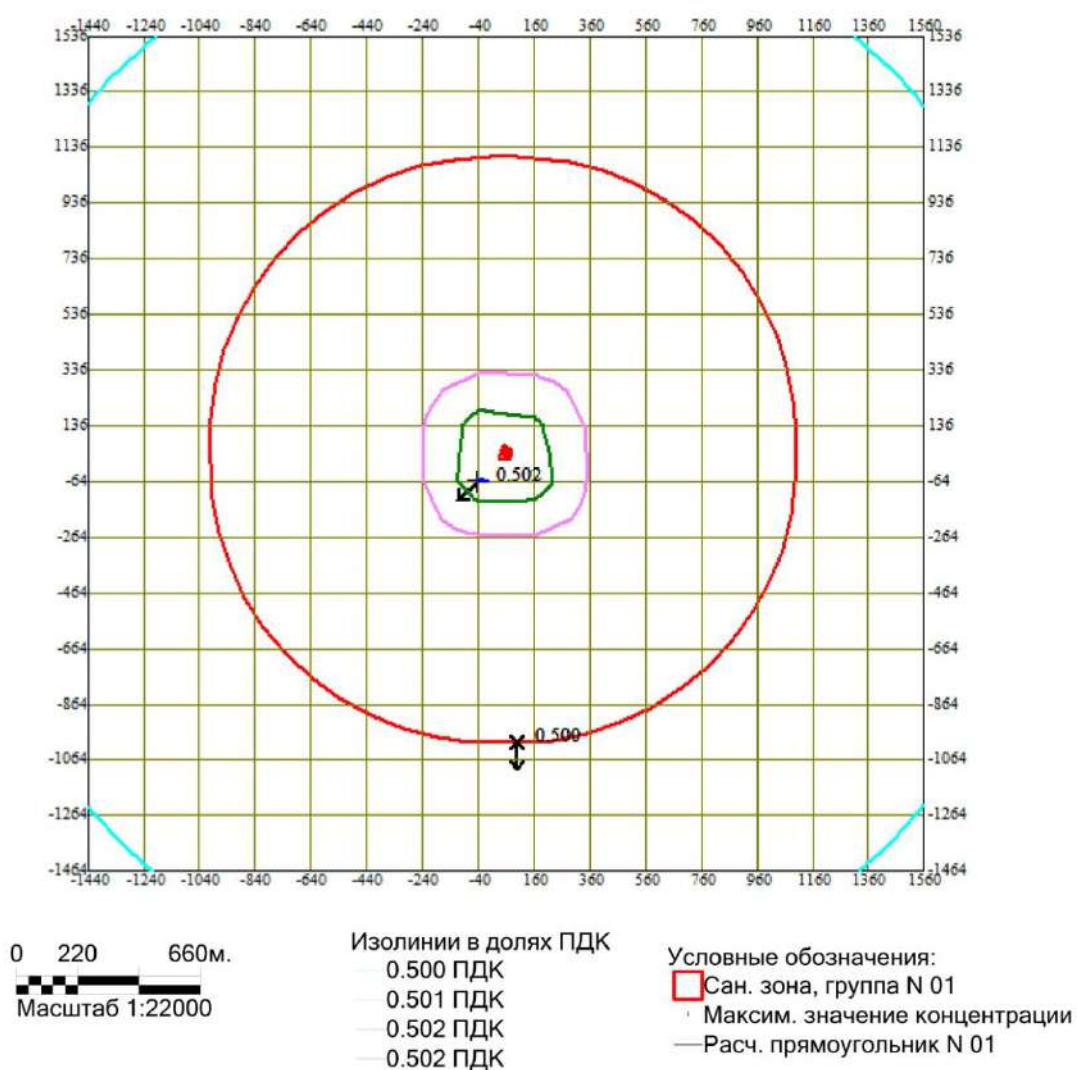


Макс концентрация 0.0047551 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16



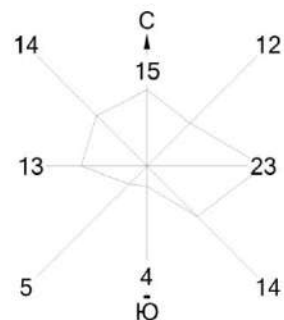


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)

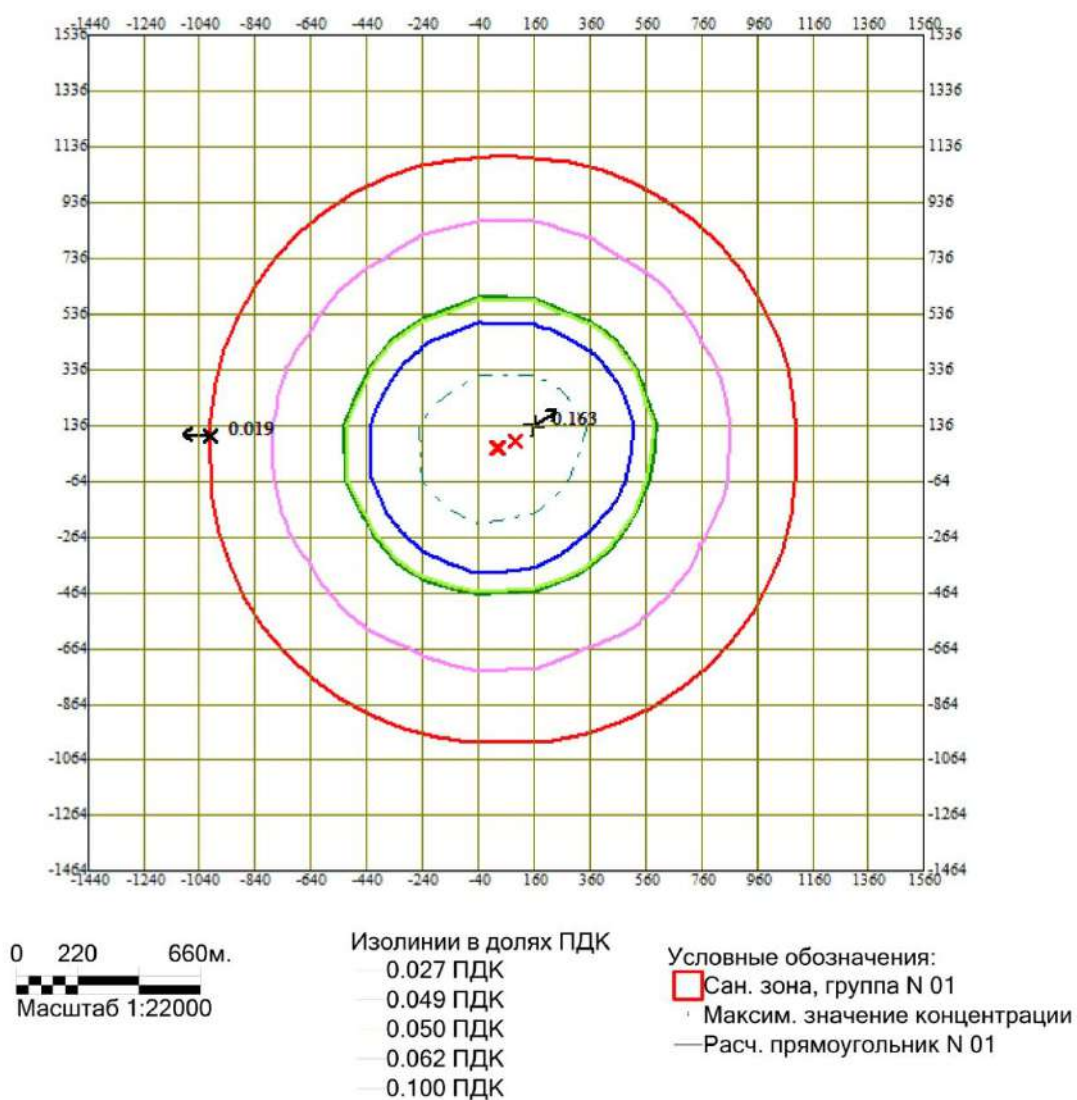


Макс концентрация 0.502381 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = -64$
 При опасном направлении 46° и опасной скорости ветра 1.38 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



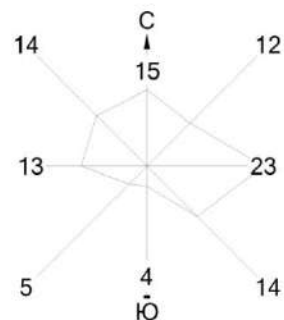


Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 0703 Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)

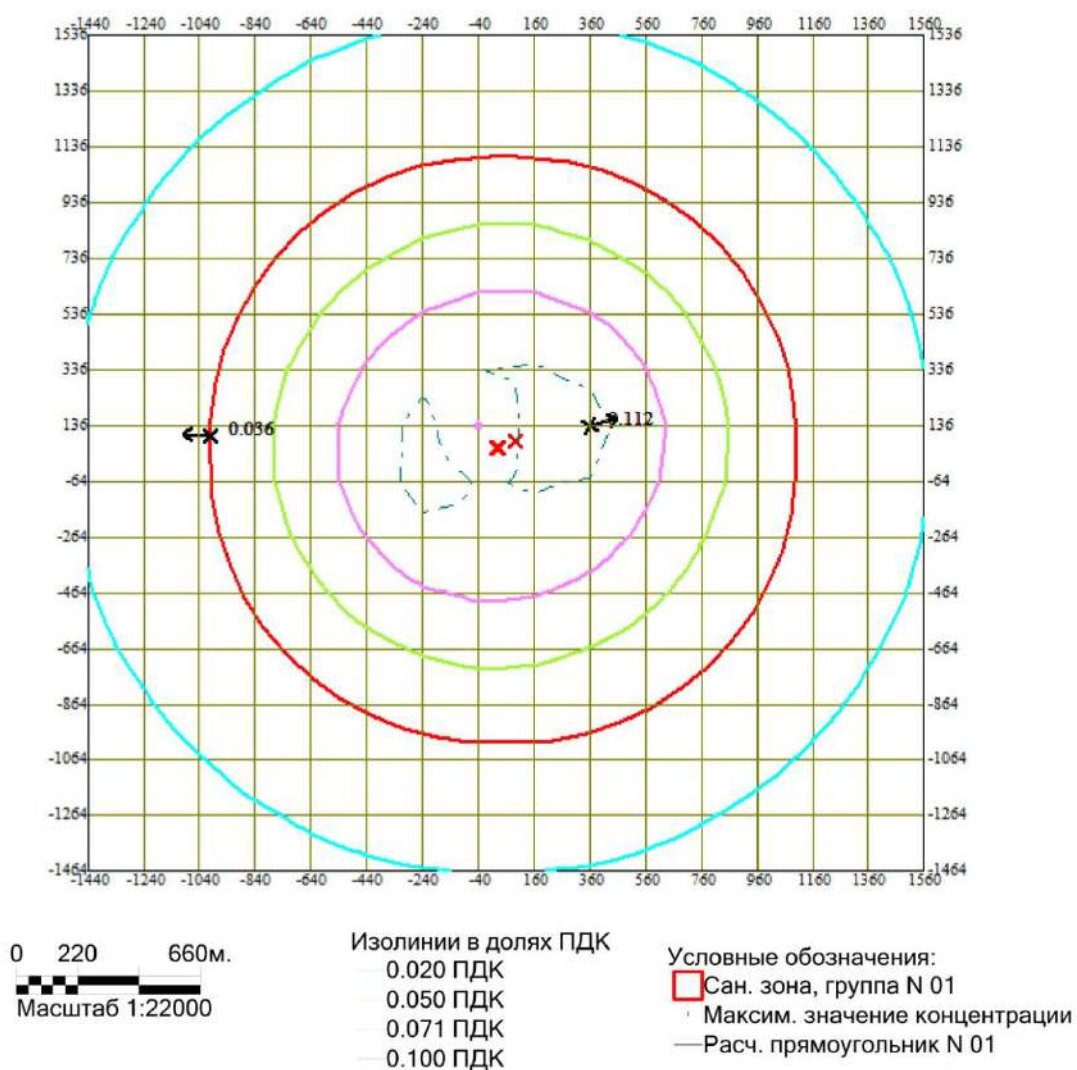


Макс концентрация 0.1628209 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=136$
 При опасном направлении 238° и опасной скорости ветра 2.91 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



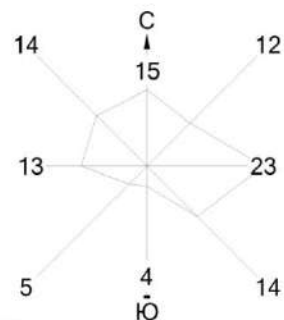


Город : 195 Северный Кариман. Сква103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 1325 Формальдегид (Метаналь) (609)

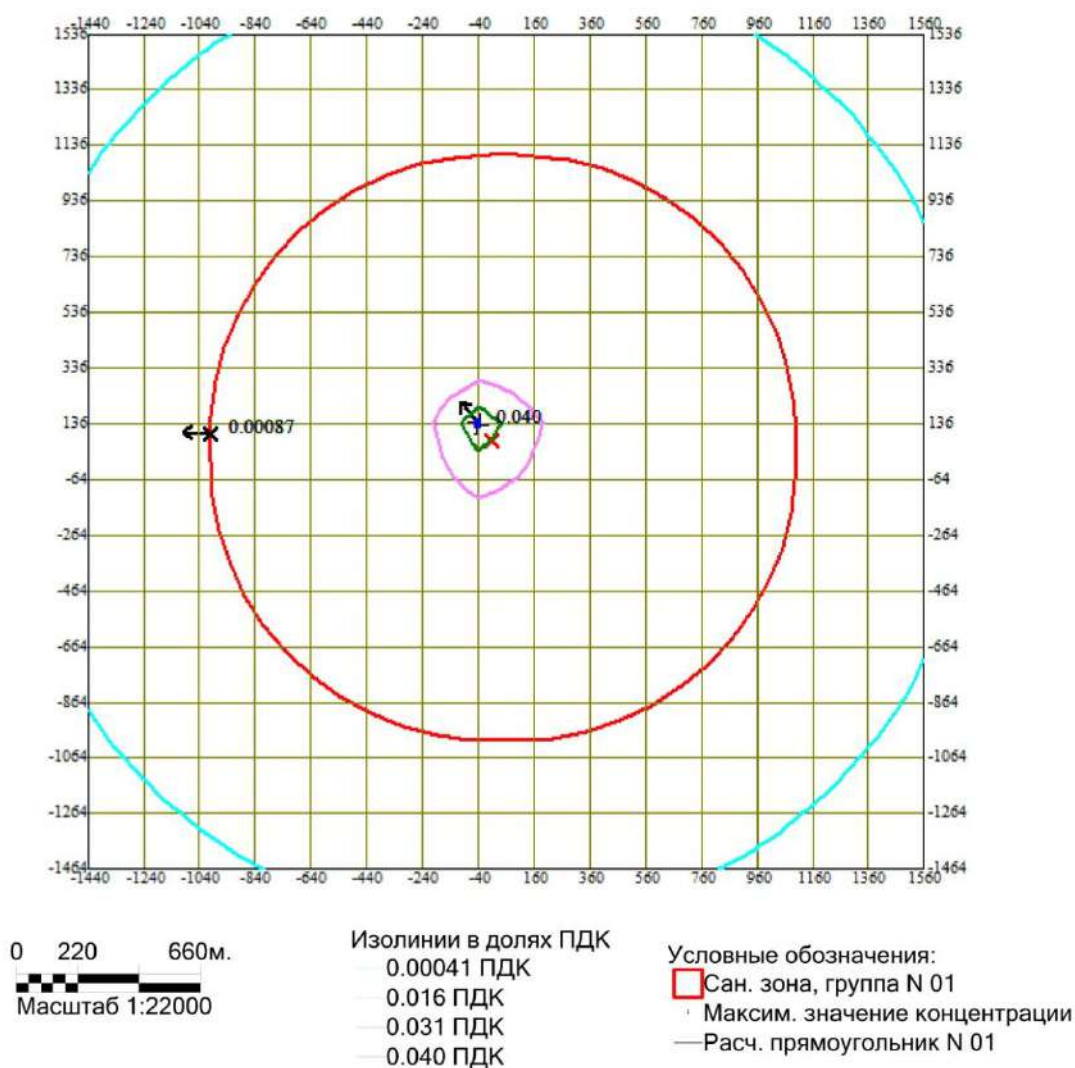


Макс концентрация 0.1118008 ПДК достигается в точке $x = 360$ $y = 136$
 При опасном направлении 257° и опасной скорости ветра 3.3 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



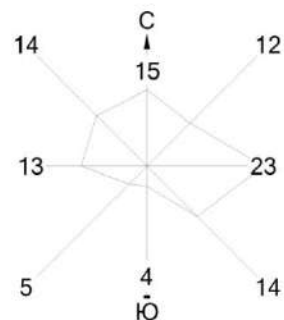


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2735 Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)

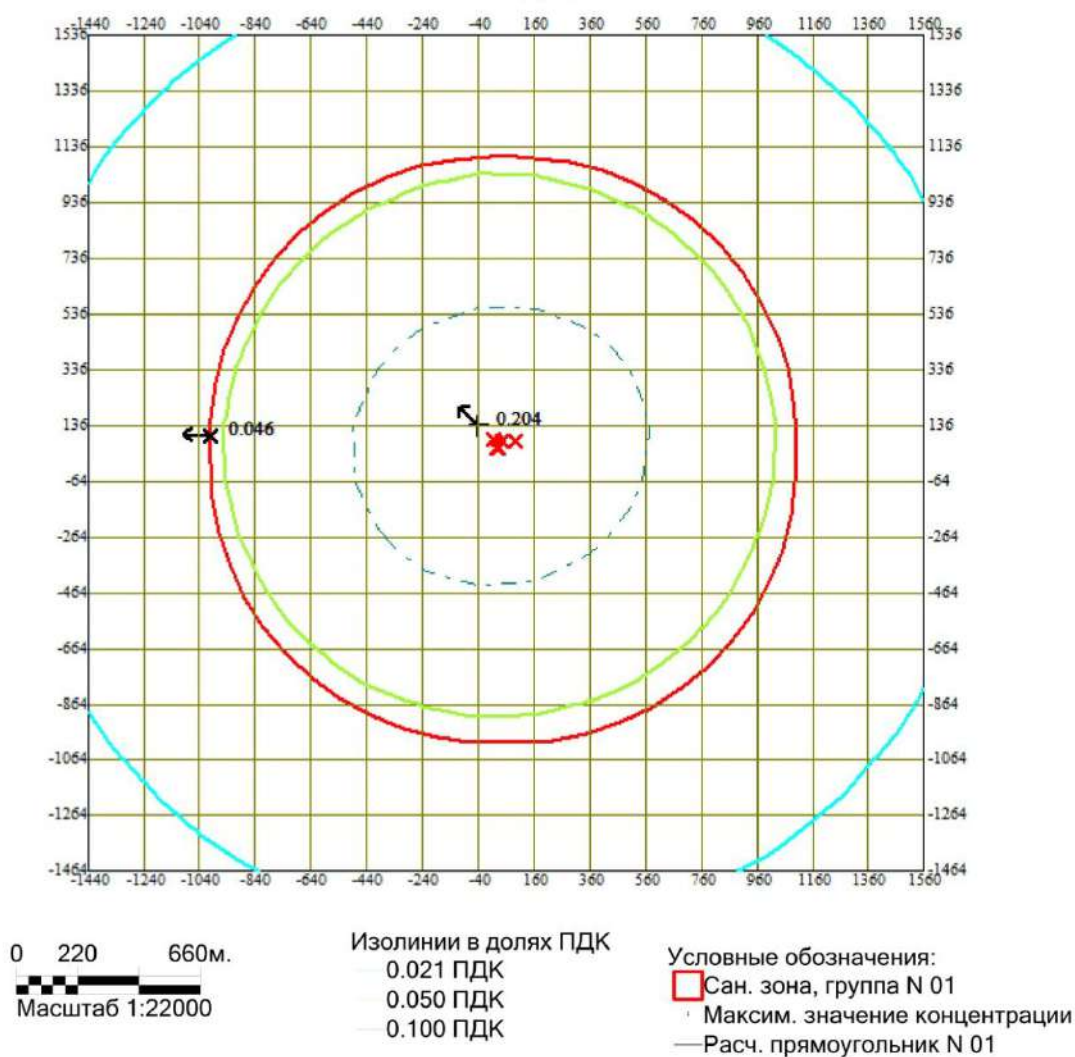


Макс концентрация 0.0400745 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 142° и опасной скорости ветра 6.51 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



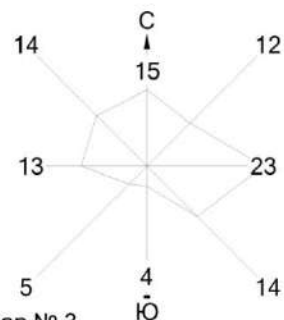


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 2754 Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)



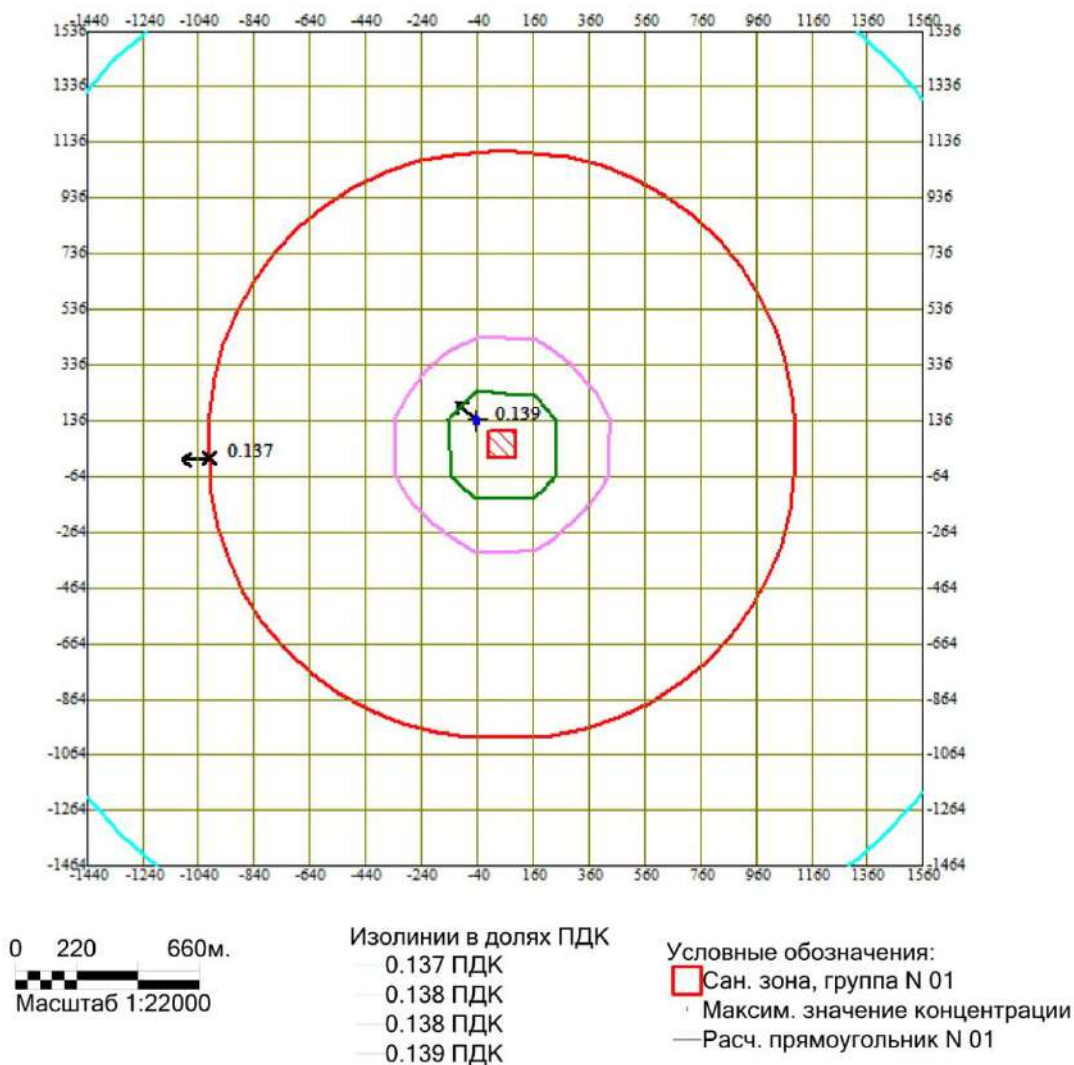
Макс концентрация 0.2042007 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 136° и опасной скорости ветра 2.54 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16





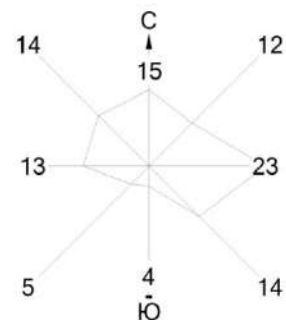
Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка ХJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)

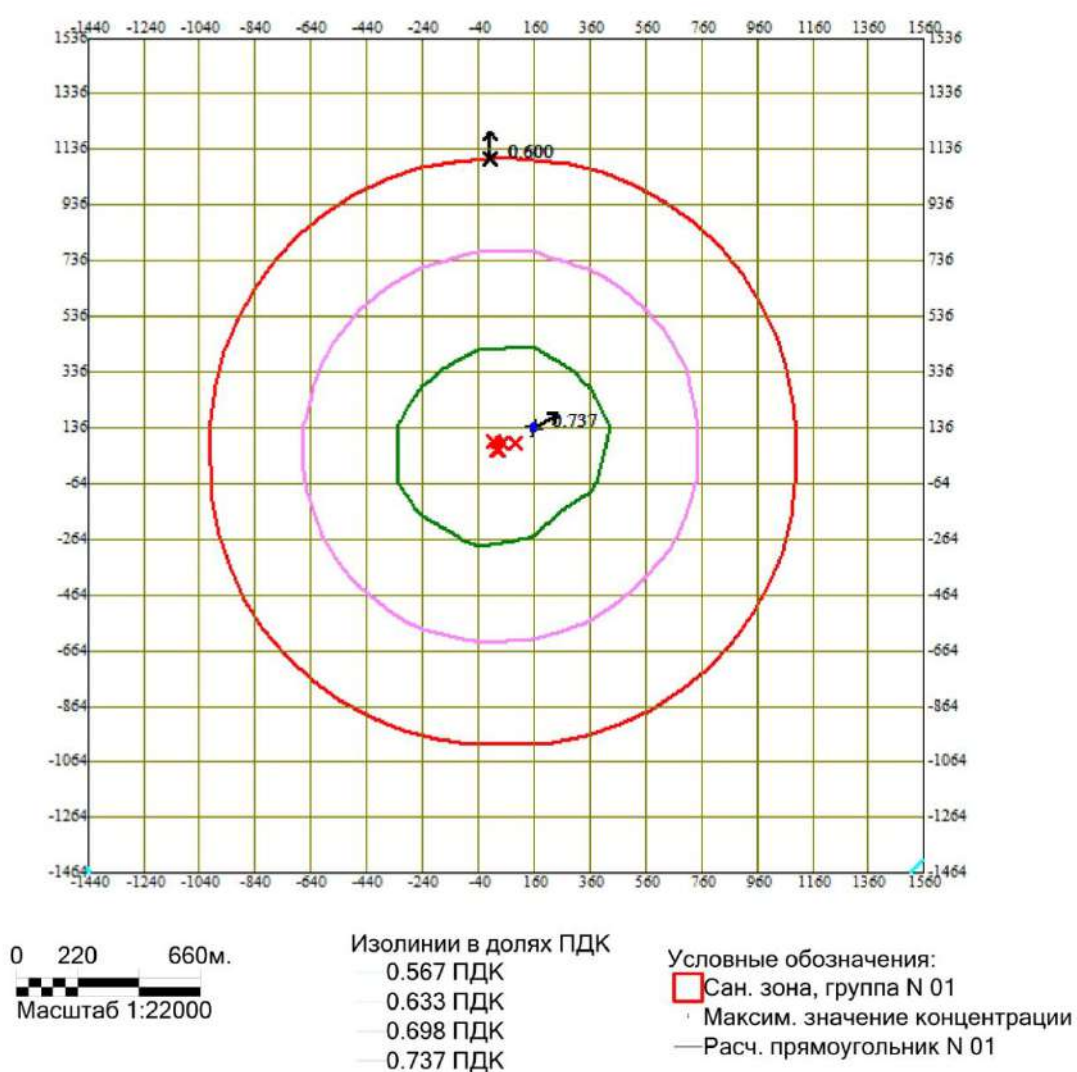


Макс концентрация 0.1386627 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 8.37 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16



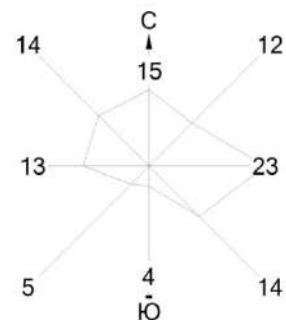


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _30 0330+0333

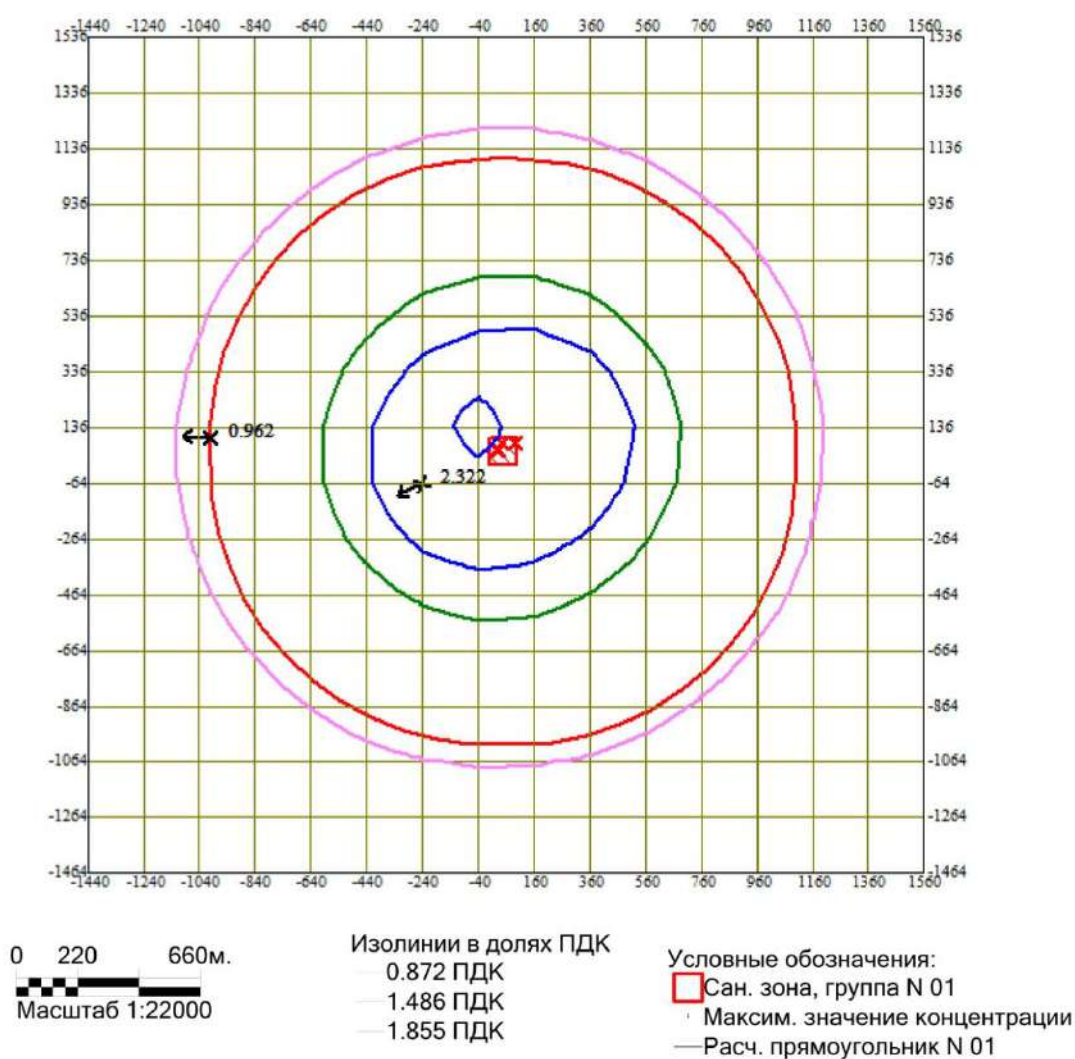


Макс концентрация 0.7374141 ПДК достигается в точке $x=160$ $y=136$
 При опасном направлении 242° и опасной скорости ветра 2.17 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



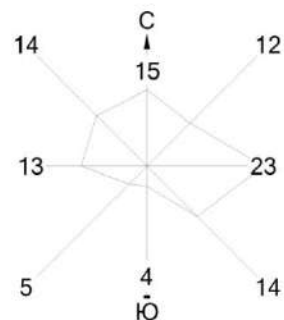


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _31 0301+0330

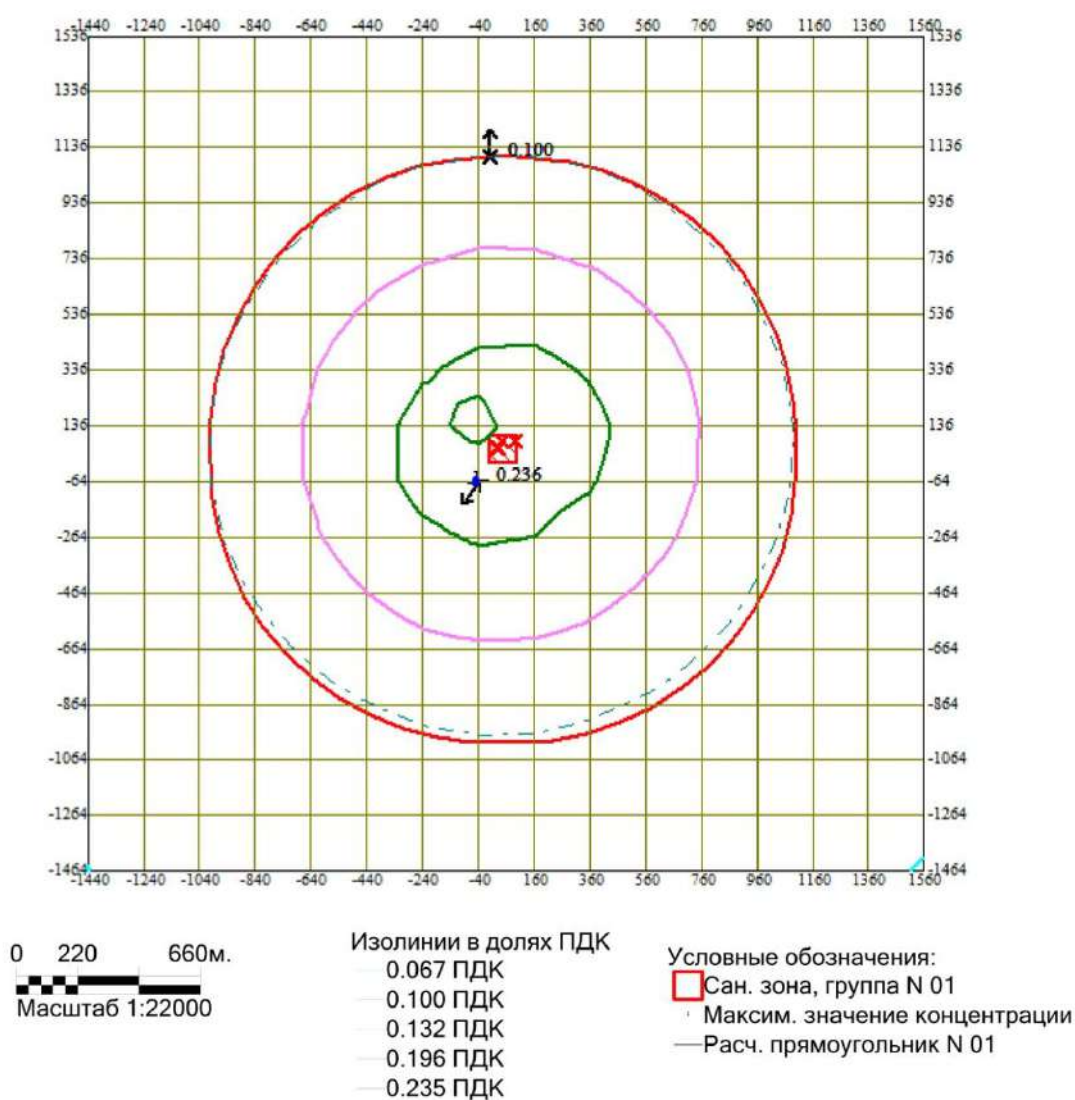


Макс концентрация 2.3216896 ПДК достигается в точке $x = -240$ $y = -64$
 При опасном направлении 66° и опасной скорости ветра 3.11 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



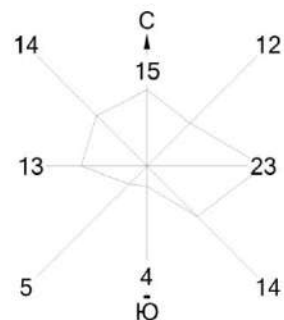


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _35 0330+0342

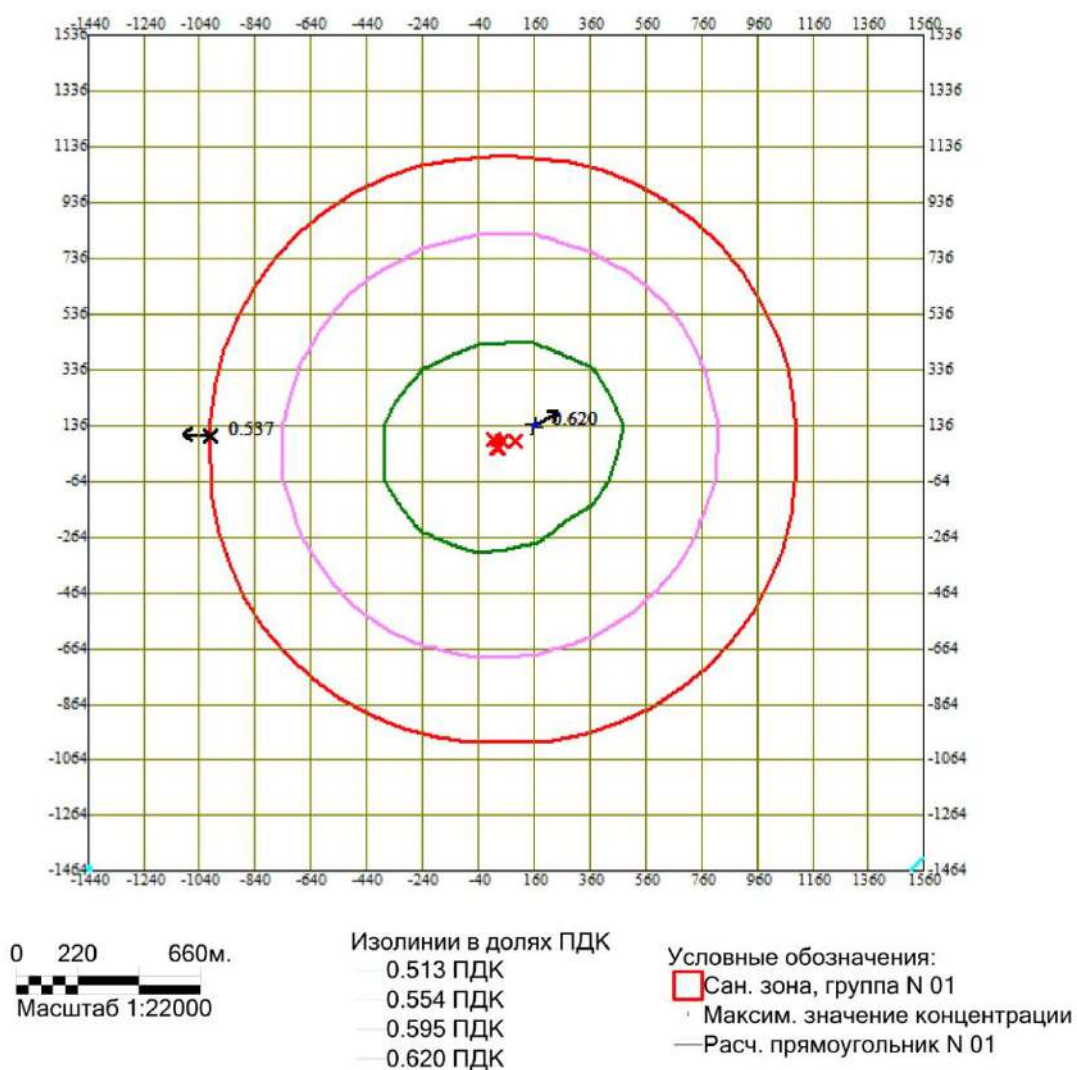


Макс концентрация 0.235526 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = -64$
 При опасном направлении 31° и опасной скорости ветра 2.27 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16×16



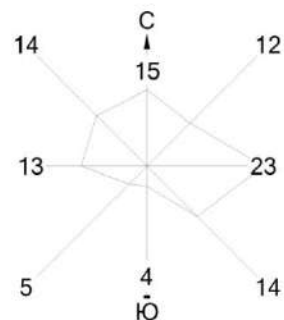


Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _39 0333+1325

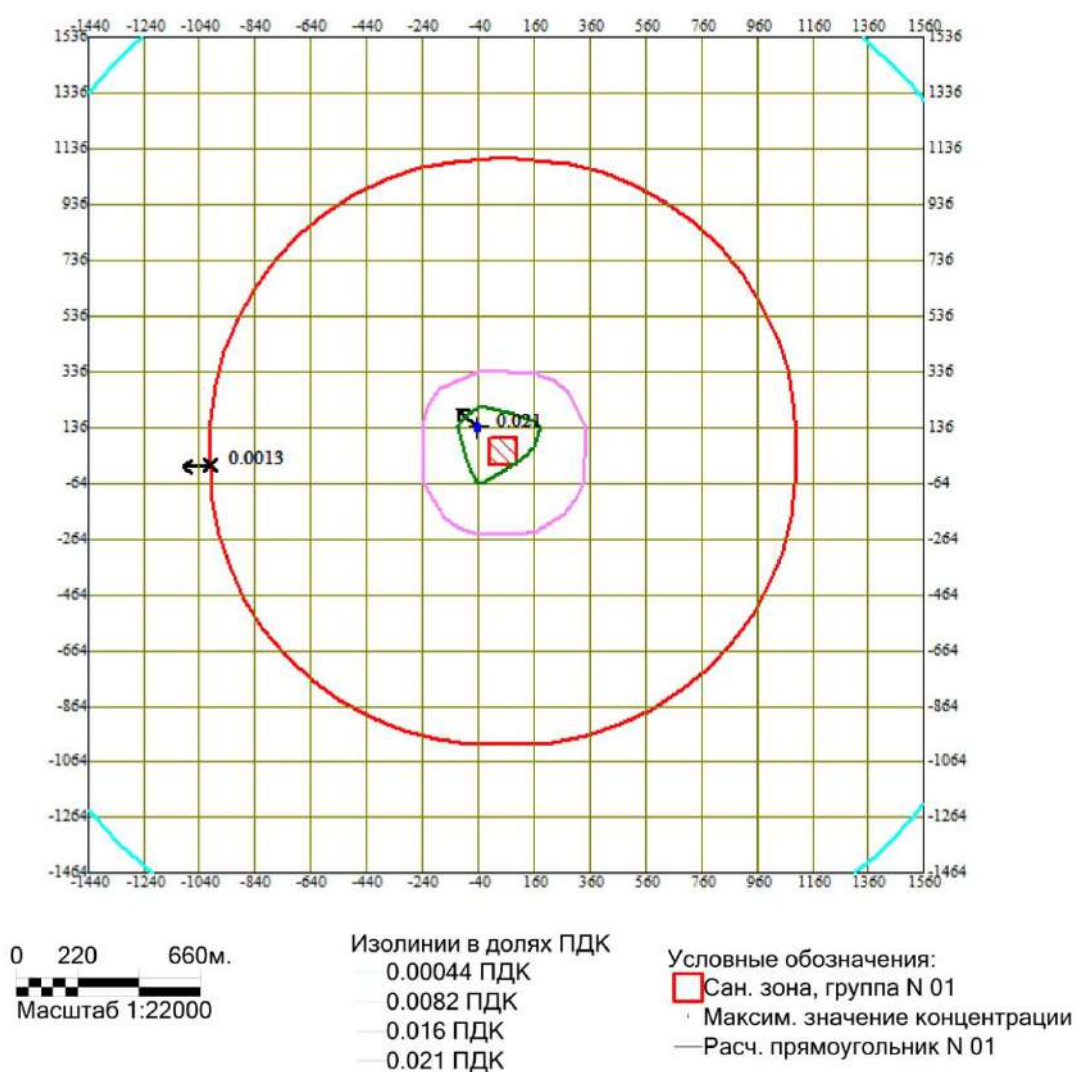


Макс концентрация 0.6198481 ПДК достигается в точке $x = 160$ $y = 136$
 При опасном направлении 239° и опасной скорости ветра 2.71 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16





Город : 195 Северный Кариман. Скв103-Н
 Объект : 0001 Скважина 103-Н. Буровая установка XJ-550 Вар.№ 3
 ПК ЭРА v2.5 Модель: МРК-2014
 _71 0342+0344



Макс концентрация 0.0207632 ПДК достигается в точке $x = -40$ $y = 136$
 При опасном направлении 133° и опасной скорости ветра 0.76 м/с
 Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
 шаг расчетной сетки 200 м, количество расчетных точек 16*16



ПРИЛОЖЕНИЕ 9
РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ОТ АВАРИЙНЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ И ОРИЕНТИРОВОЧНЫЕ
РАСЧЕТЫ НОРМАТИВНЫХ ПЛАТЕЖЕЙ ЗА СПЕЦИАЛЬНОЕ
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от аварийного дизельного генератора CAT-3512B буровой установки ZJ-50.

Мощность 1310 кВт						
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1310		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	86,26		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т/год	0,1130		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	T	ч	1		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		e _{CO}	г/кВт*ч	5,3		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	8,4		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,4		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,35		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,4		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,10		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000011		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1310	1,9286
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,8	2,4453
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,13	0,3974
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600) * 2,40 * 1310	0,8733
		M _{сажа}	г/с		(1/ 3600) * 0,35 * 1310	0,1274
		M _{so2}	г/с		(1/ 3600) * 1,4 * 1310	0,5094
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600) * 0,10 * 1310	0,0364
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600) * 0,000011 * 1310	0,0000040
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг. топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		g _{co}	г/кг	22		
		g _{NOx}	г/кг	35		
		g _{CH}	г/кг	10		
		g _{саж.}	г/кг	1,5		
		g _{so2}	г/кг	6		
		g _{CH2O}	г/кг	0,4		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000045		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) \cdot q_{zi} \cdot G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000) * 22 * 0,11	0,002486
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000) * 35,00 * 0,11 * 0,8	0,003164
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000) * 35,00 * 0,11 * 0,13	0,0005
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000) * 10 * 0,11	0,00113
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000) * 1,50 * 0,11	0,0001695
		W _{so2}	т/год		(1/ 1000) * 6 * 0,11	0,000678
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000) * 0,40 * 0,11	0,0000452
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000) * 0,00 * 0,11	0,000000005
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,9854 / 0,3780	2,6065
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72* 1E-06 * 86,3 * 1310	0,9854
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ _{ог}	кг/м³		1,31 /(1+ 673 / 273)	0,3780
		γ _{ог} (при t=0°C)	кг/м³			1,31
		T _{ог}	К			673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 2,6065)/(3,14*0,2²)	83,0085

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчёт выполнен на 1 дизельный генератор. Всего 1 ед.



Результаты предварительного расчета платежей от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работе аварийного дизельного генератора CAT-3512B буровой установки ZJ-50

Наименование вещества	Масса ЗВ, тн от 1-го аварийного генератора	Ставка за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Ставка за сверхнормативные лимиты	Платежи, тенге
Оксид азота	0,0005	20,0	3450	10	345,00
Бензапирен	0,000000005	996600	3450	10	171,91
Оксид углерода	0,002486	0,32	3450	10	27,45
Формальдегид	0,0000452	332	3450	10	517,72
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,00113	0,32	3450	10	12,48
Диоксид серы	0,000678	20,0	3450	10	467,82
Диоксид азота	0,003164	20,0	3450	10	2183,16
Сажа	0,0001695	24,0	3450	10	140,35
Всего:	0,008173	-	-	-	3865,88



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от аварийного дизельного генератора CAT-3512B буровой установки ZJ-70.

Мощность 1310 кВт						
п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	1310		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	86,26		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т/год	0,1130		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	7		
1.6	Время работы	T	ч	1		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	e _{CO}	г/кВт*ч	5,3		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	8,4		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,4		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,35		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,4		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,10		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000011		
2.1	M_i=(1/3600)*e_{mi}*P_э		г/с			
		M _{CO}	г/с		(1/ 3600) * 5,3 * 1310	1,9286
		M _{NO2}	г/с		(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,8	2,4453
		M _{NO}	г/с		(1/ 3600) * 8,40 * 1310 * 0,13	0,3974
		M _{CH}	г/с		(1/ 3600) * 2,40 * 1310	0,8733
		M _{сажа}	г/с		(1/ 3600) * 0,35 * 1310	0,1274
		M _{so2}	г/с		(1/ 3600) * 1,4 * 1310	0,5094
		M _{CH2O}	г/с		(1/ 3600) * 0,10 * 1310	0,0364
		M _{бенз(а)пирен}	г/с		(1/ 3600) * 0,000011 * 1310	0,0000040
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)	g _{co}	г/кг	22		
		g _{NOx}	г/кг	35		
		g _{CH}	г/кг	10		
		g _{саж.}	г/кг	1,5		
		g _{so2}	г/кг	6		
		g _{CH2O}	г/кг	0,4		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000045		
2.2	W_{ai}=(1/1000)*q_{ai}*G_т		т/год			
		W _{CO}	т/год		(1/ 1000) * 22 * 0,11	0,002486
		W _{NO2}	т/год		(1/ 1000) * 35,00 * 0,11 * 0,8	0,003164
		W _{NO}	т/год		(1/ 1000) * 35,00 * 0,11 * 0,13	0,0005
		W _{CH}	т/год		(1/ 1000) * 10 * 0,11	0,00113
		W _{саж.}	т/год		(1/ 1000) * 1,50 * 0,11	0,0001695
		W _{so2}	т/год		(1/ 1000) * 6 * 0,11	0,000678
		W _{CH2O}	т/год		(1/ 1000) * 0,40 * 0,11	0,0000452
		W _{бенз(а)пирен}	т/год		(1/ 1000) * 0,000045 * 0,11	0,000000005
2.3	Объемный расход отработавших газов Q _{ог} =G _{ог} /γ _{ог}	Q _{ог}	м³/с		0,9854 / 0,3780	2,6065
2.4	Расход отработавших газов G _{ог} =8,72*10 ⁻⁶ *b _э *P _э	G _{ог}	кг/с		8,72* 1E-06 * 86,3 * 1310	0,9854
2.5	Уд.вес отработавших газов γ _{ог} =γ _{ог} (при t=0°C)/(1+T _{ог} /273) уд.вес отработ газов при темп-ре 0°C температура отработавших газов	γ _{ог} {γ _{ог} (при t=0°C)}	кг/м³ кг/м³		1,31 /(1+ 673 / 273)	0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовоздушной смеси w=(4 * Q _{ог}) / (3,14 * d²)	w	м/с		(4* 2,6065)/(3,14*0,2²)	83,0085

("Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок")

Расчёт выполнен на 1 дизельный генератор. Всего 2 ед.



Результаты предварительного расчета платежей от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работе аварийного дизельного генератора CAT-3512B буровой установки ZJ-70

Наименование вещества	Масса ЗВ, тн от 2-х аварийных генераторов	Ставка за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Ставка за сверхнормативные лимиты	Платежи, тенге
Оксид азота	0,0010	20,0	3450	10	690,00
Бензапирен	0,00000001	996600	3450	10	343,83
Оксид углерода	0,004972	0,32	3450	10	54,89
Формальдегид	0,0000904	332	3450	10	1035,44
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,0022600	0,32	3450	10	24,95
Диоксид серы	0,0013560	20,0	3450	10	935,64
Диоксид азота	0,0063280	20,0	3450	10	4366,32
Сажа	0,0003390	24,0	3450	10	280,69
Всего:	0,01634541	-	-	-	7731,76



Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от аварийного дизельного генератора Volvo penta 720GE буровой установки ХJ-550.

Мощность 120 кВт

п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.	Исходные данные:					
1.1	Мощность агрегата	Pэ	кВт	120		
1.2	Удельный расход ГСМ	bэ	г/кВт*ч	216,67		
1.3	Расход ГСМ	Gт	т/год	0,0260		
1.4	Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2		
1.5	Высота выхлопной трубы	H	м	5		
1.6	Время работы	T	ч	1		
2.	Расчет: Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кВт*ч) для стационарных дизельных установок средней мощности *)					
		e _{CO}	г/кВт*ч	6,2		
		e _{NOx}	г/кВт*ч	9,6		
		e _{CH}	г/кВт*ч	2,9		
		e _{сажа}	г/кВт*ч	0,50		
		e _{so2}	г/кВт*ч	1,2		
		e _{CH2O}	г/кВт*ч	0,12		
		e _{бенз(а)пирен}	г/кВт*ч	0,000012		
2.1	$M_i = (1/3600) \cdot e_{mi} \cdot P_{э}$		г/с			
		M _{CO}	г/с	(1/ 3600) * 6,2 * 120		0,2067
		M _{NO2}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 120 * 0,8		0,2560
		M _{NO}	г/с	(1/ 3600) * 9,60 * 120 * 0,13		0,0416
		M _{CH}	г/с	(1/ 3600) * 2,90 * 120		0,0967
		M _{сажа}	г/с	(1/ 3600) * 0,50 * 120		0,0167
		M _{so2}	г/с	(1/ 3600) * 1,2 * 120		0,0400
		M _{CH2O}	г/с	(1/ 3600) * 0,12 * 120		0,0040
		M _{бенз(а)пирен}	г/с	(1/ 3600) * 0,000012 * 120		0,0000004
	Согласно справочных данных, значения выбросов токсичных веществ (г/кг.топл) для стационарных дизельных установок средней мощности *)		г/кг			
		g _{co}	г/кг	26		
		g _{NOx}	г/кг	40		
		g _{CH}	г/кг	12		
		g _{саж.}	г/кг	2,0		
		g _{so2}	г/кг	5		
		g _{CH2O}	г/кг	0,5		
		g _{бенз(а)пирен}	г/кг	0,000055		
2.2	$W_{zi} = (1/1000) \cdot q_{zi} \cdot G_t$		т/год			
		W _{CO}	т/год	(1/ 1000) * 26/2 * 0,03		0,000676
		W _{NO2}	т/год	(1/ 1000) * 40/2,5 * 0,03 * 0,8		0,000832
		W _{NO}	т/год	(1/ 1000) * 40/2,5 * 0,03 * 0,13		0,00014
		W _{CH}	т/год	(1/ 1000) * 12/3,5 * 0,03		0,000312
		W _{саж.}	т/год	(1/ 1000) * 2,0/3,5 * 0,03		0,000052
		W _{so2}	т/год	(1/ 1000) * 5 * 0,03		0,00013
		W _{CH2O}	т/год	(1/ 1000) * 0,5/3,5 * 0,03		0,000013
		W _{бенз(а)пирен}	т/год	(1/ 1000) * 0,000055/3,5 * 0,03		0,0000000014
2.3	Объемный расход отработавших газов $Q_{ог} = G_{ог} / \gamma_{ог}$	Q _{ог}	м³/с	0,2267 / 0,3780		0,5997
2.4	Расход отработавших газов $G_{ог} = 8,72 \cdot 10^{-6} \cdot b_{э} \cdot P_{э}$	G _{ог}	кг/с	8,72 * 1E-06 * 216,7 * 120		0,2267
2.5	Уд.вес отработавших газов $\gamma_{ог} = \gamma_{ог}(при t=0^0C) / (1 + T_{ог}/273)$ уд.вес отработ газов при темп-ре 0°С температура отработавших газов	$\gamma_{ог}$ { $\gamma_{ог}(при t=0^0C)$ }	кг/м³ кг/м³	1,31 / (1 + 673 / 273)		0,3780 1,31 673
2.6	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 \cdot Q_{ог}) / (3,14 \cdot d^2)$	w	м/с	(4 * 0,5997) / (3,14 * 0,2²)		19,0993

"Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок"

Расчёт выполнен на 1 дизельный генератор. Всего 1 ед.



Результаты предварительного расчета платежей от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при работе 1-го аварийного дизельного генератора VOLVO PENTA 720GE буровой установки XJ-550

Наименование вещества	Масса ЗВ, тн от 1-го аварийного генератора	Ставка за 1 тонну (МРП)	Расчётный показатель на 2023 год (МРП)	Ставка за сверхнормативные лимиты	Платежи, тенге
Оксид азота	0,00014	20,0	3450	10	96,60
Бензапирен	0,0000000014	996600	3450	10	48,14
Оксид углерода	0,000676	0,32	3450	10	7,46
Формальдегид	0,000013000	332	3450	10	148,90
Углеводороды C ₁₂ -C ₁₉	0,0003120	0,32	3450	10	3,44
Диоксид серы	0,0001300	20,0	3450	10	89,70
Диоксид азота	0,0008320	20,0	3450	10	574,08
Сажа	0,0000520	24,0	3450	10	43,06
Всего:	0,002155	-	-	-	1011,38



ПРИЛОЖЕНИЕ 10
ЛИЦЕНЗИЯ АО «НИПИ НЕФТЕГАЗ»





ЛИЦЕНЗИЯ

07.08.2007 года

01079P

Выдана

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А
БИН: 970940000588

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

на занятие

Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

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

Особые условия

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

Примечание

Неотчуждаемая, класс 1

(отчуждаемость, класс разрешения)

Лицензиар

Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан»,
Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель

(уполномоченное лицо)

-

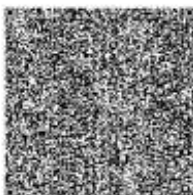
(фамилия, имя, отчество (в случае наличия))

Дата первичной выдачи 07.08.2007

Срок действия
лицензии

Место выдачи

г. Нур-Султан



Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович





Дата выдачи лицензии 07.08.2007 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

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

Лицензиат

Акционерное общество "Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А.,
Микрорайон 8, дом № 38А, БИН: 970940000588

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

Производственная база

(местонахождение)

Особые условия действия лицензии

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

Лицензиар

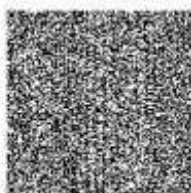
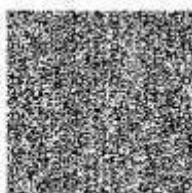
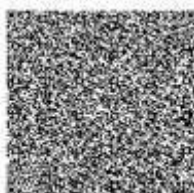
Республиканское государственное учреждение «Комитет экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан». Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование органа, выдавшего приложение к лицензии)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

1

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



Номер приложения 001

Срок действия

Дата выдачи
приложения 07.08.2007

Место выдачи г.Нур-Султан

Дата перевода в электронный формат 21.10.2021

Дата перевода в электронный формат: 21.10.2021

Ф.И.О. подписавшего:

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

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

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

жұмыстарды орындауына қажетті барлық бастапқы мәліметтерді алғандығын білдіреді. Егер жұмыстарды орындаудың барысында қосымша деректердің қажеттілігі туындаған жағдайда, Мердігер бірден ол деректерді сұратуы керек және Тапсырыс беруші беруі керек бұл бастапқы деректердің болмауы себебінен жұмыстарды орындау мүмкін еместігі туралы Тапсырыс берушіге хабарлауы керек. Ондай хабарламада талап етілетін деректерге нұсқама болуы керек. Хабарлама мерзімі туралы шарттарды қосқанда, осы бөлімнің шарттарын бұзу Келісімшарт талаптарын бұзу болып саналады және Мердігердің Келісімшарт бойынша жауапкершілігін тудырады.	12. Подрядчик обязан до начала выполнения работ запросить у Заказчика необходимые ему для выполнения работ исходные данные. Такой запрос должен быть объективно мотивирован. Факт начала выполнения работ Подрядчиком означает, что Подрядчик фактически получил все необходимые ему исходные данные для выполнения работ. В случае если в ходе выполнения работ проявится необходимость в дополнительных данных, Подрядчик обязан незамедлительно (в течение одного рабочего дня) запросить такие данные и известить Заказчика о невозможности выполнить работы вследствие отсутствия таких исходных данных, которые должны быть представлены Заказчиком. Такое извещение должно содержать указание на требуемые данные. Нарушение условий настоящего пункта, включая условий о сроках извещения, является нарушением условий Договора и влечет ответственность Подрядчика по Договору.	this paragraph, including notice period terms, is a violation of the terms of the Agreement and entails the responsibility of the Contractor under the Agreement.

Приложение №

к Договору

от

Қосымша № 2
Appendix №

Мердігерлік шартына
to the Agreement

№ 12/2022 193

жылы
dated 10.11.2022

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

Дополнение к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман» и РООС к нему.

1.	Наименование Заказчика	ТОО «Емир-Ойл»
2.	Наименование услуг	Дополнение к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман» и РООС к нему.
3.	Место оказания услуг	Республика Казахстан, Мангистауская область, Мунайлинский район, месторождение Северный Кариман
4.	Основание для проектирования	Республика Казахстан, Мангистауская область ТОО «Емир-Ойл», Контракт на добычу №4785 УВС-МЭ от 05.01.2020 г.
5.	Объем оказываемых услуг	- 1 проект Дополнения к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман». - 1 Раздел ООС к проекту Дополнения к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной СК103-Н на месторождении Северный Кариман».
6.	Описание и общие требования к услугам	1. Разработать проект Дополнения к «Индивидуальному техническому проекту на строительство наклонно-направленной скважины СК103-Н на месторождении Северный Кариман» и РООС к нему. 2. Согласование проекта с разделом ООС в Уполномоченном органе в области охраны окружающей среды с получением заключения государственной экологической экспертизы об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининг воздействия намечаемой деятельности на период испытания скважин. В рамках Дополнения и раздела ООС необходимо рассчитать выбросы для включения в экологическое разрешение на воздействие для объектов 1 категории для начала строительства скважины СК103-Н на 2023 г. Данные по наклонно-направленной скважине СК103-Н: 1. Проектная глубина по стволу: - 4100м. (+/- 250 метров). 2. Дата начала/дата завершения бурения: 12.07.2023 г. / 19.11.2023 г. I. Проектная конструкция скважины СК103Н:

Наименование колоны	Диаметр, мм		Глубина спуска		Высота подъема
	долота	колоны	по стволу, м	Марка стали и толщина стенок ОК	цемента от устья, м
Направление	762	720	20	По расчету	-
Кондуктор	609,6	473	200	По расчету	До устья
1 промежуточная	444,5	339,7	1500	По расчету	До устья
2 промежуточная	311,1	244,5	3100	По расчету	До устья
Эксплуатационная	215,9	168,3	4100	По расчету	До устья

II. Координаты скважины и профиль скважины:
Система координат – условная
Система высоты – Балтийская

Профиль скважины:

№	Параметры	Описание
1	Отход от основного ствола	По расчету
2	Координаты устья скважины	X=551847.00, Y=4848722.00
3	Координаты пластопересечений*	T ₃ : X=552181.53, Y=4848907.43 T _{2A} : X=552315.79, Y=4848981.86 T _{2B} : X=552355.59, Y=4849003.92 T _{2B} : X=552377.89, Y=4849016.28
4	Максимальная кривизна, азимут	Incl=30°, Azm=61°

Продолжительность строительства скважины, сут

- Подготовительные работы к бурению: 6 (по ВСН 39-86)
- Строительство и монтаж буровой установки: 14 дней
- Скорость бурения: по расчету
- Время бурения и крепления: 130 суток.
- Испытание объектов: не предусмотрено

7. Сроки оказания услуг	Подготовка Дополнения и проекта ОВОС – не позднее 45 календарных дней с даты заключения договора. Согласование контролирующих органах, а также получения заключения государственной экологической экспертизы об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининг воздействия намечаемой деятельности с выполнением всех процедур касательно согласования и получения заключения ГЭЭ не позднее 60 календарных дней с даты заключения договора.
8. Квалификационные требования к потенциальному подрядчику работ, услуг (заполняется только для работ или услуг)	1. Наличие в штате квалифицированных специалистов: не менее 2-х экологов; 2. Наличие лицензии на проектирование (технологическое) и (или) эксплуатацию горных (разведка, добыча полезных ископаемых), нефтехимических производств, эксплуатацию магистральных газопроводов, нефтепроводов, нефтепродуктопроводов в сфере нефти и газа; 3. Наличие лицензии на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, с подвидом деятельности природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности.
9. Документы, которые необходимо представить в конкурсной заявке, подтверждающие требования к потенциальному подрядчику работ, услуг (только для работ или услуг)	Предоставить подтверждающие документы указанные в пункте №8 данного ТЗ.

ТОО «Емир-Ойл»
Каждый лист настоящего договора
содержит данный штамп.
Без штампа - лист недействителен.

✓

СОГЛАСОВАНО:
Начальник отдела геологии
ООО "Емир-Ойл"
А. Маникулова
" " 2022 г

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер по бурению и КРС
ООО "Емир-Ойл"
Е. Сейтов
" " 2022 г

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: Северный Кариман
Скважина: СК103-Н
Вид скважины: Наклонно-направленная,
отклонение от вертикали 420 м,
угол наклона 30°, азимут бурения 61°

Цель бурения: добыча нефти
Проектный горизонт: Средний триас (Т₂А; Т₂Б; Т₂В)
Проектная глубина по вертикали: 3993 м
Проектная глубина по стволу: 4100 м

Продолжительность строительства - 164,5 сут.
Скорость бурения - 946,2 м/ст.мес.

ZJ-50			ZJ-70		
Вышка:	JJ 315/45-K	321 т	JJ450/45,5K	450 т	
Лебедка:	JC-50		JC70L	1470 кВт	
Кронблок:	TC-315	321 т	TC 5-450	450 т	
Крюкблок:	DG-315	321 т	DG-450	450 т	
Вертлюг:	SL450-5	459 т	SL450	450 т	
Ротор:	ZP-375	585 т	ZP-375	585 т	
Насосы:	F-1600	1190 кВт	F-1600	1190 кВт	
Силовой привод: ZJ-50 дизеля CAT 3512B N-1310 кВт (3 компл.); ZJ-70 дизеля CAT-3512B N-1310 кВт (4 компл.)					
Привод насосов: ZJ-50 электромотор мощностью N-1200 кВт; ZJ-70 CAT-3512B N-1310 кВт (4 компл.)					

Оборудование устья скважины:

Колонная головка: ОКК3-70-178x245x340x473, K11
Фонтанная арматура: АФК6-80/65x70, K11

Противовыбросовое оборудование:

- Кондуктор: ОП-45-540/100-210, K11 или аналог.
- I промежуточная: ОП-45-346/100-700, K11 или аналог.
- II промежуточная: ОП-45-346/100-700, K11 или аналог.

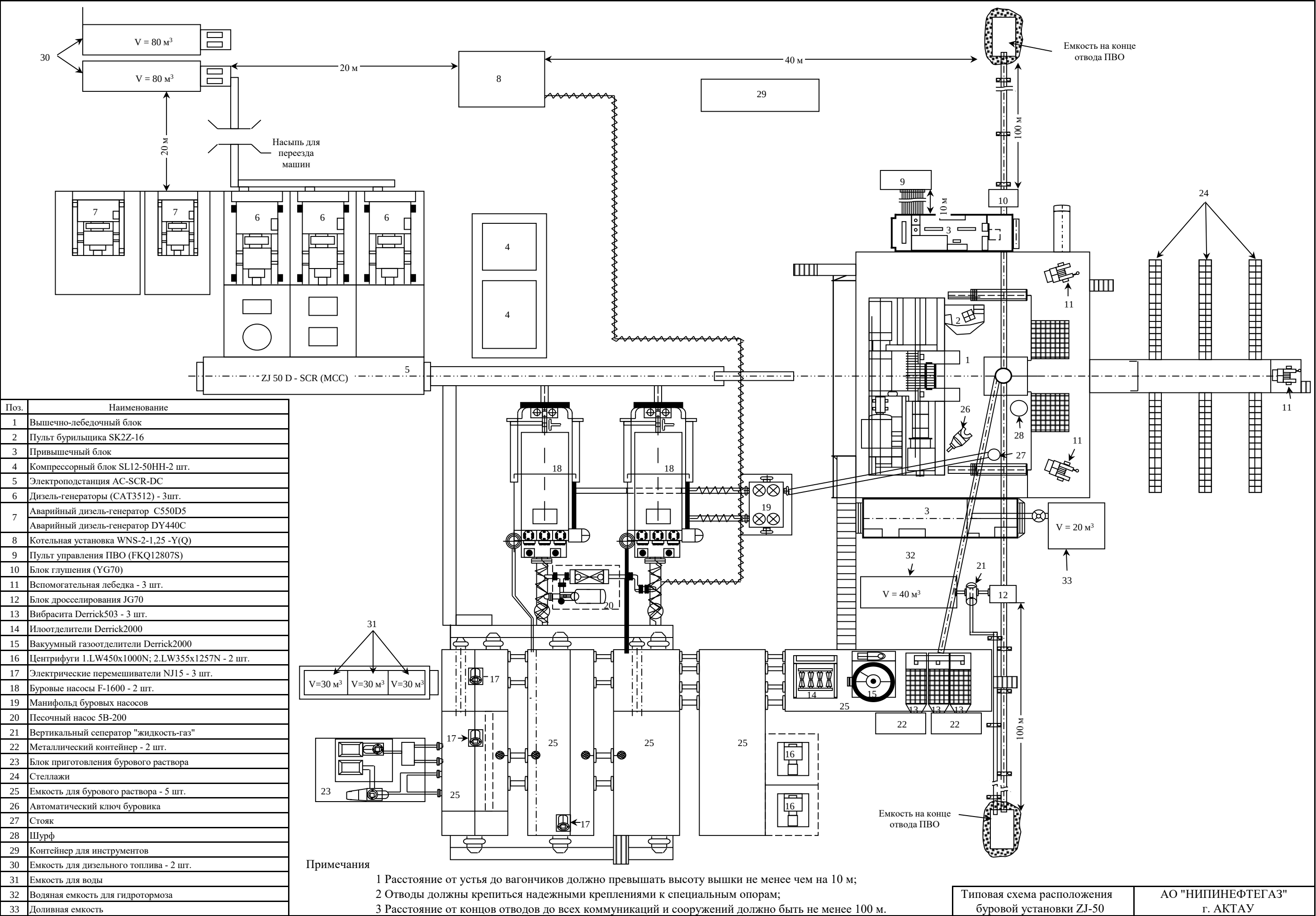
ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ								ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										
Масштаб	Стратиграфия	Литогеологическая колонка	Проектная крепость пород	Угол падения пластов	Температура ос. градиент пластового давления, кгс/см ²	Интервалы возможных осложнений	Отбор керн	Геофизические исследования	Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора	Способ бурения	Тип и размеры долот	Осевое давление на долото, т	Компоновка низа буровой колонны	Частота вращения ротора (долота), об/мин	Производительность насоса, л/с	Оснастка талевой системы	Параметры промывочной жидкости	Содержание хмреагентов в растворе, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
20	Q		Мяг+Ср		0,100													
200	P		Мягкие+	1	30,2 0,124													
400	K _{sn+t}		Мягкие+															
600	K _{sem}		Мягкие+ Средние	1	38,0 0,124													
800	K _{al}		Мягкие+ Средние	1	41,74 0,113													
1000	K _{al}		Мягкие+ Средние	1	60,2 0,113													
1200	K _a		Мягкие+ Средние	1	63,4 0,113													
1400	K _{br}		Мягкие+ Средние	1	68,1 0,112													
1600	K _h		Средне+ Твердые	1	69,7 0,111													
1703	K _v		Средние+ Твердые	1	72,9 0,111													
1800	J _{km+t}		Средние+ Твердые	2	76,0 0,113													
2000	J _o		Средние+ Твердые	2	82,2 0,114													
2200	J _k		Средние+ Твердые	2	87,7 0,114													
2400	J _{bt}		Средние+ Твердые	2	95,8 0,114													
2600	J _b		Средние+ Твердые	2	105,7 0,113													
2800	J _a		Средние+ Твердые	2	114,8 0,113													
3000	J ₁		Средние+ Твердые	2	117,9 0,115													
3200	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	132,5 0,135													
3400	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3600	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3680	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3770	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3840	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3900	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													
3993	T ₃		Средние+ Твердые	2,5	144,1 0,125													

Условные обозначения:

пески, супеси	алеволигиты	доломиты
глины, аргиллиты	мел	мергели
песчаники	известняки	

Выполнил: В. Усков

Проверил: Г. Белоножкин



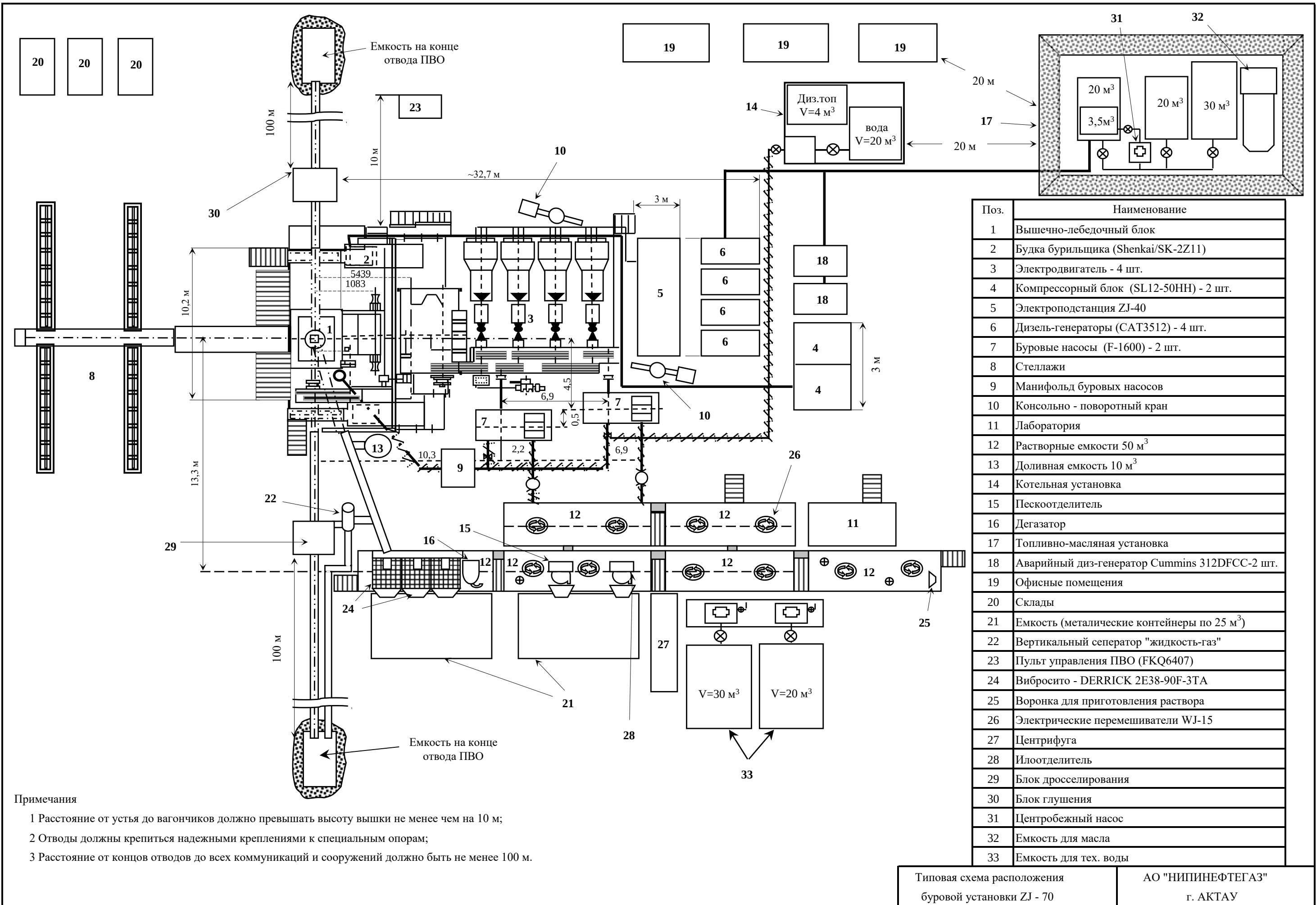
Поз.	Наименование
1	Вышечно-лебедочный блок
2	Пульт бурильщика SK2Z-16
3	Привышечный блок
4	Компрессорный блок SL12-50HH-2 шт.
5	Электростанция AC-SCR-DC
6	Дизель-генераторы (CAT3512) - 3шт.
7	Аварийный дизель-генератор C550D5 Аварийный дизель-генератор DY440C
8	Котельная установка WNS-2-1,25 -Y(Q)
9	Пульт управления ПВО (FKQ12807S)
10	Блок глушения (YG70)
11	Вспомогательная лебедка - 3 шт.
12	Блок дросселирования JG70
13	Вибрасита Derrick503 - 3 шт.
14	Илоотделители Derrick2000
15	Вакуумный газоотделители Derrick2000
16	Центрифуги 1.LW450x1000N; 2.LW355x1257N - 2 шт.
17	Электрические перемешиватели NJ15 - 3 шт.
18	Буровые насосы F-1600 - 2 шт.
19	Манифольд буровых насосов
20	Песочный насос 5B-200
21	Вертикальный сепаратор "жидкость-газ"
22	Металлический контейнер - 2 шт.
23	Блок приготовления бурового раствора
24	Стеллажи
25	Емкость для бурового раствора - 5 шт.
26	Автоматический ключ буровика
27	Стойка
28	Шурф
29	Контейнер для инструментов
30	Емкость для дизельного топлива - 2 шт.
31	Емкость для воды
32	Водяная емкость для гидротормоза
33	Доливная емкость

Примечания

- 1 Расстояние от устья до вагончиков должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м;
- 2 Отводы должны крепиться надежными креплениями к специальным опорам;
- 3 Расстояние от концов отводов до всех коммуникаций и сооружений должно быть не менее 100 м.

Типовая схема расположения
буровой установки ZJ-50

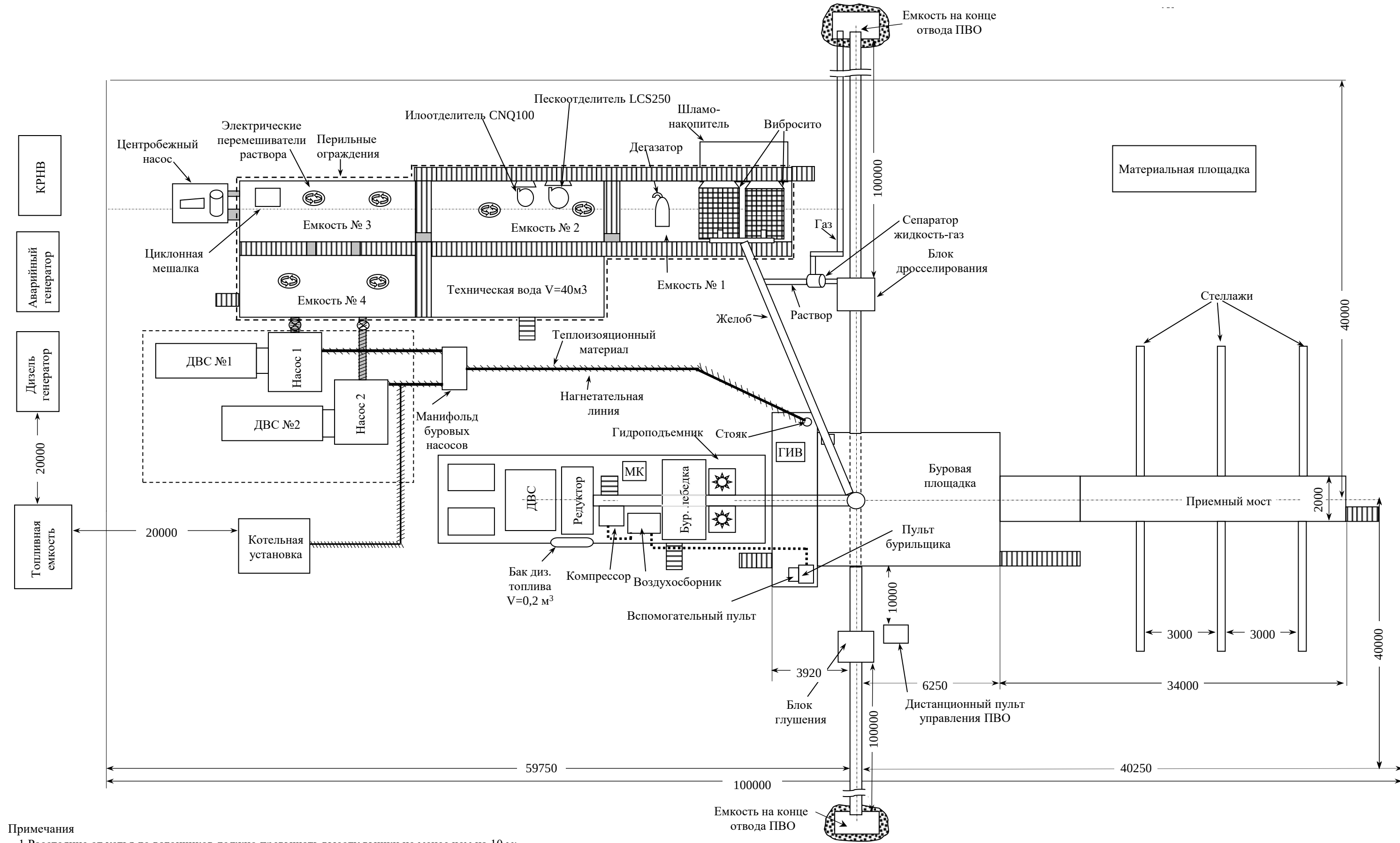
АО "НИПИНЕФТЕГАЗ"
г. АКТАУ



Примечания

- 1 Расстояние от устья до вагончиков должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м;
- 2 Отводы должны крепиться надежными креплениями к специальным опорам;
- 3 Расстояние от концов отводов до всех коммуникаций и сооружений должно быть не менее 100 м.

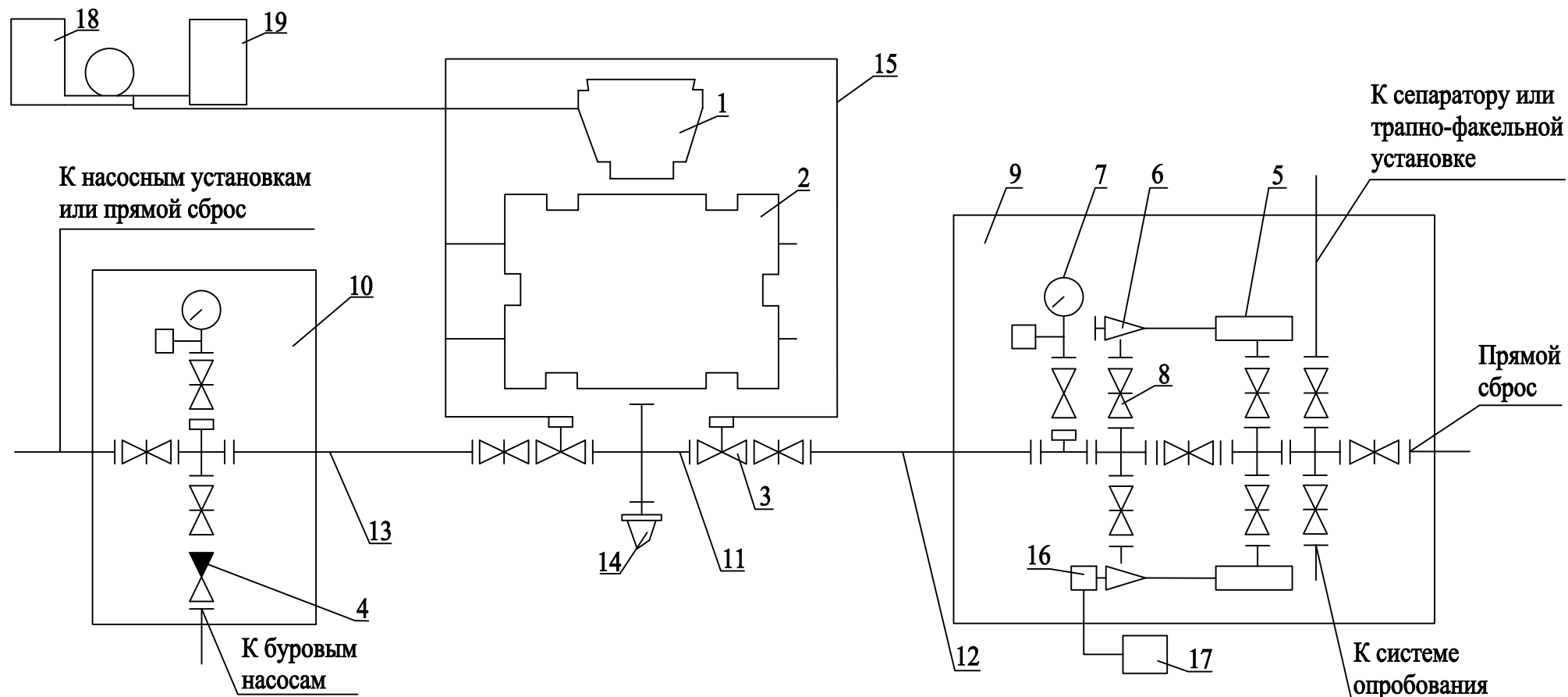
Поз.	Наименование
1	Вышечно-лебедочный блок
2	Будка бурильщика (Shenkai/SK-2Z11)
3	Электродвигатель - 4 шт.
4	Компрессорный блок (SL12-50HH) - 2 шт.
5	Электростанция ZJ-40
6	Дизель-генераторы (CAT3512) - 4 шт.
7	Буровые насосы (F-1600) - 2 шт.
8	Стеллажи
9	Манифольд буровых насосов
10	Консольно - поворотный кран
11	Лаборатория
12	Растворные емкости 50 м ³
13	Доливная емкость 10 м ³
14	Котельная установка
15	Пескоотделитель
16	Дегазатор
17	Топливо-масляная установка
18	Аварийный диз-генератор Cummins 312DFCC-2 шт.
19	Офисные помещения
20	Склады
21	Емкость (металлические контейнеры по 25 м ³)
22	Вертикальный сепаратор "жидкость-газ"
23	Пульт управления ПВО (FKQ6407)
24	Вибросито - DERRICK 2E38-90F-3ТА
25	Воронка для приготовления раствора
26	Электрические перемешиватели WJ-15
27	Центрифуга
28	Илоотделитель
29	Блок дросселирования
30	Блок глушения
31	Центробежный насос
32	Емкость для масла
33	Емкость для тех. воды



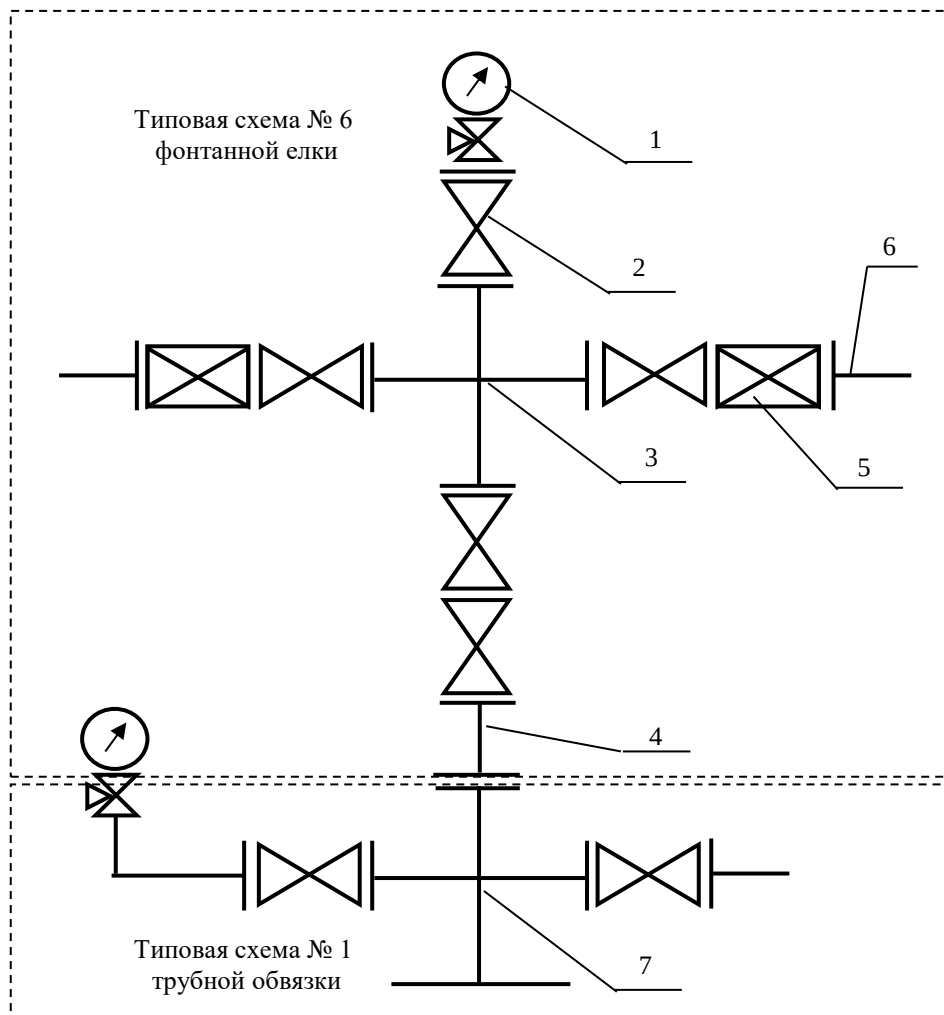
Примечания

- 1 Расстояние от устья до вагончиков должно превышать высоту вышки не менее чем на 10 м;
- 2 Расстояние от концов отводов до всех коммуникаций и сооружений должно быть не менее 100 м;
- 3 Отводы должны крепиться надежными креплениями к специальным опорам.

**Типовая схема № 45 обвязки устья скважины противовыбросовым
оборудованием при бурении скважин**



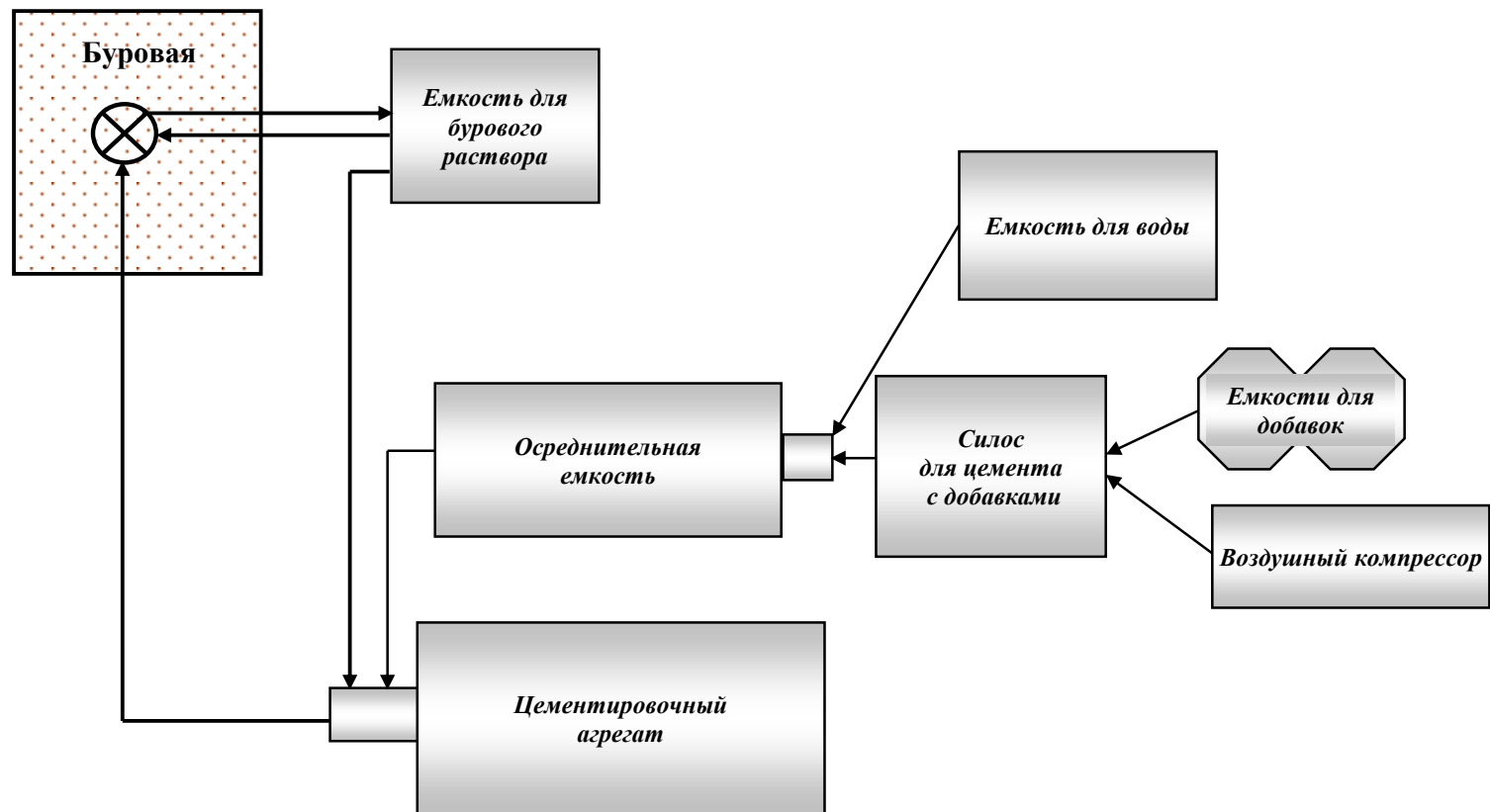
- 1 - кольцевой превентор; 2 - плащечный сдвоенный превентор; 3 - задвижка с гидравлическим управлением;
 4 - обратный клапан; 5 - гаситель потока; 6 - регулируемый дроссель с ручным управлением;
 7 - манометр с запорным и разрядным устройствами и разделителем сред; 8 - задвижка с ручным управлением;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



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

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

Схема обвязки цементировочного оборудования



Оборудование:

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

Технология установки аварийного цементного моста

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

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

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

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

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

где: H – проектная высота цементного моста, м;

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

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

V_3 – объем заливочных труб, м³;

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

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

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