



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ УКПГ ПЯКЯХИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
(Договор № 0485.102.004.2019/0007)

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды**  
**Часть 2. Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению**  
**возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной**  
**деятельности на окружающую среду и рациональному использованию**  
**природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объекта**  
**капитального строительства**  
**Книга 1. Текстовые и графические приложения**

0485.102.004.П.0007-ООС2.1

Том 8.2.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал  
Архивный  
№ 37 956



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»

Заказчик - ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

**ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ УКПГ ПЯКЯХИНСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**  
(Договор № 0485.102.004.2019/0007)

**ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ**

**Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды**  
**Часть 2. Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению**  
**возможного негативного воздействия намечаемой хозяйственной**  
**деятельности на окружающую среду и рациональному использованию**  
**природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объекта**  
**капитального строительства**  
**Книга 1. Текстовые и графические приложения**

0485.102.004.П.0007-ООС2.1

Том 8.2.1

Главный инженер Тюменского филиала

Главный инженер проекта



М.П. Крушин

А.В. Молодых

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал  
№ **Архивный** 37 956

Инов.№ подл.	Взам. инв.№
37 956	
Подпись и дата	
15 ИЮЛ 2020	


Обозначение	Наименование	Примечание
0485.102.004.П.0007-ООС2.1-С	Содержание тома	2
0485.102.004.П.0007-СП	Состав проектной документации	Отдельным ТОМОМ
0485.102.004.П.0007-ООС2.1	Книга 1. Текстовые и графические приложения	3
	Графическая часть	
0485.102.004.П.0007-ООС (лист 1)	Ситуационный план района строительства	298

Согласовано

Взам. инв. №



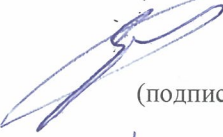


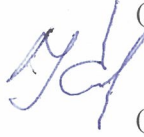



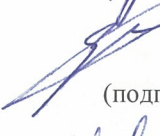

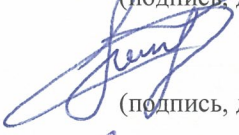
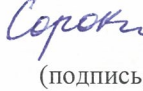

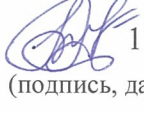

Подпись и дата

Инв. № подл.

Изм.	Колуч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	0485.102.004.П.0007-ООС2.1-С			
Разраб.		Гиматдинова		<i>Умаров</i>		Содержание тома 8.2.1	Стадия	Лист	Листов
Пров.		Гиматдинова		<i>Умаров</i>			II		1
Гл. спец.		Айвазян		<i>Айвазян</i>					
Н. контр.		Гиматдинова		<i>Умаров</i>					

### Список исполнителей

#### Отдел охраны окружающей природной среды

Начальник отдела	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.А. Максимов
Главный специалист	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.А. Айвазян
Главный специалист	 (подпись, дата)	13.07.2020	Е.С. Баянов
Главный специалист	 (подпись, дата)	13.07.2020	С.А. Бураков
Главный специалист	 (подпись, дата)	13.07.2020	И.З. Гиматдинова
Главный специалист	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.Ю. Карев
/ Руководитель группы	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.Й. Сняткаускас
Руководитель группы	 (подпись, дата)	13.07.2020	Н.П. Уварова
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	М.С. Клименко
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	И. Н. Моисеева
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	И.Ю. Новикова
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	И.А. Петров
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	С.А. Сорокина
Ведущий инженер	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.П. Челяк
Инженер I категории	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.Л. Андоверова
Инженер I категории	 (подпись, дата)	13.07.2020	А.К. Коробицын

## Содержание

Приложение А Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду .....	5
Приложение Б Протокол заседания ЦКР РОСНЕДР по УВС .....	6
Приложение В Справка о фоновых концентрациях загрязняющих веществ .....	28
Приложение Г Письмо из Администрации МО Тазовский район «О МНС и ТТП на территории месторождения» .....	29
Приложение Д Письмо из Службы Государственной охраны объектов культурного наследия ЯНАО «Сведения об объектах историко-культурного наследия» .....	31
Приложение Е Информация «Об особо охраняемых природных территориях», краснокнижных видах животных, растений, водно-болотных угодьях .....	33
ООПТ Федерального значения .....	33
ООПТ «Национальный парк Гыданский» .....	38
Международного, регионального и местного значения .....	40
Приложение К Информация из службы Ветеринарии ЯНАО и Роспотребнадзора .....	45
Приложение Л Информация о наличии (отсутствии) мелиоративных земель .....	53
Приложение М Заключение Уралнедра о полезных ископаемых .....	54
Приложение Н Исходные данные для раздела водоснабжение и водоотведение .....	56
Технические условия на проектирование систем водоснабжения и водоотведения .....	56
Баланс водопотребления и водоотведения .....	59
Протоколы лабораторных испытаний качества воды на органолептический и химический анализ, бактериологические исследования .....	62
Протоколы лабораторных испытаний (станция очистки воды Водопад-50 (БПО)) .....	64
Проект организации зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения для нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» .....	68
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.01.03.000.М.000338.06.13 от 27.06.2013 г. ....	106
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.01.08.000.Т.000175.05.11 от 11.05.2011 г. ....	107
Письмо о принятии на утилизацию сточных вод на период строительства .....	108
Приложение П Сведения о наличии (отсутствии) источников водоснабжения и их ЗСО .....	109
Приложение Р Расчетные концентрации загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах на период строительства .....	113
Приложение С Расчет объема дождевых сточных вод с территории площадки на период строительства .....	114
Приложение Т Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и разрешение об установлении нормативов выбросов .....	115
Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ .....	115
Приказ об установлении нормативов выбросов .....	121
Приложение У Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух .....	124
Таблица У.1 – Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации .....	124

Таблица У.2 – Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства.....	130
Таблица У.3 – Существующее положение (ОНВ. Нефтегазоконденсатный промысел Пякяхинское месторождения) из проекта ПДВ .....	132
Приложение Ф Исходные данные для расчетов выбросов ЗВ и отходов в период строительства/реконструкции по данным ПОС .....	157
Ведомость потребности в основных строительных машинах, механизмах .....	157
и транспорте.....	157
Ведомость объемов работ.....	158
Приложение Х Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу .....	174
Период строительства.....	174
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ при заправке топливом спецтехники.....</i>	<i>174</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельных установок .....</i>	<i>175</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ при зачистке сварочных швов .....</i>	<i>183</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении покрасочных работ.....</i>	<i>184</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от погрузочно-разгрузочных работ.....</i>	<i>188</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ.....</i>	<i>190</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники ..</i>	<i>191</i>
Период эксплуатации.....	204
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от факельной установки .....</i>	<i>204</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от емкостей с нефтепродуктами.....</i>	<i>214</i>
<i>Расчет выбросов загрязняющих веществ от паровой установки.....</i>	<i>217</i>
Приложение Ц Шумовые характеристики проектируемого оборудования .....	220
Приложение Ш Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018.....	225
Приложение Щ Выкопировка таблицы исходных данных источников шума:.....	226
Существующей промышленной площадки из разработанного ранее проекта СЗЗ (СЭЗ № 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018) .....	226
Площадки УПН из проектной документации по ш. 0485.102.003.П.0007 разработанной в 2020 году .....	229
Площадка КСНГ из проектной документации по шифру 0485.102.003.П.0007 разработанной в 2020 году .....	230
Приложение Э План-схема источников шума .....	231
Приложение Ю Акустический расчет на период строительства.....	232
Приложение Я Акустический расчет на период эксплуатации .....	241
Приложение Д Сведения об объекте размещения отходов .....	249
Приложение Ф Документ об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение .....	253
Приложение Г Лицензии предприятий на деятельность по обращению с отходами .....	259
Лицензия ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» .....	259
Лицензия ООО «НОВ-Экология».....	274
Лицензия ООО «Буматика».....	276
Лицензия ООО «Армада».....	279

Лицензия АО «Экотехнология».....	281
Лицензия ООО «Инновационные технологии» .....	284
Приложение J Схема мест временного накопления отходов.....	287
Приложение L Документация на установку по обезвреживанию отходов .....	288
Приложение N Утвержденный титульный лист программы мониторинга.....	294
Приложение Q Титульный лист положительного заключения Государственной экспертизы № 00089/ОГЭ-04028/04 .....	295

## Приложение А

### Свидетельство о постановке на государственный учет объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду

## СВИДЕТЕЛЬСТВО о постановке на государственный учет объекта оказывающего негативное воздействие на окружающую среду

Настоящее свидетельство в соответствии с положениями Федерального закона от 10.01.2002 №7-ФЗ "Об охране окружающей среды" выдано

**Территориально производственное предприятие "Ямалнефтегаз"**

ОГРН **1028601441978**

ИНН **8608048498**

Код ОКПО **45784016**

и подтверждает постановку на государственный учет в федеральный государственный реестр объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, эксплуатируемого объекта

**Нефтегазоконденсатный промысел Пяяхинского месторождения**  
местонахождение объекта: **Ямало-Ненецкий автономный округ Тазовский район Пяяхинское месторождение**

дата ввода объекта в эксплуатацию: **2016-01-01**

тип объекта: **Площадной**

и присвоение ему кода объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду,

7	1	-	0	1	8	9	-	0	0	0	0	0	4	-	П
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

и I-й категории, негативного воздействия на окружающую среду.

Свидетельство применяется во всех предусмотренных случаях и подлежит замене в случае изменения приведенных в нем сведений, а также в случае порчи, утраты.

Документ подписан электронной подписью  
СВЕДЕ́НИЕ О СЕРТИФИКАТЕ ЭП



Кому выдан: **Колесникова Наталья Васильевна**

Серийный номер: **136403**

Кем выдан: **УЦ Федерального казначейства**



## Приложение Б

### Протокол заседания ЦКР РОСНЕДР по УВС

2



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
ЦЕНТРАЛЬНАЯ КОМИССИЯ ПО СОГЛАСОВАНИЮ ТЕХНИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ  
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ  
(ЦКР Роснедр по УВС)

Утверждаю  
Председатель ЦКР Роснедр по УВС  
*О.С. Каспаров*  
« 17 » 11 2017 г.

#### ПРОТОКОЛ заседания Центральной нефтегазовой секции

от 27.10.2017 № 6997

г. Москва

Дополнение к технологической схеме разработки  
Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

**Присутствовали:**

А.В. Давыдов - Заместитель Председателя ЦКР Роснедр по УВС  
Н.С. Пономарев - Заместитель Руководителя Центральной нефтегазовой секции  
В.М. Малюгин - Секретарь Центральной нефтегазовой секции  
Е.Н. Ямпольская - Заместитель Секретаря Центральной нефтегазовой секции

**Члены Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:** Иоффе О.П., Лапидус В.З., Малютина Г.С., Саакян М.И., Твердохлебов Л.И.

**Приглашенные:**

от Консультационного Совета при Центральной нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС:  
Фукс А.Б.

от ФБУ «ГКЗ»: Королев А.С., Кузнецова Е.Б., Рамзин В.А., Стоянова Л.А., Хангильдина А.М., Шумейкина Н.Е.

от филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»: Мавлетдинов М.Г., Азаров М.Г., Дмитриев Ю.В., Зайцев А.В., Зыкова В.А., Карлович И.И., Косорова Н.П., Крашенинина О.В., Криволапов В.И., Минаков С.В., Рачева Л.Д., Рясный А.Г., Солянов С.А., Ульбина Л.А., Фуфаев С.А., Хасанова И.Г., Шляпкин А.С., Шнайдер А.В.

от ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»: Юнусов Р.Р., Арефьев С.В., Мазитов М.Р., Стенькин А.В., Шестаков Д.А.

от ПАО «ЛУКОЙЛ»: Кашинцев Е.И., Лорис-Руссо Р.Р.

**Слушали:** Мавлетдинова М.Г. – начальника отдела проектирования и мониторинга разработки месторождений Большехетской впадины Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени о работе «Дополнение к технологической схеме разработки Пякяхинского месторождения».

**I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ**

Пякяхинское месторождение расположено в пределах Пякяхинского лицензионного участка на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области в 60 км от районного центра п. Тазовский.

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями, находящимися в непосредственной близости от Пякяхинского являются Находкинское, Восточно-Мессояхское и Северо-Уренгойское месторождения.

Лицензия СЛХ № 13247 НЭ от 25.07.2005 г. на Пякяхинский л. у., выдана ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» (626486, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20, тел.: (34667) 2-98-00, факс: (34667) 2-98-00) на срок до 16.03.2023 г. соответственно.

Месторождение находится в районе с неразвитой инфраструктурой.

**II. КРАТКАЯ ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

Пякяхинское месторождение расположено в центральной части Большехетской впадины, осложняющей северо-восточную часть Надым-Тазовской синеклизы. Большехетская впадина является наиболее прогнута частью Надым-Тазовской синеклизы. Внутренняя часть этой крупной впадины с огромным нефтегазогенерирующим потенциалом осложнена рядом значительных по размерам и амплитудам поднятий II и III порядков. К наиболее крупным из них относится Хальмерпаютинский вал. Вал объединяет Пякяхинское, Западно-Хальмерпаютинское и Хальмерпаютинское локальные поднятия и имеет субширотное простирание.

Нефтегазоносность на Пякяхинском месторождении установлена в отложениях покурской (пласты ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>-ПК<sub>21</sub>), тангаловской (пласты АУ<sub>6</sub>-БУ<sub>9</sub>) и сортынской свит (пласты БУ<sub>10</sub>-АЧ<sub>1</sub>). Этаж нефтегазоносности составляет более 1300 м в интервале разреза осадочного чехла от валанжина до апта.

На Пякяхинском месторождении открыто 39 залежей в 30 пластах: ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub>, ПК<sub>20</sub>, ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>7</sub>, АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>1</sub>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>, БУ<sub>12</sub>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>0-1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>16</sub>, БУ<sub>17</sub>, БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>20</sub> и АЧ<sub>1</sub>.

**III. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

**Пласт ПК<sub>18</sub><sup>0</sup> (К1а1).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлены две залежи.

*Залежь в районе скважины 2003* газоконденсатная пластово-свдвовая, литологически экранированная, с размерами 7,4х5,2 км, высотой – 27,7 м.

*Залежь в районе скважины 2001* газоконденсатная пластово-сводовая, литологически экранированная, с размерами 3,2-9,0x1,2-3,5 км, высотой – 51,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта изучены по образцам кернa из шести скважин. В целом по пласту выполнено 111 исследований образцов кернa с определением пористости, 96 определений проницаемости, 77 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>18</sub> Юрхаровского месторождения.

**Пласт ПК<sub>18</sub>** (К1а1). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлены три залежи.

*Залежь в районе скважины 2003* нефтегазоконденсатная, пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 6,2x5,6 км, высота – 30 м.

*Залежь в районе скважины 2004* газоконденсатная пластово-сводовая, литологически экранированная, с размерами 4,5x3,1 км, высотой – 11,0 м.

*Основная залежь (район скважины 2001)* газоконденсатная пластово-сводовая, литологически экранированная, с размерами 9x4,7 км, высотой – 37,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по данным кернa из девяти скважин. В целом по пласту выполнено 156 исследований образцов кернa с определением пористости, 143 определений абсолютной проницаемости, 129 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 11 образцах из 3 скважин. ОФП изучены в 2 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, нефтенасыщенность и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено 4 гидродинамических исследования (КВУ, КВД, ИД). По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по 4 исследованиям на 4 скважинах.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены. Свойства конденсата представлены четырьмя анализами из трех скважин.

Состав пластового газа из газовой шапки (район скв.2003Р) изучен в двух скважинах из свободного газа (района скв.2001Р) в одной скважине.

Свойства нефти пласта изучены по двум поверхностным пробам нефти. Нефть легкая, маловязкая, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

**Пласт ПК<sub>19</sub>** (К1а1). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлены три залежи.

*Залежь в районе скважины 2002* нефтегазоконденсатная, пластово-сводовая, литологически экранированная с размерами 5,3x4,2 км, высота газовой шапки 29,1 м, нефтяной оторочки – 4 м.

*Залежь в районе скважины 2004* нефтяная, пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи 3,2x2,7 км, высота – 10,5 м.

*Основная залежь (район скважины 2001)* газоконденсатная пластово-сводовая, литологически экранированная, с размерами 8,3x4,2 км, высотой – 58,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК<sub>19</sub> изучены по образцам кернa из семи скважин. В целом по пласту выполнено 218 исследований образцов кернa с определением пористости, 211 определений абсолютной проницаемости, 198 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 36 образцах из 4 скважин. ОФП изучены в 7 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 2 скважин; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, нефтенасыщенность и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены. Свойства конденсата представлены двумя анализами из одной скважины.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>18</sub> Юрхаровского месторождения.

Свойства нефти пласта изучены по одной поверхностной и двум глубинным пробам. Нефть легкая, незначительной вязкости, малосернистая, малосмолистая, парафинистая, ближе к высокопарафиновым.

**Пласт ПК<sub>20</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлены четыре залежи.

*Залежь в районе скважины 2003* нефтяная, пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 5,8x3,25 км, высота – 22,8 м.

*Залежь в районе скважины 2015* нефтяная, пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 5,0x1,6 км, высота – 36,0 м.

*Залежь в районе скважины 2012* газоконденсатная, пластово-сводовая, литологически экранированная. Размеры залежи составляют 2,7x2,5 км, высота – 5,0 м.

*Основная залежь (район скважины 2001)* газоконденсатная пластово-сводовая, литологически экранированная, с размерами 8,0x3,7 км, высотой – 49,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК<sub>20</sub> изучены по образцам кернa из семи скважин. В целом по пласту выполнено 171 исследования образцов кернa с определением пористости, 165 определений абсолютной проницаемости, 151 определения водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 22 образцах из 2 скважин. ОФП изучены в 7 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, нефтенасыщенность и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены. Свойства конденсата представлены двумя анализами из одной скважины.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>18</sub> Юрхаровского месторождения.

Свойства нефти пласта изучены по двум поверхностным и трем глубинным пробам. Нефть легкая, незначительной вязкости, малосернистая, малосмолистая, парафинистая.

**Пласт ПК<sub>21</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, с размерами 7,0х3,0 км, высотой – 34,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК<sub>21</sub> изучены по образцам керна из двух скважин. В целом по пласту выполнено 29 исследований образцов керна с определением пористости, 25 определений абсолютной проницаемости, 20 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены. Свойства конденсата представлены одним анализом из одной скважины

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>18</sub> Юрхаровского месторождения

**Пласт АУ<sub>6</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, с размерами 7,25х3,75 км, высотой – 26,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта АУ<sub>6</sub> изучены по образцам керна из одной скважины. В целом по пласту выполнено 27 исследований образцов керна с определением пористости, 27 определений абсолютной проницаемости, 26 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены четырьмя анализами из одной скважины.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>21</sub> Юрхаровского месторождения

**Пласт АУ<sub>7</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, массивная, с размерами 5,0х3,7 км, высотой – 16,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта АУ<sub>7</sub> исследованиями керна не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Продуктивность пласта испытанием не подтверждена.

**Пласт АУ<sub>10</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, массивная, с размерами 4,0х2,8 км, высотой – 21,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта АУ<sub>10</sub> исследованиями керна не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом ПК<sub>21</sub> Юрхаровского месторождения

**Пласт БУ<sub>1</sub>** (К1а). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, массивная, с размерами 5,8х3,2 км, высотой – 30,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>1</sub> исследованиями керна не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> Пякхинского месторождения

**Пласт БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>** (К1г). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, с размерами 6,8х3,3 км, высотой – 27,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> изучены по образцам керна из одной скважины. В целом по пласту выполнено 29 исследований образцов керна с определением пористости, 27 определений абсолютной проницаемости, 23 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи изучены в одной скважине.

**Пласт БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>** (К1г). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтяногазоконденсатная, пластовая, сводовая, ее размеры составляют 7,0х3,2 км, высота - 30 м, в пределах газонасыщенной части – 6,1х2,5 км высота – 16 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> изучены по образцам керна из трех скважин. В целом по пласту выполнено 165 исследований образцов керна с определением пористости, 150 определений абсолютной проницаемости, 122 определений водоудерживающей способности; керна из газонасыщенной части не отбирался; исследования Квят и Ко.н. выполнены на 29 образцах из 3 скважин. Исследованиями ОФП пласт не охарактеризован; по ГИС пористость, проницаемость и нефтяногазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта, нефтенасыщенность и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства газа газовой шапки и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> Пякхинского месторождения.

Свойства нефти пласта изучены по одной поверхностной пробе. Нефть средней плотности, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

**Пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>** (К1г). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтяная, пластовая, сводовая, размеры залежи составляют 5,6х1,4–2,5 км, высота залежи 8 м.

7

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> изучены по образцам керна из одной скважины. В целом по пласту выполнено 9 исследований образцов керна с определением пористости, 9 определений абсолютной проницаемости, 8 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и нефтенасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Свойства нефти пласта изучены по одной поверхностной и двум глубинным пробам. Нефть средней плотности, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

**Пласт БУ<sub>8</sub> (К1g).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтяная, массивная, сводовая, размеры залежи составляют 4,0x2,5 км, высота залежи 15 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>8</sub> исследованиями керна не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и нефтенасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Свойства нефти пласта не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>.

**Пласт БУ<sub>9</sub> (К1g).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, массивная, размеры залежи – 8,5x3,8 км, высота – 36 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>9</sub> изучены по образцам керна из четырех скважин. В целом по пласту выполнено 84 исследований образцов керна с определением пористости, 73 определений абсолютной проницаемости, 59 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>10</sub> (К1g).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 6,7x3,1 км, высота – 32 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>10</sub> изучены по образцам керна из трех скважин. В целом по пласту выполнено 77 исследований образцов керна с определением пористости, 73 определений абсолютной проницаемости, 68 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

8

Физико-химические свойства свободного газа изучены в одной скважине, свойства конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>11</sub> (К1g).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, массивная, размеры залежи – 5,7x2,5 км, высота – 15 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>11</sub> исследованиями керна не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>12</sub> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 16,0 x 5,2 ÷ 6,5 км, высота – 82 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>12</sub> изучены по образцам керна из семи скважин. В целом по пласту выполнено 233 исследования образцов керна с определением пористости, 216 определений абсолютной проницаемости, 194 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено 6 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, ИД). По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по 6 исследованиям на 6 скважинах.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены по семи пробам из трех скважин.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>13</sub> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 13,3 x 5,2 ÷ 6,1 км, высота – 72 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта по данным керна из пяти скважин. В целом по пласту выполнено 222 исследования образцов керна с определением пористости, 192 определений абсолютной проницаемости, 179 определений водоудерживающей способности. Исследованиями Квят и Ко.н. пласт не охарактеризован. ОФП изучены в 1 эксперименте в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

9

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>14</sub>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 11,9 x 5,1 ÷ 5,7 км, высота – 74 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>14</sub> изучены по образцам керн из пяти скважин. В целом по пласту выполнено 318 исследований образцов керн с определением пористости, 269 определений абсолютной проницаемости, 252 определений водоудерживающей способности; исследованиями Квят и Ко.н. пласт не охарактеризован. ОФП изучены в 1 эксперименте в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>15</sub><sup>0-1</sup>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтегазоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 8,4x3,4-4,6 км, высота – 56 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>15</sub><sup>0-1</sup> совместно с пластом БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup> изучены по образцам керн из 3 скважин. В целом по пласту выполнено 94 исследований образцов керн с определением пористости, 88 определений абсолютной проницаемости, 85 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтегазонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи изучены в двух скважинах.

Свойства нефти пласта по глубинным и поверхностным пробам нефти не изучены и приняты по аналогии с пластом БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup>.

**Пласт БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи – 9,2 x 4,0 ÷ 5,0 км, высота – 62 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup> совместно с пластом БУ<sub>15</sub><sup>0-1</sup> изучены по образцам керн из 3 скважин. В целом по пласту выполнено 94 исследований образцов керн с определением пористости, 88 определений абсолютной проницаемости, 85 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

10

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтегазонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи изучены в трех скважинах.

Свойства нефти пласта изучены по четырем поверхностным и двум глубинным пробам. Нефть средней плотности, незначительной вязкости, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

**Пласт БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена две залежи: нефтяная (основная) и газоконденсатная (р-н скв.2022П).

Основная залежь пластовая, сводовая, размеры залежи составляют 12,8x6,0 км, высота залежи 84 м.

Залежь района скв.2022П газоконденсатная, массивная, размеры залежи составляют 6,0x1,3-3,0 км, высота – 12 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта определены по данным керн из 15 скважин: 715 определений пористости, 667 определений проницаемости, и 612 определений водоудерживающей способности; исследования Квят и Ко.н. выполнены на 20 образцах из 4 скважин. ОФП изучены в 16 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 6 скважин, а также в 1 эксперименте в системе «нефть-газ» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и нефтенасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено 4 гидродинамических исследования (КВУ, КВД, ИД). По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по 4 исследованиям на 4 скважинах.

Свойства нефти пласта изучены по 22 поверхностным и 14 глубинным пробам. Нефть легкая, незначительной вязкости, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

**Пласт БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтяная, пластовая, сводовая, размеры залежи 8,7x4,6 км, высота – 54,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> изучены по образцам керн из 12 скважин. В целом по пласту выполнено 528 исследований образцов керн с определением пористости, 480 определений абсолютной проницаемости, 464 определений водоудерживающей способности; исследования Квят и Ко.н. выполнены на 3 образцах из 1 скважины. ОФП изучены в 12 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 7 скважин; по ГИС пористость, проницаемость и нефтенасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтенасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено одно гидродинамическое исследование. По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по одному исследованию на одной скважине.

Свойства нефти пласта изучены по семи поверхностным и двум глубинным пробам. Нефть средней плотности, незначительной вязкости, малосернистая, малосмолистая, высокопарафинистая.

**Пласт БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, размеры

залежи составляют по газовой части 5x2,5 км, высота – 20,0 м, с учетом нефтяной части – 9,5x4,2 км, высота залежи 62 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> изучены по образцам керн из восьми скважин. В целом по пласту выполнено 376 исследований образцов керн с определением пористости, 355 определений абсолютной проницаемости, 324 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 8 образцах из 2 скважин. Исследованиями ОФП пласт не охарактеризован; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтегазонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены двумя анализами из одной скважины при совместном отборе из пластов БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> и БУ<sub>16</sub>.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены, приняты по аналогии с пластом БУ<sub>16</sub> Пяяхинского месторождения.

Поверхностными и глубинными пробами нефти пласт не охарактеризован. Свойства нефти приняты по аналогии с пластом БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>.

**Пласт БУ<sub>16</sub> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь нефтегазоконденсатная, пластовая, сводовая, размеры залежи составляют по газовой части залежи 6,8x3,2 км, высота – 32,0 м, с учетом нефтенасыщенной части – 13,3x5,9÷7,6, высота залежи 86,0 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>16</sub> изучены по образцам керн из 10 скважин. В целом по пласту выполнено 240 исследований образцов керн с определением пористости, 231 определений абсолютной проницаемости, 203 определений водоудерживающей способности. исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 13 образцах из 6 скважин. ОФП изучены в 9 экспериментах в системе «нефть-вода» на керне из 6 скважин; по ГИС пористость, проницаемость и нефтегазонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и нефтегазонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, конденсат исследован одним анализом из одной скважины и двумя анализами при совместном отборе из пластов БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> и БУ<sub>16</sub> из одной скважины.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи изучены в одной скважине.

Поверхностными и глубинными пробами нефти пласт не охарактеризован. Свойства нефти приняты по аналогии с пластом БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>.

**Пласт БУ<sub>17</sub> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь. Залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи - 10,0x4,5 км, высота – 55 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>17</sub> изучены по образцам керн из 5 скважин. В целом по пласту выполнено 154 исследования образцов керн с определением пористости, 144 определений абсолютной проницаемости, 133 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 1 образце из 1 скважины. Исследованиями ОФП пласт не охарактеризован; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики залежи не изучены и приняты по аналогии с пластом БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> Пяяхинского месторождения.

**Пласт БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластовая, сводовая, размеры залежи – 37,1x3,1-10,5 км, высота – 147 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> изучены по образцам керн из 12 скважин. В целом по пласту выполнено 418 исследований образцов керн с определением пористости, 406 определений абсолютной проницаемости, 335 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 6 образцах из 2 скважин. ОФП изучены в 1 эксперименте в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено 30 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, ИД). По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по 30 исследованиям на 30 скважинах при испытании пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены тремя анализами из двух скважин и пятью анализами из трех скважин при совместном отборе из пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики изучены из пласта БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> в одной скважине и в двух скважинах при совместном испытании пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>.

**Пласт БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> (К1v).** Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь. Залежь газоконденсатная пластовая, сводовая, размеры залежи - 22,2x9,8 км, высота – 139 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> изучены по образцам керн из 10 скважин. В целом по пласту выполнено 256 исследований образцов керн с определением пористости, 250 определений абсолютной проницаемости, 211 определений водоудерживающей способности; исследования Квйт и Ко.н. выполнены на 1 образце из 1 скважины. ОФП изучены в 1 эксперименте в системе «нефть-вода» на керне из 1 скважины, а также в 1 эксперименте в системе «газ-вода» на керне из 1 скважины; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Проведено 30 гидродинамических исследований (КВУ, КВД, ИД). По результатам ГДИ коэффициент проницаемости определен по 30 исследованиям на 30 скважинах при испытании пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены тремя анализами из одной скважины и пятью анализами из трех скважин при совместном отборе из пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>.

Состав пластового газа представлен двумя анализами при совместном испытании пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> из двух скважин.

13

**Пласт БУ<sub>20</sub>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластово-сводовая, стратиграфически-экранированная, размеры залежи - 19,2x9 км, высота – 162 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта БУ<sub>20</sub> изучены по образцам керн из четырех скважин. В целом по пласту выполнено 114 исследований образцов керн с определением пористости, 107 определений абсолютной проницаемости, 88 определений водоудерживающей способности; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа не изучены, свойства конденсата изучены двумя анализами из одной скважины

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики изучены в одной скважине.

**Пласт Ач<sub>1</sub>** (К1v). Пласт представлен терригенным коллектором. В пласте выявлена одна залежь газоконденсатная, пластово-сводовая, размеры залежи – 16,5x5,3-6,4 км, высота – 62 м.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта Ач<sub>1</sub> исследованиями керн не изучены; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены в одной вскрытой скважине 2011П; по ГИС пористость, проницаемость и газонасыщенность определены во всех скважинах.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта и газонасыщенность для проектирования приняты по результатам интерпретации ГИС.

Физико-химические свойства свободного газа и конденсата не изучены.

Состав пластового газа и газоконденсатные характеристики по пласту не изучены.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения приведена в **таблице 1**.

#### IV. СВЕДЕНИЯ О ЗАПАСАХ УГЛЕВОДОРОДОВ

По состоянию на 01.01.2017 на государственном балансе по месторождению числятся запасы углеводородов, утвержденные ГКЗ Роснедра в рамках подсчета запасов 2011 г (протокол ГКЗ Роснедра № 2579-деп от 30.09.2011 г.). За период 2012-2017 гг. выполнено четыре оперативных подсчета запасов:

2012 год - Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья по залежам пластов БУ<sub>8</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub> и БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> Пяяхинского месторождения, протокол ФАН № 18-185-пр от 14.03.2012;

2013 год - Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья по залежам пластов БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> и Ач<sub>1</sub> Пяяхинского месторождения, протокол ФАН № 18-751-пр от 13.12.2013;

2016 год - Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья по залежам пластов БУ<sub>15</sub><sup>0-1</sup> и БУ<sub>15</sub><sup>0-2</sup> Пяяхинского месторождения, протокол ФАН № 03-18/714-пр от 18.11.2016.

2017 год – Оперативный подсчет запасов углеводородного сырья по залежам ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> Пяяхинского месторождения, протокол ФАН № 03-18/153-пр от 19.05.2017.

Сведения о запасах УВ приведены в **таблицах 2-2.4**.

14

#### V. ИСТОРИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ

1. «Технологическая схема разработки Пяяхинского нефтегазоконденсатного месторождения», исполнитель ООО «ТюменНИИгипрогаз (протокол ЦКР Роснедра № 72-Г/2007 от 20.02.2007).

2. «Дополнение к технологической схеме разработки Пяяхинского месторождения», исполнитель Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени (протокол ЗС нефтегазовой секции ЦКР Роснедра по УВС № 87-11 от 28.12.2011) – действующий проектный документ.

Основные положения:

- Максимальные уровни (по категории запасов C<sub>1</sub>+C<sub>2</sub>):
  - добычи нефти - 1961,8 тыс.т (2026 г);
  - добыча газа - 4,579 млрд.м<sup>3</sup> (2033 г);
  - добыча конденсата - 327,5 тыс.т; (2016 г);
  - добычи жидкости - 3825,6 тыс.т (2059 г);
  - закачки воды - 4980,8 тыс.м<sup>3</sup> (2059 г);
  - добычи растворенного газа - 312,6 млн.м<sup>3</sup> (2026 г);
  - использование растворенного газа - 95 % (с 2012 г).

- Выделение 19 объектов разработки:

- 1 объект – газоконденсатные залежи в районе скв.2001 и 2003 пласта ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>, газоконденсатные залежи в районе скв.2001 и 2004 пласта ПК<sub>18</sub>, газоконденсатная залежь в районе скв.2001 пласта ПК<sub>19</sub>;
- 2 объект – нефтяная залежь в районе скв.2003 пласта ПК<sub>18</sub> и нефтяная залежь в районе скв.2003 пласта ПК<sub>20</sub>;
- 3 объект – нефтегазоконденсатная залежь в районе скв. 2002 и нефтяная залежь в районе скв. 2004 пласта ПК<sub>19</sub>;
- 4 объект – нефтяная залежь в районе скв. 2015 пласта ПК<sub>20</sub>;
- 5 объект – газоконденсатная залежь в районе скв. 2001 пласта ПК<sub>20</sub> и газоконденсатная залежь в районе скв. 2012 пласта ПК<sub>21</sub>;
- 6 объект – газоконденсатные залежи пластов АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>7</sub> и АУ<sub>10</sub>;
- 7 объект – газоконденсатные залежи пластов БУ<sub>1</sub> и БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>;
- 8 объект – нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>;
- 9 объект – нефтяная залежь пласта БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>;
- 10 объект – газоконденсатная залежь пласта БУ<sub>10</sub>;
- 11 объект - газоконденсатная залежь пласта БУ<sub>12</sub>;
- 12 объект - газоконденсатные залежи пластов БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub> и БУ<sub>15</sub><sup>02</sup>;
- 13 объект – нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>;
- 14 объект – нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>;
- 15 объект – нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>;
- 16 объект – нефтегазоконденсатная залежь пласта БУ<sub>16</sub>;
- 17 объект - газоконденсатная залежь пласта БУ<sub>17</sub>;
- 18 объект – газоконденсатные залежи пластов БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>;
- 19 объект - газоконденсатная залежь пласта БУ<sub>20</sub>.

- Система разработки:

- 1 объект (пласты ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub><sup>1</sup>+ПК<sub>19</sub><sup>1</sup>) - неравномерная система разработки горизонтальными скважинами (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки

15

- наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 2000 м;
- 2 объект (пласты ПК<sub>18</sub>+ПК<sub>20</sub> в р-не скв. № 2003) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки скважин с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 18,7 га/скв.;
  - 3 объект (пласт ПК<sub>19</sub> в р-не скв. №№ 2002 и 2004) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 40,4 га/скв.;
  - 4 объект (пласт ПК<sub>20</sub> в р-не скв. № 2015) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 26,6 га/скв.;
  - 5 объект (пласты ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub>) - неравномерная система разработки горизонтальными (длина горизонтального участка 500 м) и наклонно-направленными скважинами на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м;
  - 6 объект (пласты АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 2000 м;
  - 7 объект (пласты БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м;
  - 8 объект (пласт БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 26,8 га/скв.;
  - 9 объект (пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 31,3 га/скв.;
  - 10 объект (пласт БУ<sub>10</sub>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м;
  - 11 объект (пласт БУ<sub>12</sub>) - неравномерная система разработки горизонтальными (длина горизонтального участка 500 м) и наклонно-направленными скважинами на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 2000 м;
  - 12 объект (пласты БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub>+БУ<sub>15</sub><sup>02</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м;
  - ОРЭ объекта 13 (пласт БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>) и объекта 14 (пласт БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м;

16

- 15 объект (пласт БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 22,2 га/скв.;
  - 16 объект (пласт БУ<sub>16</sub>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка до 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 600 м. ПСС – 23,9 га/скв.;
  - 17 объект (пласт БУ<sub>17</sub>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м;
  - 18 объект (пласты БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>) - неравномерная система разработки горизонтальными (длина горизонтального участка 500 м) и наклонно-направленными скважинами на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 2000 м;
  - 19 объект (пласт БУ<sub>20</sub>) - неравномерная система разработки ГС (длина горизонтального участка 500 м) на основании равномерной треугольной сетки ННС с расстояниями между забоями 1500 м.
- Общий фонд скважин – 420, в том числе: добывающих – 315, нагнетательных – 105;
  - Фонд скважин для бурения - 411, в том числе 306 добывающих, 105 нагнетательных;
  - Накопленная добыча:  
нефти – 68307,9 тыс.т;  
газа – 160,194 млрд.м<sup>3</sup>;  
конденсата – 8,636 млн.т.
  - Достижение КИН (по категории С<sub>1</sub>) – 0,338, в т.ч. по объектам:
    - объект 2 (пласты ПК<sub>18</sub>+ПК<sub>20</sub> в районе скважины № 2003), КИН – 0,242, при Кв<sub>вт</sub>=0,337, Ко<sub>хв</sub>=0,718.
    - объект 3 (пласт ПК<sub>19</sub> в районе скважин №№ 2002 и 2004), КИН – 0,253, Кв<sub>вт</sub>=0,327, Ко<sub>хв</sub>=0,774.
    - объект 4 (пласт ПК<sub>20</sub> в районе скважины № 2015), КИН – 0,271, Кв<sub>вт</sub>=0,372, Ко<sub>хв</sub>=0,728.
    - объект 8 (пласт БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>), КИН – 0,250, Кв<sub>вт</sub>=0,303, Ко<sub>хв</sub>=0,825.
    - объект 9 (пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>), КИН – 0,310, Кв<sub>вт</sub>=0,382, Ко<sub>хв</sub>=0,812.
    - ОРЭ объекта 13 (пласт БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>) и объекта 14 (пласт БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>), КИН – 0,358.
    - объект 15 (пласт БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>), КИН – 0,323, Кв<sub>вт</sub>=0,506, Ко<sub>хв</sub>=0,638.
    - объект 16 (пласт БУ<sub>16</sub>), КИН – 0,241, Кв<sub>вт</sub>=0,431, Ко<sub>хв</sub>=0,559.

Разработку нефтесодержащих объектов планировалась начать с 2016 года, вводом в эксплуатацию восьми скважин участка ОПР на 13 и 14 объектах (период ОПР -3 года). В 2022 году ввод участка ОПР на объекте 2 (период ОПР – 3 года). С 2019 года планировалось постепенное разбуривание и ввод основного проектного фонда.

Разработка всех газоконденсатных объектов Пякхинского месторождения основывалась на поддержании постоянного уровня отборов газа 4500 млн. м<sup>3</sup>/год. Планировался ввод в 2016 году объектов 11 и 18. Остальные объекты вводятся для поддержания максимального уровня отбора газа.



17

## VI. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ

Месторождение открыто в 1989 году, в промышленную разработку введено 21.08.2016.

По состоянию на 01.01.2017 на месторождении пробурено 97 скважин, в том числе: нефтяных – 65 (действующих – 63, в консервации – одна (№ 218), пьезометрических – одна), газовых – 32. В бурении – пять скважин.

Характеристика фонда скважин приведена в **таблице 4**.

В эксплуатации находится три нефтесодержащих объекта: ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>. С начала разработки месторождения добыто 364,6 тыс. т жидкости и 332,7 тыс. т нефти, 1,2 тыс. т конденсата (из прорывного газа). Текущий КИН – 0,002. Обводненность добываемой продукции – 8,6 %. Накопленная добыча газа с начала разработки в целом по нефтесодержащим объектам Пяяхинского месторождения составила 60,7 млн. м<sup>3</sup>, в т. ч. растворенного газа – 48,7 млн. м<sup>3</sup>, газа из газовых шапок – 11,9 млн. м<sup>3</sup>. Закачка воды с целью поддержания пластового давления на месторождении ведется с начала разработки (всего закачано 215,2 тыс. м<sup>3</sup>). Накопленный отбор жидкости компенсирован закачкой на 35,7 %. Примесистость в среднем по месторождению составляет 222,4 м<sup>3</sup>/сут.

Объект БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>. По состоянию на 01.01.2017 общий фонд добывающих скважин составил 42, в том числе действующих – 42, из них нагнетательных в отработке – 9, пьезометрических – 1. Действующий фонд нагнетательных скважин составляет 12.

Годовой отбор нефти за 2016 год составил 327,8 тыс. т при обводненности 8,2 %, жидкости – 356,9 тыс. т, растворенного газа – 48,2 млн. м<sup>3</sup>. Накопленная закачка воды на 01.01.2017 составила 206,8 тыс. м<sup>3</sup> при накопленной компенсации 38,0 %.

Фонд действующих скважин характеризуется как высокодебитный, средний дебит нефти составляет 84,0 т/сут. Средний дебит жидкости добывающих скважин составляет 91,5 т/сут. Текущая обводненность добываемой продукции в среднем составляет 8,2%.

Объект БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>. По состоянию на 01.01.2017 в работе находятся три добывающие скважины (в т. ч. одна в отработке на нефть), закачка воды не ведется. Годовой отбор нефти за 2016 год составил 3,2 тыс. т при обводненности 45,9 %, жидкости – 5,9 тыс. т, растворенного газа – 0,4 млн. м<sup>3</sup>. Средний дебит скважин по нефти составляет 12,2 т/сут, дебит жидкости – 22,6 т/сут.

Объект ПК<sub>18</sub>. По результатам испытаний пробуренных скважин получены притоки свободного газа (222Г, 225Г, 212, 227Г). В связи с этим геологическое строение залежи было актуализировано (выделена газовая шапка). В настоящее время на данный объект пробурено 7 скважин, в т. ч. 5 добывающих и 2 нагнетательных. Ввод добывающих скважин объекта в эксплуатацию осуществлялся с 26 по 31 декабря 2016 года. Годовой отбор ЖУВ за 2016 год составил 2,9 тыс. т (в т. ч. 1,7 тыс. т нефти и 1,2 тыс. т конденсата) при обводненности 1 %, жидкости – 1,7 тыс. т, растворенного газа – 0,01 млн. м<sup>3</sup>, газа из газовой шапки 11,9 млн. м<sup>3</sup>.

Фонд действующих скважин характеризуется как высокодебитный, средний дебит нефти составляет 40,9 т/сут, дебит жидкости – 41,3 т/сут. Текущая обводненность добываемой продукции в среднем составляет 1,0 %.

Закачка воды по объекту ПК<sub>18</sub> началась в октябре 2016 при том, что

18

добывающие скважины запустились в декабре 2016. Решение о первоочередном запуске нагнетательных скважин было обусловлено необходимостью обеспечения минимальных допустимых параметров работы насоса по закачки воды на уровне 2000 м<sup>3</sup>/сут по месторождению в целом.

По состоянию на 01.01.2017 закачка воды осуществляется двумя скважинами. Накопленная закачка составила 8,5 тыс. м<sup>3</sup> воды. Объем закачанной воды, приходящейся на одну скважину равен 4,25 тыс. м<sup>3</sup>. Накопленный отбор жидкости и газа компенсирован закачкой на 16,6 %.

Фактические показатели разработки Пяяхинского месторождения отличаются от проектных по добыче нефти на 22,5 %, добыче жидкости на 29,6 %, закачке воды на 88,3 %. Данные отличия обусловлены изменением подходов к разработке первоочередных объектов разработки БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> и ПК<sub>18</sub>, такими как изменение конструкции скважин по объектам БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, которые планировалось разрабатывать двустольными скважинами с применением оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации и первоочередным вводом участка ОПР на 3 года.

На Пяяхинском месторождении газоконденсатные эксплуатационные объекты находятся в стадии эксплуатационного бурения. Весь пробуренный фонд скважин после освоения консервируется до момента ввода объектов в разработку.

Добыча газа и конденсата осуществляется с 2009 года на собственные нужды.

Объект БУ<sub>12</sub>. По состоянию на 01.01.2017 отобрано свободного газа – 168,4 млн. м<sup>3</sup>, что составляет 0,83 % от начальных геологических запасов газа, и конденсата – 18,5 тыс. т, что составляет 0,69 % от начальных извлекаемых запасов конденсата, текущий КИН – 0,008, текущий КИК – 0,007.

Годовые уровни добычи газа изменяются в диапазоне от 34,3 до 48,4 млн. м<sup>3</sup>, конденсата от 3,2 до 6,6 тыс. т.

За 2016 год отобрано 39,5 млн. м<sup>3</sup> газа, темп отбора от НГЗ составил 0,19 % (при 2,34 % по проекту), проектная годовая добыча газа составляла 476,7 млн. м<sup>3</sup>. Добыча стабильного конденсата – 4,3 тыс. т (при 57,1 тыс. т по проекту).

Средний дебит сепарированного газа скважины за 2016 год составил 141,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, средний дебит стабильного конденсата – 15,5 т/сут.

Объект БУ<sub>18</sub><sup>1-2</sup>. По состоянию на 01.01.2017 отобрано свободного газа – 183,6 млн. м<sup>3</sup> газа, что составляет 0,19 % от начальных геологических запасов газа, и конденсата – 16,3 тыс. т, что составляет 0,30 % от начальных извлекаемых запасов конденсата, текущий КИН – 0,002, текущий КИК – 0,002.

За 2016 год отобрано 26,8 млн. м<sup>3</sup> газа, темп отбора от НГЗ составил 0,03 % (при 4,3 % по проекту), проектная годовая добыча газа составляет 4023,3 млн. м<sup>3</sup>. Добыча стабильного конденсата – 2,9 тыс. т (при 270,4 тыс. т по проекту).

Средний дебит газа сепарации добывающих скважин за 2016 год составил 161,7 тыс. м<sup>3</sup>/сут, средний дебит стабильного конденсата – 17,6 т/сут.

Значительные расхождения проектных и фактических значений основных технологических показателей разработки в 2016 году по газовым объектам связано с неподготовленностью объектов обустройства к промышленному вводу в разработку.

Сравнение проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом приведено в **таблице 3**.

20

Плотность сетки – 209,9 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает залежь в районе скважины № 2001П разрабатывать собственным фондом с оптимизацией размещения скважин по площади. Общий фонд составляет 8 скважин, в том числе к бурению – 5 МСС, из них на пласты ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>, ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub> – 3, на пласты ПК<sub>18</sub>, ПК<sub>19</sub> – 2. С нижележащего объекта БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>, планируются зарезки боковых горизонтальных стволов в 3 добывающих скважинах после выполнения их проектного назначения. Длина горизонтального участка составляет 500 м.

Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в 7 скважинах.

Накопленный отбор газа сепарации – 7448,1 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 166,1 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,616, КИК – 0,329 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 174,9 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает изменение конструкции добывающих МСС на субгоризонтальные с ответвлениями (МЗС). Длина основного ствола составляет 900 м (по 300 м на каждый пласт), ответвлений – 250 м. Общий фонд составляет 8 скважин, в том числе к бурению – 5 скважин. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в 2 скважинах.

Накопленный отбор газа сепарации – 7437,6 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 165,2 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,615, КИК – 0,327 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 174,9 га/скв.

*Объект ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектом документе). Разработку объекта планируется вести горизонтальными и многоствольными скважинами. Общий фонд составляет 5 скважин, в том числе к бурению – 4 скважины, из них горизонтальных (ГС) – 1 (на пласт ПК<sub>20</sub>), МСС – 3 (на пласты ПК<sub>20</sub>, ПК<sub>21</sub>). С нижележащего объекта БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>, планируется выполнить зарезку бокового горизонтального ствола из добывающей скважины № 509-1, после выполнения скважины своего проектного назначения. Длина горизонтального участка составляет 500 м.

Накопленный отбор газа сепарации – 4380,8 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 114,4 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,546, КИК – 0,342 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 148,8 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1. Предполагает изменение конструкции добывающих МСС на субГС. Длина основного ствола составляет 500 м (по 250 м на каждый пласт).

Накопленный отбор газа сепарации – 3882,1 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 102,1 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,483, КИК – 0,306 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 175,8 га/скв.

21

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает увеличение зоны дренирования объекта за счет замены субГС на МЗС с ответвлениями длиной 150 м.

Накопленный отбор газа сепарации – 4068,6 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 106,4 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,507, КИК – 0,319 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 140,9 га/скв.

*Объект АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектом документе).

Разработку объекта планируется вести многоствольными скважинами. Общий фонд составляет 3 скважины, в том числе к бурению – 3 (на пласты АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>7</sub> – 1, на пласты АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>7</sub>, АУ<sub>10</sub> – 2). Длина горизонтального участка составляет 500 м. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в пределах пласта АУ<sub>6</sub>.

Накопленный отбор газа сепарации – 4830,1 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 342,2 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,608, КИК – 0,479 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 140,7 га/скв.

*Вариант 2.* Предполагает увеличение проектного фонда скважин на одну наклонно-направленную скважину (ННС), а так же изменения конструкции добывающих МСС на субГС в пределах пластов АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>7</sub>. Общий фонд скважин составляет 4. Длина основного ствола в субГС составляет 500 м (по 250 м на каждый пласт).

Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить ГРП в пределах пласта АУ<sub>6</sub>.

Накопленный отбор газа сепарации – 5713,9 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 405,9 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,719, КИК – 0,568 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 124,2 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает увеличение зоны дренирования объекта за счет замены субГС на МЗС с ответвлениями длиной 150 м. Общий фонд составляет 4 скважины, в том числе к бурению – 4. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить ГРП в пределах пласта АУ<sub>6</sub>.

Накопленный отбор газа сепарации – 5828,1 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 414,7 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,734, КИК – 0,580 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 105,6 га/скв.

*Объект БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>3</sub><sup>1</sup>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектом документе).

Предполагает разбуривание пластов двуствольными скважинами. Длина горизонтального участка составляет 500 м. Общий фонд составляет 3 скважины, в том числе к бурению – 3. Для интенсификации притока газа к забою добывающих

23

Плотность сетки – 84,9 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает увеличение зоны дренирования объекта бурением в скважинах дополнительных ответвлений от основного ствола длиной 350 м. Общий фонд составляет 8 скважин, в том числе к бурению – 8.

Накопленный отбор газа сепарации – 8919,7 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 601,0 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,795, КИК – 0,405 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 64,7 га/скв.

*Объект БУ<sub>12</sub>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектном документе). Предусматривает разбуривание объекта горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка 500 м.

Общий фонд составляет 15 скважин (наклонно-направленных – 1, горизонтальных – 13, МСС – 1), в том числе пробурено – 6, из них горизонтальных – 5 (в скважинах №№ 301, 304 выполнено бурение горизонтального ствола), наклонно-направленных – 1, числится на объекте БУ<sub>18</sub><sup>1-2</sup> (скважина № 523, запланированная для ОРЭ объектов БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup>), к бурению – 4 горизонтальные скважины и многоствольная скважина № 535 (объекта БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup>), запланированная для апробации внутрискважинного оборудования для ОРЭ объектов БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup>; планируемых к резке боковых горизонтальных стволов с нижележащего объекта БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup>, после выполнения их проектного назначения – 4 (№№ 513-2, 536-2, 532-2, 539-2). Для интенсификации притока газа к забоям добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в 4 скважинах.

Накопленный отбор газа сепарации – 16657,9 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 1050,1 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,819, КИК – 0,391 (запасы категории В1).

Плотность сетки – 166,9 га/скв.

*Объект БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub>*

*Вариант 1.* (на основе утвержденного варианта разработки). Предусматривает бурение двуствольных добывающих скважин, размещенных на основе треугольной сетки с расстоянием между скважинами 1500 м. Скважины с горизонтальным окончанием протяженностью 500 м с проведением поинтервального ГРП. Общий фонд – 7 скважин.

Накопленный отбор газа сепарации – 11645,4 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 747,3 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,596, КИК – 0,289 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 208 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает изменение сложной конструкции добывающих МСС на субгоризонтальные (субГС), а так же увеличение зоны дренирования объекта за счет бурения в субГС дополнительных ответвлений. Длина основного ствола составляет 600 м (по 300 м на каждый пласт), ответвлений – 250 м. Общий фонд составляет 7 скважин, в том числе к бурению – 7.

Накопленный отбор газа сепарации – 11674,6 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор

24

стабильного конденсата – 753,2 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,597, КИК – 0,292 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки – 203 га/скв.

*Объект БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> (район скважины № 2022П)*

*Вариант 1.* Выработку запасов газа из залежи планируется осуществлять собственным фондом горизонтальных скважин. Длина горизонтального участка составляет 500 м. Общий фонд составляет 2 скважины, в том числе к бурению – 2.

Накопленный отбор газа сепарации – 533,4 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 23,6 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,646, КИК – 0,217 (запасы категории В1).

Плотность сетки – 200,8 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает бурение бокового горизонтального ствола из добывающей скважины № 548 с нижележащего объекта БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup> после выполнения скважиной своего проектного назначения. Общий фонд составляет 2 скважины, в том числе к бурению – 1.

Накопленный отбор газа сепарации – 518,2 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 23,1 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,627, КИК – 0,212 (запасы категории В1).

Плотность сетки – 200,8 га/скв.

*Объект БУ<sub>17</sub>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектном документе). Предусматривает разбуривание объекта горизонтальными скважинами. Длина горизонтального участка составляет 500 м. Общий фонд составляет 4 скважины, в том числе к бурению – 4.

Накопленный отбор газа сепарации – 4397,0 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 253 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,721, КИК – 0,574 (запасы категории В2).

Плотность сетки скважин 254,3 га/скв.

*Объект БУ<sub>18</sub><sup>1+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup></sup>*

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектном документе). Разработку объекта планируется вести наклонно-направленными, горизонтальными и многозабойными скважинами. Общий фонд составляет 44 скважины (ННС – 2, ГС – 37, МСС – 1, МЗС – 4), в том числе пробурено – 27, из них горизонтальных – 23 (в скважине № 517 (2021П) планируется резка бокового горизонтального ствола - № 517Л), наклонно-направленных – 2 (включая скважину № 523 запланированную для ОРЭ с объектом БУ<sub>12</sub>), многозабойных – 2, к бурению – 17, из них горизонтальных – 14 (на пласт БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> – 7, на пласты БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> – 7), одна многоствольная скважина № 535 запланированная для ОРЭ с объектом БУ<sub>12</sub>, многозабойных – 2. Длина горизонтального участка составляет 500 м, ответвлений 250 м. Для интенсификации притока газа к забоям добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в 12 скважинах.

Накопленный отбор газа сепарации – 77248,4 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор

25

стабильного конденсата – 4407,0 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,819, КИК – 0,647 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки скважин 207,1 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает размещение проектного фонда с учетом утвержденного варианта разработки и добуривания скважин в зоне расширения контура пласта БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> (на основании ОПЗ 2012 года). Предлагается дополнительно пробурить 4 МЗС в зоне расширения контура в районе скв. № 2022П. МГРП в трех скважинах на пласт БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> (№№ 504, 1806 и 1810) в связи с небольшой толщиной глинистого раздела между пластами БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> (от 1,2 м до 6,9 м) предлагается заменить на бурение ответвлений (МЗС), и для увеличения охвата пласта – горизонтальные скважины №№ 501 и 503 заменить на МЗС. Общий фонд скважин составляет 45 ед. (ННС – 2 ед., ГС – 32 ед., МСС – 1, МЗС – 13), в том числе к бурению – 21, из них ГС – 9 (на пласт БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> – 1, на пласты БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>-БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> – 8), одна многоствольная скважина № 535 (запланированная для ОРЭ с объектом БУ<sub>12</sub>), многоствольных – 11. Как и в варианте 1, в скважине пробуренного фонда № 517 (2011П) планируется резка бокового горизонтального ствола (№ 517Л). Длина горизонтального участка составляет 500 м, ответвлений 250 м. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить ГРП в 1 наклонно-направленной и МГРП в 12 горизонтальных скважинах, в том числе в многоствольных скважинах на пласт БУ<sub>18</sub><sup>1</sup> и многоствольной скважине.

Накопленный отбор газа сепарации – 80071 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 4578 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,849, КИК – 0,672 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки скважин 181,1 га/скв.

#### Объект БУ<sub>20</sub>

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектом документе). Предусматривает разбуривание объекта горизонтальными скважинами. Длина горизонтального участка составляет 500 м. Общий фонд составляет 17 скважин, в том числе к бурению – 17. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в ЧГЗ предлагается выполнить МГРП в 17 скважинах.

Накопленный отбор газа сепарации – 15771,3 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 911,2 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,826, КИК – 0,661 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки скважин 208,1 га/скв.

#### Объект А<sub>4</sub>

*Вариант 1.* Предусматривает разбуривание объекта наклонно-направленными скважинами. Общий фонд составляет 20 скважин, к бурению – 20.

Накопленный отбор газа сепарации – 14746,8 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 1547 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,638, КИК – 0,616 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки скважин 408,5 га/скв.

*Вариант 2.* Общий фонд составляет 18 скважин, к бурению – 18, из них ННС – 15, МЗС – 3. Для интенсификации притока газа к забою добывающих скважин в

26

ЧГЗ предлагается выполнить ГРП в 15 скважинах.

Плотность сетки скважин 181,6 га/скв.

Накопленный отбор газа сепарации – 15525,5 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 1578,2 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,671, КИК – 0,628 (запасы категории В1+В2).

*Вариант 3.* Общий фонд составляет 15 скважин, к бурению – 15, из них ННС – 3, ГС – 12. Длина горизонтального участка составляет 500 м.

Накопленный отбор газа сепарации – 16975,0 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата – 1635 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,734, КИК – 0,651 (запасы категории В1+В2).

Плотность сетки скважин 209,5 га/скв.

#### Нефтяные и нефтегазоконденсатные объекты

##### Объект ПК<sub>18</sub>

*Вариант 1.* Основывается на размещении проектного фонда по варианту разработки, утверждённому в рамках действующего проектного документа, на основании обращенной семиточечной системы. Разработку объекта планируется вести наклонно-направленными (№№ 212, 217, 218) и горизонтальными скважинами с длиной ствола 350 м. Общий фонд составляет 28 скважин (ННС – 3, ГС – 25), в том числе добывающих нефтяных – 17, нагнетательных – 11. Фонд для бурения – 21 горизонтальная скважина, в т. ч. 13 добывающих и 8 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 590,7 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,153 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,245), при Кохв – 0,478, Квыг – 0,320.

Плотность сетки скважин 35,9 га/скв.

*Вариант 2.* Предполагается сокращение фонда за счет бурения добывающих МЗС (с четырьмя ответвлениями по 100-150 м) и нагнетательных ГС. При этом, по сравнению с вариантом 1, длину основного горизонтального участка планируется увеличить до 500 м. Общий фонд – 21 скважина, из них 10 добывающих нефтяных (2 ГС и 6 МЗС) и 11 нагнетательных (10 ГС и 1 ННС). Фонд к бурению – 14 скважин, в т.ч. 6 добывающих нефтяных МЗС и 8 нагнетательных ГС.

Накопленная добыча – 673,4 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,174 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,245), при Кохв – 0,544, Квыг – 0,320.

Плотность сетки скважин 39,5 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает выполнение ЗБГС в зоны ранее не охваченные процессом вытеснения нефти. Запланировано 3 ЗБГС из скважин №№ 218, 227Г и 232Г.

Накопленная добыча газа из газовой шапки – 846,5 млн. м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 65,6 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ – 0,795, КИК – 0,619 (запасы категории В1).

Накопленная добыча нефти – 790,8 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,204 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,245), при Кохв – 0,638, Квыг – 0,320.

Плотность сетки скважин 33,5 га/скв.

28

*Объект ПК<sub>20</sub>*

*Вариант 1* основывается на размещении проектного фонда по варианту разработки утверждённому в рамках действующего проектного документа.

В районе скважины № 2003П предполагается осуществлять разработку горизонтальными скважинами с длиной горизонтального участка 350 м. Фонд скважин для бурения составляет 23, в том числе добывающих – 15 (одна из них двуствольная), нагнетательных – 8. Плотность сетки скважин 33,7 га/скв.

Залежь в районе скважины № 2015Р планируется разрабатывать скважинами, переводимыми с объекта БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> с зарезками бокового горизонтального ствола, в неохваченных зонах планируется разбуривание залежи системой горизонтальных скважин. Длины горизонтальных стволов до 500 м. Общее число переводов – 3, из них под добычу – 2, под нагнетание – 1. Фонд скважин для бурения составляет 4 (3 добывающие, 1 нагнетательная двуствольная). Для интенсификации притока при вводе в эксплуатацию скважины № 401, расположенной в ЧНЗ, предлагается выполнить поинтервальный ГРП. Плотность сетки скважин 26,6 га/скв.

Накопленная добыча нефти – 2394,5 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,296 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,253), при Квыт – 0,329, Кохв – 0,899.

*Вариант 2* является развитием варианта 1 и предполагает сокращение фонда скважин за счет бурения многозбойных скважин.

В районе скважины № 2003П предусматривается разрабатывать системой многозбойных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин. Длина основного ствола составляет 500 м, ответвлений от 200 до 350 м. Проектный фонд составляет 15 скважин, в том числе 9 – добывающих МЗС, 6 – нагнетательных ГС. Плотность сетки скважин составляет 19,1 га/скв.

Выработка запасов нефти из залежи в районе скважины № 2015Р планируется тремя добывающими многозбойными скважинами с длиной основного ствола 600 м и ответвлений от 200 до 350 м и двумя горизонтальными нагнетательными скважинами (длина горизонтального участка – 500 м). Плотность сетки скважин составляет 23,6 га/скв.

Накопленная добыча нефти – 2251,2 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,279 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,253), при Квыт – 0,329, Кохв – 0,848.

*Объект БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>*

*Вариант 1* составлен на основе утвержденного проектного документа. Предполагает осуществлять разработку объекта горизонтальными и многозбойными скважинами с длиной ствола от 350 до 500 м. Конструкция МЗС предусматривает бурение дополнительно одного ответвления длиной 300 м. Одну скважину планируется перевести с объекта БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> после отработки с зарезкой бокового горизонтального ствола. Общий фонд для бурения – 21 скважина, в том числе добывающих горизонтальных – 12, добывающих многозбойных – 1, нагнетательных горизонтальных – 8. Число переводов – 1 (под добычу).

Накопленная добыча нефти – 1026,5 тыс.т.

Достижимый КИН – 0,198 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,250), при Квыт – 0,303, Кохв – 0,653.

Плотность сетки скважин 30,2 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1, предусматривает оптимизацию

29

размещения скважин и уплотнение сетки за счет бурения МЗС с длиной основного ствола 500-800 м и двумя ответвлениями длиной от 100 до 150 м. Проектный фонд скважин для бурения – 22, в т. ч.: добывающих МЗС – 14, нагнетательных ГС – 8.

После выработки запасов нефтяной оторочки планируется доизвлечение запасов газа из газовой шапки путем зарезки бокового горизонтального ствола из скважины № 816.

Накопленная добыча газа из газовой шапки – 1137,8 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 86,8 тыс.т.

Технологически достижимый КИН – 0,660, КИК – 0,419 (запасы категории В1).

Накопленная добыча нефти – 1205,5 тыс. т

Достижимый КИН – 0,233 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,250), при Квыт – 0,303, Кохв – 0,769.

Плотность сетки скважин 20,8 га/скв

*Опытно-промышленный участок*

С целью изучения добычных возможностей пласта, бурения скважин различной конструкции предлагается выделить участок опытно-промышленных работ в районе скважин 2001П и 2005П. Предлагается бурение скважин различной конструкции:

- добывающая с горизонтальным окончанием длиной до 500 м;
- добывающая многозбойная с длиной основного горизонтального участка до 800 м и тремя ответвлениями длиной 100-150 м.
- две добывающие многозбойные с длиной основного горизонтального участка до 500 м и двумя ответвлениями длиной 100-150 м.

Накопленная добыча нефти за рассматриваемый период составит 623,8 тыс. т.

*Объект БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> + БУ<sub>8</sub>*

*Вариант 1.* Разработка объекта планируется системой ННС и ГС на основании обращенной семиточечной системы (расстояние между скважинами – 600 м). Выработку запасов нефти из западной части объекта предполагается вести наклонно-направленными скважинами, одновременно с обоих пластов. В восточной части объекта предлагается бурение горизонтальных скважин согласно решениям действующего проектного документа для объекта БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>. Проектный фонд – 24 скважины, в т. ч.: добывающих – 16 (ННС – 12; ГС – 4); нагнетательных – 8 (ННС – 5; ГС – 3).

Накопленная добыча нефти – 1397,0 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,216 (запасы категории В1+В2, утвержденный по пласту БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> – 0,310, по пласту БУ<sub>8</sub> – 0,280), при Квыт – 0,405, Кохв – 0,533.

Плотность сетки скважин 44,3 га/скв.

*Вариант 2.* Разработка объекта осуществляется системой горизонтальных (ГС), многозбойных (МЗС) и многоствольных (МСС) скважин с длиной ствола 500 м. В восточной части объекта на многозбойных скважинах предлагается бурение двух ответвлений по 100 м на пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>. Отборы нефти в западной части с пластов БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> и БУ<sub>8</sub> планируется вести многоствольными скважинами. Проектный фонд объекта БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> – 15, в т. ч.: добывающих – 9 (МЗС – 3, МСС – 4, ГС – 2), нагнетательных – 6 (МСС – 3; ГС – 3).

Накопленная добыча нефти – 1633,8 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,253 (запасы категории В1+В2, утвержденный по пласту БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> – 0,310, по пласту БУ<sub>8</sub> – 0,280), при Квыт – 0,405, Кохв – 0,625.

Плотность сетки скважин 30,6 га/скв.

*Вариант 3.* Восточную часть объекта планируется разрабатывать аналогично варианту 2, в западной части предусмотрены различные конструкции скважин, разрабатывающих одновременно оба пласта данного объекта: добывающая наклонно-направленная, добывающая многоствольная, нагнетательная многоствольная и добывающая многозабойная. Проектный фонд для разработки объекта составляет 15 скважин, в т. ч.: добывающих – 9 (МЗС – 4, МСС – 2, ГС – 2, ННС – 1), нагнетательных – 6 (МСС – 3, ГС – 3).

Накопленная добыча нефти – 1682,5 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,261 (запасы категории В1+В2, утвержденный по пласту БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> – 0,310, по пласту БУ<sub>8</sub> – 0,280), при Квйт – 0,405, Кохв – 0,644.

Плотность сетки скважин 29 га/скв.

*Вариант 4.* Разработка планируется системой горизонтальных и многозабойных скважин. Длина основного ствола 350-500 м, ответвлений до 300 м, размещение на основании обращенной семиточечной системы (расстояние между скважинами – 600 м). Данный вариант является альтернативой варианту 2. На многозабойных скважинах планируется бурение по одному либо двум ответвлениям на каждый пласт. Проектный фонд скважин – 13, в т. ч.: добывающих – 7 (ГС – 4, МЗС – 3), горизонтальных нагнетательных – 6.

Накопленная добыча нефти – 1731,5 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,268 (запасы категории В1+В2, утвержденный по пласту БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> – 0,310, по пласту БУ<sub>8</sub> – 0,280), при Квйт – 0,405, Кохв – 0,662.

Плотность сетки скважин 35,5 га/скв.

*Отытно-промышленный участок*

С целью изучения добычных возможностей пласта, бурения скважин различной конструкции предлагается выделение участка ОПР в районе скважин №№ 2001П и 2005П. Предлагается бурение скважин различной конструкции:

- добывающая с горизонтальным окончанием длиной до 500 м вскрывающие пласт БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>;
- добывающая многозабойная вскрывающая оба пласта с длиной основного горизонтального участка в пределах каждого пласта по 350-400 м и двумя ответвлениями в каждом пласте длиной до 300 м;
- многозабойная добывающая скважина, вскрывающая оба пласта – горизонтальным участком по 350-400 м с одним ответвлением в пласте БУ<sub>6</sub><sup>2</sup> длиной до 300 м.

Накопленная добыча нефти – 964,3 тыс. т.

*Объект БУ<sub>15</sub><sup>01</sup>*

*Вариант 1.* Предполагает осуществлять разработку объекта горизонтальными добывающими скважинами с длиной ствола до 600 м, из них 3 скважины многозабойные, с длиной бокового ответвления до 300 м. Для сокращения прорывов газа из газовой шапки предполагается размещение вдоль границы ГНК наклонно-направленных нагнетательных скважин. Общий фонд скважин – 22, в том числе добывающих – 10, нагнетательных – 12. Фонд для бурения – 22.

Накопленная добыча нефти – 120 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,102 (запасы категории В2, утвержденный – 0,130), при Квйт – 0,158, Кохв – 0,646.

Плотность сетки скважин 31,0 га/скв.

*Вариант 2.* Предусматривается выработка запасов нефти на естественном

режиме с использованием напора газовой шапки и подошвенной воды. Проектный фонд добывающих скважин – 10 (7 ГС и 3 МЗС).

Накопленная добыча нефти – 105,3 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,089 (запасы категории В2, утвержденный – 0,130), при Квйт – 0,158, Кохв – 0,563.

Плотность сетки скважин 42,3 га/скв.

*Вариант 3.* На основе варианта 2, с целью сокращения затрат на бурение скважин предусмотрен вариант с возвратом скважин с объекта БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> после выполнения ими своего проектного назначения. Предполагается выполнить 3 ЗБГС (длина горизонтального окончания до 600 м) и 2 ЗБГС с ответвлением (длина основного ствола до 600 м и ответвление до 300 м). Предполагается ввод одной горизонтальной скважины в районе скважины 301 в 2019 году с целью изучения добычных возможностей объекта. Также в связи с отсутствием кандидатов для возвратов предлагается пробурить 2 добывающие горизонтальные скважины и одну многозабойную скважину. Одна скважина перебуривается в 2083 году после выбытия на пласте БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>.

После выработки запасов нефтяной оторочки планируется доизвлечение запасов газа из газовой шапки путем резки двух боковых горизонтальных стволов из скважин № 1305 и № 1303.

Накопленная добыча газа из газовой шапки – 364,5 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 7,9 тыс. т.

Технологически достижимый КИН – 0,603, КИК – 0,115 (запасы категории В2).

Накопленная добыча нефти – 100,4 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,085 (запасы категории В2, утвержденный – 0,130), при Квйт – 0,158, Кохв – 0,538.

Плотность сетки скважин 42,3 га/скв.

*Объект БУ<sub>15</sub><sup>02</sup>*

*Вариант 1.* Предполагает осуществлять разработку объекта горизонтальными добывающими скважинами с длиной ствола до 600 м. Для сдерживания прорывов газа из газовой шапки предполагается размещение вдоль границы ГНК наклонно-направленных нагнетательных скважин. Система размещения скважин – избирательная. Общий фонд скважин – 20, в том числе добывающих – 11, нагнетательных – 9. Фонд для бурения – 20 скважин.

Накопленная добыча нефти – 630,7 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,173 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,170), при Квйт – 0,275, Кохв – 0,629.

Плотность сетки скважин 54,1 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предусматривает уплотнение сетки за счет бурения горизонтальных нагнетательных скважин, размещенных вдоль границы ГНК. Добывающие скважины предполагается бурить многозабойными с одним ответвлением длиной 250-300 м, длина основного ствола – до 600 м. Проектный фонд скважин – 19, в т. ч.: добывающих – 11, нагнетательных – 8. Фонд для бурения – 19 скважин.

Накопленная добыча нефти – 714,5 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,196 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,170), при Квйт – 0,275, Кохв – 0,713.

Плотность сетки 33,4 га/скв.

*Вариант 3.* В целях улучшения экономической оценки разработки нефтяной оторочки пласта рассмотрен скважин с ЗБГС с основного нефтяного объекта БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> после выполнения ими своего проектного назначения. Предусмотрено бурение 6 скважин, в т.ч. 3 добывающих и 3 нагнетательных. Общий фонд – 19 скважин, в том числе 11 добывающих и 8 нагнетательных, из них 6 ЗБГС с ответвлением – добывающие и 3 ЗБГС – нагнетательные, 4 скважины (2 добывающие МЗС и 2 нагнетательные ГС) перебуриваются после выбытия на объекте БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>.

После выработки запасов нефтяной оторочки планируется доизвлечение запасов газа из газовой шапки путем зарезки двух боковых горизонтальных стволов из скважин № 1461 и № 1458.

Накопленная добыча газа из газовой шапки – 970,0 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата – 27,1 тыс.т.

Технологически достижимый КИГ – 0,717, КИК – 0,177 (запасы категории В2).

Накопленная добыча нефти – 659,6 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,181 (запасы категории В1+В2, утвержденный – 0,170), при Квйт – 0,275, Кохв – 0,658.

Плотность сетки 33,4 га/скв.

#### Объект БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>

*Вариант 1.* Основывается на размещении проектного фонда аналогично утвержденному варианту разработки, на основании обращенной семиточечной системы. Разработку объекта планируется вести наклонно-направленными, горизонтальными и многозабойными скважинами с длиной основного ствола 500 м. Конструкция многозабойных скважин предполагает дополнительное бурение от одного до четырех ответвлений с длиной от 50 до 500 м. Бурение наклонно-направленных скважин планируется в зонах с низкой концентрацией запасов.

Общий фонд составляет 86 скважин (ННС – 9, из них 4 пьезометрические, ГС – 39, МЗС – 38), в том числе добывающих – 53, нагнетательных – 30. Фонд для бурения – 31 скважина, в т. ч. 18 добывающих, 11 нагнетательных и 2 пьезометрические.

Накопленная добыча нефти – 14344,4 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,325 (запасы категории В1, утвержденный – 0,383), при Квйт – 0,403, Кохв – 0,806.

Плотность сетки скважин 19,6 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает уплотнение сетки скважин путем бурения многозабойных добывающих скважин с двумя ответвлениями по 100-150 м. В крайних частях залежи система разработки оптимизирована относительно варианта 1, с учетом геологического строения

Общий фонд составляет 86 скважин (ННС – 9, из них 4 пьезометрические, ГС – 33, МЗС – 44), в том числе добывающих – 53, нагнетательных – 30. Фонд для бурения – 31 скважина, в т. ч. 18 добывающих, 11 нагнетательных и 2 пьезометрические.

Накопленная добыча нефти – 14478,9 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,328 (запасы категории В1, утвержденный – 0,383), при Квйт – 0,403, Кохв – 0,814.

Плотность сетки скважин 19,1 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает выполнение ЗБГС в зоны ранее не охваченные процессом вытеснения нефти, а так же перебуривание

проектного фонда в слабо дренируемые области. Бурение БГС планируется после выполнения своего проектного назначения на собственных скважинах объекта БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>. Всего две ЗБГС из скважин №№ 15021, 15031Г и два перебуривания – №№ 15051Г, 15110Г.

Накопленная добыча нефти – 14576,6 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,330 (запасы категории В1, утвержденный – 0,383), при Квйт – 0,403, Кохв – 0,818.

Плотность сетки скважин 18,3 га/скв.

#### Объект БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>

*Вариант 1.* Основывается на размещении проектного фонда аналогично утвержденному варианту разработки, на основании обращенной семиточечной системы. Разработку объекта планируется вести наклонно-направленными, горизонтальными и многозабойными скважинами с длиной ствола до 500 м. Общий фонд скважин составляет 43 (ННС – 4, ГС – 34, МЗС – 5), в том числе добывающих – 28, нагнетательных – 15. Фонд для бурения – 40 скважин, в т.ч. 26 добывающих и 14 нагнетательных. При вводе скважин в эксплуатацию предлагается выполнить поинтервальный ГРП, в количестве 3 скв.-операций и ГРП в наклонно-направленных скважинах в количестве 2 скв.-операции.

Накопленная добыча нефти – 5241,1 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,243 (запасы категории В1, утвержденный – 0,331), при Квйт – 0,390, Кохв – 0,623.

Плотность сетки скважин 21,7 га/скв.

*Вариант 2.* Является развитием варианта 1 и предполагает уплотнение сетки скважин путем бурения многозабойных скважин (с четырьмя ответвлениями по 100-150 м). Общий фонд составляет 46 скважин (ННС – 1, ГС – 17, МЗС – 28), в том числе добывающих – 29, нагнетательных – 17. Фонд для бурения – 43 скважины, в том числе 27 добывающих и 16 нагнетательных.

Накопленная добыча нефти – 5877,0 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,273 (запасы категории В1, утвержденный – 0,331), при Квйт – 0,390, Кохв – 0,700.

Плотность сетки скважин 18,1 га/скв.

*Вариант 3.* Является развитием варианта 2 и предполагает выполнение ЗБГС в зоны ранее не охваченные процессом вытеснения нефти, а так же перебуривание проектного фонда в слабо дренируемые области. Бурение БГС планируется после выполнения своего проектного назначения на собственных скважинах объекта БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>. Всего 2 ЗБГС из скважин №№ 15026, 15242Г и 8 перебуриваний – №№ 15230Г, 15235Г, 15231Г, 15246Г, 15248Г, 15254Г, 15255Г, 15261Г.

Накопленная добыча нефти – 6050,9 тыс. т.

Достижимый КИН – 0,281 (запасы категории В1, утвержденный – 0,331), при Квйт – 0,390, Кохв – 0,721.

Плотность сетки скважин 15,3 га/скв.

#### Объект БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>

*Вариант 1* (утвержденный в действующем проектом документе). Предполагает осуществлять разработку объекта скважинами с горизонтальным окончанием длиной до 500 м. Основные запасы нефти сосредоточены в восточной части пласта, поэтому восточную часть объекта предполагается разрабатывать используя площадную систему заводнения, центральную и западную часть – по

избирательной системе. Общий фонд для бурения - 37 скважин, в том числе добывающих - 23, нагнетательных - 14.

При вводе скважин в эксплуатацию предлагается выполнить поинтервальный ГРП (7 скв. - операций) в скважинах, расположенных в ЧНЗ. Для сокращения объемов прорыва газа в газонефтяной зоне предлагается осуществлять барьерное заводнение, используя 7 горизонтальных нагнетательных скважин. Нагнетание воды ведется в переходную зону газ-нефть.

Накопленная добыча нефти - 3799,5 тыс. т.

Достижимый КИН - 0,327 (запасы категории В1+В2, утвержденный - 0,323), при Квыт - 0,490, Кохв - 0,667.

Плотность сетки скважин 22,0 га/скв.

**Вариант 2.** Выполнен на основе варианта 1, но в отличие от него предлагается оптимизация размещения фонда скважин и направления горизонтальных участков. Общий фонд скважин для бурения составляет 35, в том числе добывающих - 21, нагнетательных - 14. При вводе скважин в эксплуатацию предлагается выполнить поинтервальный ГРП (7 скв. - операций) в скважинах, расположенных в ЧНЗ. Для сокращения объемов прорыва газа в газонефтяной зоне предлагается осуществлять барьерное заводнение, используя 7 горизонтальных нагнетательных скважин. Нагнетание воды ведется в переходную зону газ-нефть.

Накопленная добыча нефти - 3703,4 тыс. т.

Достижимый КИН - 0,319 (запасы категории В1+В2, утвержденный - 0,323), при Квыт - 0,490, Кохв - 0,651.

Плотность сетки скважин 23,4 га/скв.

**Вариант 3.** Предполагается сокращение фонда за счет бурения добывающих многозабойных скважин (с четырьмя ответвлениями до 250 м) и нагнетательных горизонтальных скважин. Длина основного горизонтального участка 500 м.

Общий фонд составляет 31 скважина (МЗС - 19), в том числе добывающих нефтяных - 19, нагнетательных - 12. Фонд для бурения - 31, в т. ч. 19 - добывающих и 12 - нагнетательных.

Накопленная добыча газа газовой шапки - 1117,6 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата - 83 тыс.т.

Технологически достижимый КИГ - 0,732, КИК - 0,411 (запасы категории В1).

Накопленная добыча нефти - 3905,4 тыс. т.

Достижимый КИН - 0,337 (запасы категории В1+В2, утвержденный - 0,323), при Квыт - 0,490, Кохв - 0,687.

Плотность сетки скважин 23,2 га/скв.

#### Объект БУ<sub>16</sub>

**Вариант 1** (утвержденный в действующем проектном документе).

Представляет собой вариант, основанный на бурении горизонтальных и многозабойных скважин. Длины горизонтальных стволов до 500 м. Предусмотрена организация площадной системы заводнения. Общий фонд для бурения - 88 скважин, в том числе добывающих - 59, нагнетательных - 29. Для сокращения объемов прорыва газа в газонефтяной зоне предлагается осуществлять барьерное заводнение, используя горизонтальные нагнетательные скважины -9. Горизонтальные стволы размещаются в переходной зоне ГНК. Нагнетание воды осуществлять по площади ГНК в переходной зоне.

Для довыработки запасов газа из газовой шапки объекта предлагается бурение

двух ЗБГС (длина ГУ 500 м) из скважин №№ 16225 и 16287. Ввод ЗБГС планируется в 2156 году, за 15 лет до окончания разработки нефтяной оторочки.

Накопленная добыча газа из газовой шапки - 5553,3 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата - 455,5 тыс.т.

Технологически достижимый КИГ - 0,880, КИК - 0,547.

Накопленная добыча нефти - 13578,5 тыс. т.

Достижимый КИН - 0,229 (запасы категории В1+В2, утвержденный - 0,241), при Квыт - 0,429, Кохв - 0,533.

Плотность сетки скважин 26,5 га/скв.

**Вариант 2.** Предполагается сокращение фонда за счет бурения добывающих МЗС (с четырьмя ответвлениями до 250 м) и нагнетательных ГС. Длина основного горизонтального участка 500 м. Общий фонд составляет 52 скважины, добывающих - 32 из них (горизонтальных - 1, многозабойных - 31), нагнетательных горизонтальных - 20. Фонд для бурения - 52.

Аналогично варианту 1, для довыработки запасов газа из газовой шапки объекта предлагается бурение 2 ЗБГС (длина ГУ 500 м) из скважин №№ 16224 и 16226. Ввод ЗБГС планируется в 2156 году, за 15 лет до окончания разработки нефтяной оторочки.

Накопленная добыча газа из газовой шапки составляет 5597,3 млн.м<sup>3</sup>, стабильного конденсата - 470 тыс.т.

Технологически достижимый КИГ - 0,887, КИК - 0,565.

Накопленная добыча нефти за рассматриваемый период составит 14276,5 тыс. т.

Достижимый КИН - 0,241 (запасы категории В1+В2, утвержденный - 0,241), при Квыт - 0,429, Кохв - 0,561.

Плотность сетки скважин 25,3 га/скв.

#### Месторождение в целом

##### Газоконденсатные объекты.

Показатели варианта разработки Пяяхинского месторождения по газоконденсатным объектам определены суммированием следующих вариантов: объект ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub><sup>1</sup>+ПК<sub>19</sub> - вариант 3, ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub> - вариант 3, АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub> - вариант 3, БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> - вариант 3, БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub> - вариант 3, БУ<sub>12</sub> - вариант 1, БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub> - вариант 2, БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> - вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> - вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> р-н скв. № 2022П - вариант 2, БУ<sub>17</sub> - вариант 1, БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> - вариант 2, БУ<sub>20</sub> - вариант 1, Ач<sub>1</sub> - вариант 3.

Общий фонд газовых скважин (запасы категории В1+В2) - 125. Фонд скважин к бурению - 93.

Накопленный отбор газа сепарации (запасы категории В1+В2) - 177205 млн. м<sup>3</sup>, накопленный отбор стабильного конденсата - 10738 тыс. т.

Технологически достижимый КИГ - 0,769, КИК - 0,524 (запасы категории В1+В2), в том числе по объектам:

- ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub><sup>1</sup>+ПК<sub>19</sub>, КИГ - 0,615; КИК - 0,327;
- ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub>, КИГ - 0,507; КИК - 0,319;
- АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub>, КИГ - 0,734; КИК - 0,580;
- БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, КИГ - 0,616; КИК - 0,310;
- БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub>, КИГ - 0,795; КИК - 0,405;
- БУ<sub>12</sub>, КИГ - 0,819; КИК - 0,391;
- БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub>, КИГ - 0,597; КИК - 0,292;



36

- БУ<sub>15</sub><sup>01</sup>, КИГ – 0,603, КИК – 0,115;
- БУ<sub>15</sub><sup>02</sup>, КИГ – 0,717, КИК – 0,177;
- БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> р-н скв.2022, КИГ – 0,627, КИК – 0,212;
- БУ<sub>17</sub>, КИГ – 0,721, КИК – 0,574;
- БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>, КИГ – 0,849, КИК – 0,672;
- БУ<sub>20</sub>, КИГ – 0,826, КИК – 0,661;
- Ач<sub>1</sub>, КИГ – 0,734; КИК – 0,651.

#### Нефтяные и нефтегазоконденсатные объекты

Вариант в целом по месторождению предусматривает суммирование следующих вариантов разработки: ПК<sub>18</sub> – вариант 3, ПК<sub>19</sub> – вариант 3, ПК<sub>20</sub> – вариант 2, БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> – вариант 3, БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> – вариант 3, БУ<sub>16</sub> – вариант 2. По объектам ОПР: БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> – вариант 2, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> – вариант 4.

Общий фонд скважин (запасы категории В1+В2) – 316, в том числе 188 добывающих, 120 нагнетательных, контрольных – 4 и водозаборных – 4. Фонд скважин к бурению – 248, в том числе 148 добывающих, 97 нагнетательных, контрольных – 2, водозаборных – 1.

Накопленная добыча нефти (запасы категории В1+В2) – 46303 тыс.т, накопленная добыча растворенного газа – 6513 млн.м<sup>3</sup>. Накопленная добыча газа газовых шапок 10038 млн.м<sup>3</sup>, конденсата – 743 тыс.т.

Достижимый КИН (запасы категории В1+В2) – 0,275, в том числе по объектам:

- ПК<sub>18</sub>, КИН – 0,204, КИГ – 0,795, КИК – 0,619;
- ПК<sub>19</sub>, КИН – 0,225, КИГ – 0,770, КИК – 0,499;
- ПК<sub>20</sub>, КИН – 0,279;
- БУ<sub>15</sub><sup>01</sup>, КИН – 0,085;
- БУ<sub>15</sub><sup>02</sup>, КИН – 0,181;
- БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, КИН – 0,330;
- БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, КИН – 0,281;
- БУ<sub>16</sub><sup>0</sup>, КИН – 0,337, КИГ – 0,732, КИК – 0,411;
- БУ<sub>16</sub>, КИН – 0,241, КИГ – 0,887, КИК – 0,565.

По объектам ОПР:

- БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>, КИН – 0,233, КИГ – 0,660, КИК – 0,419;
- БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub>, КИН – 0,268.

Способ эксплуатации добывающих скважин – механизированный.

Применение методов интенсификации добычи углеводородов (МГРП), физико-химические методы, ВИР и РИР, переводы на другие объекты, бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием, испытание новых технологий бурения горизонтальных и многозабойных скважин с горизонтальным окончанием.

На объектах БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> предусматривается проведение ОПР – бурение скважин с горизонтальным окончанием, многозабойные, многозабойные со вскрытием двух пластов.

#### VIII. ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ

Исходные данные для расчёта экономических показателей приведены в **таблице 6**.

37

Экономическая оценка выполнена при полном налогообложении, предусмотренном действующим законодательством.

Экономическая оценка проведена при условии реализации 50 % смеси нефти и конденсата на внешнем рынке по цене 47,9 долл./барр. при курсе доллара США 62,2 руб./долл., 50 % на внутреннем рынке по цене (с НДС) 16536,9 руб./т. Цена реализации газового конденсата, отпускаемого на основании договора купли-продажи подрядной организации принята в размере 19695,9 руб./т (с НДС). Свободный газ, прорывной газ газовой шапки и растворенный газ реализуется на внутреннем рынке по цене 2738,0 руб./тыс.м<sup>3</sup> (без НДС).

После проведенного технико-экономического анализа авторский вариант разработки Пяяхинского месторождения представляет собой сумму следующих вариантов по объектам: ПК<sub>18</sub> – вариант 3; ПК<sub>19</sub> – вариант 3; ПК<sub>20</sub> – вариант 2; БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> – вариант 3; БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> – вариант 3; БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> – вариант 3; БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> – вариант 3; БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> – вариант 3; БУ<sub>16</sub> – вариант 2; ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub><sup>1</sup>+ПК<sub>19</sub> – вариант 3; ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub> – вариант 3; АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub> – вариант 3; БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> – вариант 3; БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub> – вариант 3; БУ<sub>12</sub> – вариант 1; БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub> – вариант 2; БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> р-н скв.2022П – вариант 2, БУ<sub>17</sub> – вариант 1; БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> – вариант 2; БУ<sub>20</sub> – вариант 1; Ач<sub>1</sub> – вариант 3, по объектам ОПР БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> – вариант 2; БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> – вариант 4.

За проектный срок по авторскому варианту разработки месторождения объем капитальных вложений (при дисконте 15 %) равен 47214,9 млн. руб. Эксплуатационные затраты (при дисконте 15 %) составят 208446,1 млн. руб. Накопленный дисконтированный доход государства (при дисконте 15 %) равен 111626,2 млн. руб. Величина чистого дисконтированного дохода предприятия (NPV, 15 %) составит минус 2640,5 млн.руб.

Основные технико-экономические показатели вариантов разработки представлены в **таблице 7**.

Обоснование прогноза добычи нефти, растворенного газа и объемов буровых работ приведено в **таблицах 8.1-8.61**.

#### IX. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДОРАЗВЕДКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПРОГРАММА ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ РАБОТ

Пяяхинское месторождение по характеру насыщения – нефтегазоконденсатное, по запасам – крупное. Месторождение характеризуется сложным строением, что обусловлено литолого-фациальной изменчивостью продуктивных пластов, как по площади, так и по разрезу, наличием зон замещения пород-коллекторов непроницаемыми породами, неустойчивостью коллекторских свойств.

Пяяхинское месторождение находится в начальной стадии разработки нефтяных пластов ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> и БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, газоконденсатных пластов БУ<sub>12</sub> и БУ<sub>18</sub><sup>1+2</sup>.

Открытые залежи нефти и газа Пяяхинского месторождения характеризуются различной степенью разведанности. Отдельные пласты изучены достаточно полно. По части из них запасы углеводородов полностью оценены по промышленной категории В<sub>1</sub> (согласно новой классификации запасов 2016 г., где категория В<sub>1</sub> соответствует категории С<sub>1</sub> классификации 2001 г.). Это пласты ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>6</sub>, АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>1</sub>, БУ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>12</sub>, БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>. По другим – БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>, запасы категории В<sub>1</sub> составляют 80 % и более в общей доле запасов.

Однако большинство пластов месторождения имеют от 40 до 100 % запасов условного топлива, оцененного по категории В<sub>2</sub>.

Достаточно полно по месторождению отобран керн из большинства продуктивных пластов. Всего исследовано на определение пористости - 4744 образцов, проницаемости – 4404 образцов и водоудерживающей способности – 3961 образцов. Но по небольшим залежам керна недостаточно, поэтому необходимо предусмотреть дополнительный отбор керна.

Промыслово-геофизические исследования на Пяяхинском месторождении с целью определения профиля притока и поглощения с 2002 года проведены в 24 скважинах, в т.ч. в 18 добывающих, 1 нагнетательной и 5 скважин были исследованы, как на профиль притока, так и на профиль поглощения. С учетом повторных общее количество исследований на профиль притока составляет – 136, на профиль приемистости – 13. Основной объем исследований в добывающих и нагнетательных скважинах приходится на пласты БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>, БУ<sub>16</sub>. К «прочим» отнесены разовые исследования пластов ПК<sub>21</sub>, АУ<sub>6</sub>-АУ<sub>10</sub>, БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>0</sup>, БУ<sub>17</sub>, БУ<sub>20</sub>.

Охват промыслово-геофизическими исследованиями по определению профиля притока/поглощения на Пяяхинском месторождении в 2016 году составил 22 % действующего фонда добывающих и 36 % действующего фонда нагнетательных скважин.

На месторождении во время испытания проводились также гидродинамические исследования скважин (КВУ, КВД, ИД). Всего проведено 50 гидродинамических исследований, охватывающий основные продуктивные пласты ПК<sub>18</sub>, БУ<sub>12</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>18</sub>. Остальные разовые исследования проведены в пластах БУ<sub>9</sub>, БУ<sub>10</sub>, БУ<sub>11</sub>, БУ<sub>13</sub>, БУ<sub>14</sub>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup>.

Выполнение программы исследовательских работ приведено в таблице 9.1.

Комплекс мероприятий по доразведке месторождения предусмотрен действующим проектным документом: «Комбинированный проект доразведки и поиска залежей углеводородов на Пяяхинском лицензионном участке» (ЭЗ № 100/02-07/2015 от 1 октября 2015 г.).

Проектом предусмотрено бурение двух разведочных скважин – 2023Р (скважина пробурена и находится в испытании) и 2024Р, бурение двух оценочных скважин эксплуатационного фонда – скв. 513 и 536, а так же испытание возвратных объектов в пробуренных ранее эксплуатационных скважинах – 519, 524 и 533.

При бурении разведочной скважины 2024Р предусмотрен отбор керна из всех слабоизученных продуктивных пластов. В процессе испытания во всех проектных скважинах при получении фонтанирующих притоков нефти необходимо отобрать глубинные и поверхностные пробы нефти в слабоизученных продуктивных пластах; при проведении газоконденсатных исследований необходимо отобрать пробы газа и конденсата при соблюдении нормативных требований освоения при отборе проб.

Предложенная в данной работе программа исследовательских работ включает мероприятия по контролю за процессом разработки, регулированию и повышению эффективности технологии добычи углеводородов.

Мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки включают основной комплекс по установлению положения ВНК, уточнения ФЕС и свойств флюидов продуктивных пластов, измерения дебита жидкости и обводненности продукции, газового фактора, исследования мест притока (поглощения), замеров пластового и забойного давлений в зонах отбора, оценки коэффициентов продуктивности, гидропроводности пласта, скин-фактора, оценки фактической технологической эффективности осуществляемых мероприятий, определения состояния герметичности эксплуатационных колонн и заколонного

пространства посредством ГИС, ГДИС и ПГИС.

Программа исследовательских работ и доразведки Пяяхинского месторождения приведена в **таблице 9**.

## X. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На месторождении предусмотрено ППД. В качестве источника заводнения на месторождении используется смесь подтоварной воды и воды аптальб-сеноманского водоносного комплекса. Закачка воды осуществляется по двум объектам разработки ПК<sub>18</sub> и БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>.

Контроль качества закачиваемой воды осуществляется лабораторным анализом проб на содержание твердых взвешенных веществ (ТВВ). По результатам анализа проб среднее содержание в закачиваемой воде ТВВ в июне 2017 г. составило 4,7 мг/л. Среднее содержание нефтепродуктов – 4,01 мг/л.

## XI. ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Комплекс мероприятий по охране недр и окружающей среды, в данной работе, составлен с учетом действующих нормативов, правил и ограничений по природопользованию.

В работе приведены мероприятия по охране недр, которые направлены на осуществление контроля загрязнения недр в процессе бурения и эксплуатации скважин и промышленного оборудования в соответствии с законом «О недрах».

При бурении скважин предусматриваются мероприятия по сохранению природных характеристик призабойной зоны скважины в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Рассмотрено существующее состояние техногенной нагрузки на территории месторождения. Оценена степень техногенной нагрузки проектируемых объектов на экосистему.

Предусмотрен комплекс мероприятий по охране от загрязнений атмосферного воздуха, поверхностных вод, почвенно-растительного покрова, животного мира. Определён перечень мероприятий по утилизации отходов производства и потребления.

Предусмотрены мероприятия по обеспечению требований в области охраны

## XII. БЕЗОПАСНОЕ ВЕДЕНИЕ РАБОТ

В процессе разработки месторождения предусматривается безопасное ведение работ, а также соблюдение утверждённых в установленном порядке стандартов (норм, правил) по технологии ведения работ, связанных с использованием недр. С этой целью рекомендовано: организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности в порядке, установленном постановлением Правительства Российской Федерации №263 от 10.03.1999 (в редакции от 01.02.2005) «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах».

**В обсуждении приняли участие:** Давыдов А.В., Пономарев Н.С., Йоффе О.П., Лапидус В.З., Малютин Г.С., Твердохлебов Л.И.

40

**ЦКР Роснедр по УВС (Центральная нефтегазовая секция)  
 ОТМЕЧАЕТ:**

1. На представленную работу получена справка экспертной комиссии ФБУ «ГКЗ» об оценке достоверности информации о количестве и качестве геологических запасов углеводородов Пяяхинского месторождения по состоянию на 01.01.2017.

2. На работу имеется заключение Минэнерго РФ, в котором проектный документ согласовывается в авторском варианте (письмо № 05-2260 от 23.10.2017) (приложение 1).

3. Извлекаемые запасы, обоснованные в проектом документе «Дополнение к технологической схеме разработки Пяяхинского нефтегазоконденсатного месторождения», прошли государственную экспертизу. Получено сводное экспертное заключение комиссии ФБУ «ГКЗ» (№ 75-17 из от 18.10.2017) утвержденное протоколом Федерального агентства по недропользованию (№ 03-18/639-пр от 19.10.2017).

4. Месторождение разрабатывается на основании «Дополнение к технологической схеме разработки Пяяхинского месторождения» (протокол ЗС секции ЦКР Роснедр по УВС № 87-11 от 28.12.2011).

5. Цель настоящей работы – корректировка проектных решений, программы ГТМ и технологических показателей по результатам выполненных в 2012-2017 гг оперативных подсчетов запасов, вовлечение в разработку всех запасов месторождения, формирование экономически привлекательного варианта эксплуатации месторождения на основе современных технологических решений.

6. Месторождение по геологическому строению сложное, многопластовое запасы углеводородов сосредоточены в 30 пластах.

7. С начала разработки на месторождении отобрано 333 тыс. т нефти, 350 млн м<sup>3</sup> свободного газа и 36 тыс. т конденсата, текущий КИН (категории В1)– 0,004, КИГ (В1) – 0,002, КИК (В1)– 0,002.

8. Накопленная добыча нефти в целом по месторождению выше проектной. В 2016 году фактический отбор нефти превысил проектные уровни на 22,5 %. Данные отличия обусловлены изменением подходов к разработке первоочередных объектов разработки БУ<sub>15</sub><sup>1</sup>, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> и ПК<sub>18</sub>.

9. По газу в 2016 году добыто на 98,5% меньше, чем по проекту. Значительные расхождения связаны с неподготовленностью объектов обустройства к промышленному вводу в разработку.

10. Адаптация трехмерной цифровой гидродинамической модели выполнена удовлетворительно. Отклонение годовых показателей разработки объектов (добыча нефти, добыча жидкости) не превышает допустимых 10 % по сравнению с фактическими данными. Отклонение накопленных показателей разработки (добыча нефти, добыча жидкости) не превышает допустимых 5 % по сравнению с фактическими данными.

11. Прогнозные показатели разработки, рассчитанные с помощью трехмерной цифровой гидродинамической модели, соответствуют показателям разработки, приведенным в таблице 8.

12. В работе предусмотрена программа доразведочных работ, направленная на доизучение геологического строения месторождения.

41

13. В качестве источников водоснабжения для системы ППД планируется использовать смесь подтоварной воды и воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса.

**ЦКР Роснедр по УВС (Центральная нефтегазовая секция) РЕШИЛА:**

1. Представленную работу «Дополнение к технологической схеме разработки Пяяхинского месторождения» согласовать в качестве «Дополнения к технологической схеме разработки Пяяхинского нефтегазоконденсатного месторождения» по авторскому варианту, состоящему из вариантов по газоконденсатным объектам: ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub>+ПК<sub>19</sub> – вариант 3, ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub> – вариант 3, АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub> – вариант 3, БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> – вариант 3, БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub> – вариант 3, БУ<sub>12</sub> – вариант 1, БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub> – вариант 2, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> р-н скв.2022П – вариант 2, БУ<sub>17</sub> – вариант 1, БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> – вариант 2, БУ<sub>20</sub> – вариант 1, Ач<sub>1</sub> – вариант 3, по нефтяным и нефтегазоконденсатным объектам: ПК<sub>18</sub> – вариант 3, ПК<sub>19</sub> – вариант 3, ПК<sub>20</sub> – вариант 2, БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> – вариант 3, БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> – вариант 3, БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> – вариант 3, БУ<sub>16</sub> – вариант 2. По объектам ОПР: БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> – вариант 2, БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> – вариант 4 со следующими основными положениями (таблица 7) и технологическими показателями (таблицы 8.1-8.61):

1.1. Максимальные проектные уровни по месторождению в целом (запасы категории В1) (таблицы 8.2, 8.39):

добычи нефти*, тыс.т	1359,7 (2018 год);
добычи жидкости, тыс.т	2498,4 (2032 год);
закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	3066,4 (2022 год);
добычи растворённого газа, млн.м <sup>3</sup>	275,5 (2017 год);
добычи свободного газа, млн. м <sup>3</sup>	4471,8 (2021 год);
добычи конденсата, тыс. т	289,1 (2020 год);
использование растворённого газа, %	95

Максимальные проектные уровни по месторождению в целом (запасы категории В1+В2) (таблицы 8.1, 8.38):

добычи нефти*, тыс.т	1395,6 (2018 год);
добычи жидкости, тыс.т	3723,8 (2032 год);
закачки воды, тыс.м <sup>3</sup>	5017,3 (2031 год);
добычи растворённого газа, млн.м <sup>3</sup>	276,8 (2017 год);
добычи свободного газа, млн. м <sup>3</sup>	4605,3 (2038 год);
добычи конденсата, тыс. т	291,0 (2034 год);
использование растворённого газа, %	95

\* - допустимые отклонения фактической годовой добычи нефти, действующего фонда добывающих и нагнетательных скважин, ввода новых скважин от проектных показателей устанавливаются пунктом 5 Правил разработки месторождений углеводородного сырья, утвержденных приказом Минприроды России от 14.06.2016 №356.

1.2. Основные положения:

Выделить 23 объекта разработки:

- ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub>+ПК<sub>19</sub>- газоконденсатный;
- ПК<sub>18</sub>- нефтегазоконденсатный;
- ПК<sub>19</sub> – нефтегазоконденсатный;

42

- ПК<sub>20</sub> – нефтяной;
- ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub> – газоконденсатный;
- АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub>- газоконденсатный;
- БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> - газоконденсатный;
- БУ<sub>6</sub><sup>1</sup>- нефтегазоконденсатный;
- БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> – нефтяной;
- БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub>- газоконденсатный;
- БУ<sub>12</sub> – газоконденсатный;
- БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub> – газоконденсатный;
- БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> – нефтегазоконденсатный;
- БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> – нефтегазоконденсатный;
- БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> – нефтяной;
- БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> р-н скв.2022П - газоконденсатный;
- БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> – нефтяной;
- БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> – нефтегазоконденсатный;
- БУ<sub>16</sub> – нефтегазоконденсатный;
- БУ<sub>17</sub> – газоконденсатный;
- БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup>- газоконденсатный;
- БУ<sub>20</sub> – газоконденсатный;
- Ач<sub>1</sub> – газоконденсатный.

#### 1.2.1 Применение следующих систем разработки:

- объект ПК<sub>18</sub><sup>0</sup>+ПК<sub>18</sub>+ПК<sub>19</sub> - неравномерная система разработки субгоризонтальными многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 2000 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 174,9 га/скв;
- объект ПК<sub>18</sub> – неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 33,5 га/скв;
- объект ПК<sub>19</sub> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими, наклонно-направленными и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 30,2 га/скв;
- объект ПК<sub>20</sub> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 20,2 га/скв;
- объект ПК<sub>20</sub>+ПК<sub>21</sub> - неравномерная система разработки субгоризонтальными многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 140,9 га/скв;

43

- объект АУ<sub>6</sub>+АУ<sub>7</sub>+АУ<sub>10</sub> - неравномерная система разработки многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 2000 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 105,6 га/скв;
- объект БУ<sub>1</sub>+БУ<sub>5</sub><sup>1</sup> - неравномерная система разработки многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 147,7 га/скв;
- объект БУ<sub>6</sub><sup>1</sup> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м, выделение участка ОПР. Плотность сетки скважин 20,8 га/скв;
- объект БУ<sub>6</sub><sup>2</sup>+БУ<sub>8</sub> - неравномерная система разработки многозабойными и горизонтальными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м, выделение участка ОПР. Плотность сетки скважин 35,5 га/скв;
- объект БУ<sub>9</sub>+БУ<sub>10</sub>+БУ<sub>11</sub> - неравномерная система разработки многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 64,7 га/скв;
- объект БУ<sub>12</sub> - неравномерная система разработки горизонтальными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 2000 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 166,9 га/скв;
- объект БУ<sub>13</sub>+БУ<sub>14</sub> - неравномерная система разработки субгоризонтальными многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 203 га/скв;
- объект БУ<sub>15</sub><sup>01</sup> - неравномерная система разработки многозабойными и горизонтальными добывающими скважинами. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 42,3 га/скв;
- объект БУ<sub>15</sub><sup>02</sup> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами. Плотность сетки скважин 33,4 га/скв;
- объект БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> - неравномерная система разработки многозабойными и горизонтальными одноствольными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных

44

- скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 18,3 га/скв;
- объект БУ<sub>15</sub><sup>1</sup> район скв. 2022П - неравномерная система разработки горизонтальными скважинами. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 200,8 га/скв;
  - объект БУ<sub>15</sub><sup>2</sup> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 15,3 га/скв;
  - объект БУ<sub>16</sub><sup>0</sup> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 23,2 га/скв;
  - объект БУ<sub>16</sub> - неравномерная система разработки многозабойными добывающими и горизонтальными одноствольными нагнетательными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 600 м. Плотность сетки скважин 25,3 га/скв;
  - объект БУ<sub>17</sub> - неравномерная система разработки горизонтальными одноствольными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 254,3 га/скв;
  - объект БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>+БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> - неравномерная система разработки горизонтальными одноствольными, многозабойными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 2000 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 181,1 га/скв;
  - объект БУ<sub>20</sub> - неравномерная система разработки горизонтальными одноствольными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 208,1 га/скв;
  - объект Ач<sub>1</sub> - неравномерная система разработки горизонтальными одноствольными и наклонно-направленными скважинами на основании равномерной треугольной сетки наклонно-направленных скважин с расстояниями между забоями 1500 м. Разработка на естественном режиме. Плотность сетки скважин 209,5 га/скв.

1.2.2. Достижение КИН в целом по месторождению для запасов категории В1 – 0,297, КИГ свободного газа - 0,797, КИК свободного газа - 0,544, КИГ газовых шапок - 0,815, КИК ГШ – 0,524, в том числе по объектам:

Нефтяные и нефтегазоконденсатные объекты:

Объект	КИН	Квыг	Кохв	КИГ ГШ	КИК ГШ
ПК <sub>18</sub>	0,204	0,639	0,795	0,619	
ПК <sub>19</sub>	0,225	0,334	0,674	0,770	0,499

45

ПК <sub>20</sub>	0,279	0,329	0,847		
БУ <sub>6</sub> <sup>1</sup>	0,233	0,303	0,768	0,660	0,419
БУ <sub>6</sub> <sup>2</sup> +БУ <sub>8</sub>	0,268	0,405	0,662		
БУ <sub>15</sub> <sup>02</sup>	0,181	0,275	0,658		
БУ <sub>15</sub> <sup>1</sup>	0,330	0,403	0,819		
БУ <sub>15</sub> <sup>2</sup>	0,281	0,390	0,720		
БУ <sub>16</sub> <sup>0</sup>	0,337	0,490	0,687	0,732	0,411
БУ <sub>16</sub>	0,241	0,429	0,562	0,887	0,565

Газоконденсатные объекты:

Объект	КИГ	КИК
ПК <sub>18</sub> <sup>0</sup> +ПК <sub>18</sub> +ПК <sub>19</sub>	0,615	0,327
ПК <sub>20</sub> +ПК <sub>21</sub>	0,507	0,319
АУ <sub>6</sub> +АУ <sub>7</sub> +АУ <sub>10</sub>	0,734	0,580
БУ <sub>1</sub> +БУ <sub>5</sub> <sup>1</sup>	0,616	0,310
БУ <sub>9</sub> +БУ <sub>10</sub> +БУ <sub>11</sub>	0,796	0,405
БУ <sub>12</sub>	0,819	0,391
БУ <sub>13</sub> +БУ <sub>14</sub>	0,744	0,364
БУ <sub>15</sub> <sup>1</sup> р-н скв. 2022	0,627	0,212
БУ <sub>18</sub> <sup>1</sup> +БУ <sub>18</sub> <sup>2</sup>	0,849	0,672
БУ <sub>20</sub>	0,864	0,721
Ач <sub>1</sub>	0,762	0,680

1.3 Накопленная добыча нефти (категории запасов В1) – 26813 тыс.т; свободного газа – 136897 млн. м<sup>3</sup>; газа из газовых шапок – 9301 млн. м<sup>3</sup>; конденсата свободного газа – 7892 тыс. т, конденсата газа газовых шапок 723 тыс.т.

1.4 Накопленная добыча нефти (категории запасов В1+В2) – 46303 тыс.т; свободного газа – 177205 млн. м<sup>3</sup>; газа из газовых шапок 10038 млн. м<sup>3</sup>; конденсата свободного газа – 10738 тыс. т., конденсата газа газовых шапок 743 тыс.т.

1.5 Общий фонд скважин (категории запасов В1+В2) – 441, в том числе: добывающих нефтяных – 188, добывающих газовых – 125; нагнетательных – 120, водозаборных – 4, контрольных – 4.

1.6 Фонд скважин для бурения (категории запасов В1+В2) – 341, в том числе: добывающих нефтяных – 148, добывающих газовых – 93; нагнетательных – 97; водозаборных – 1; контрольных – 2.

1.7 Пользователь недр имеет право принимать оперативные решения по рациональному использованию фонда скважин в соответствии с п.5.16. правил разработки, утвержденных приказом № 356 Министерства природных ресурсов от 14.06.2016г.

2. Согласовать программу исследовательских работ (в том числе доразведки) (таблица 9), геолого-технических мероприятий (таблица 5).

3. Недропользователю ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»:

3.1. Выполнить программу исследовательских работ (в том числе доразведки) и геолого-технических мероприятий в полном объеме и в указанные сроки.





46

3.2. Обеспечить проведение современных промыслово-геофизических исследований по контролю за выработкой запасов нефти и газа, характером обводнения пластов и энергетическим состоянием залежей.

3.3. Обеспечить проведение исследований по определению газосодержания нефти и конденсатосодержания свободного газа.

3.4. Обеспечить своевременный перевод запасов углеводородов в соответствии с действующей классификацией запасов;

3.5. Обеспечить количественную оценку текущей газо-, и нефтенасыщенности.

3.6. Обеспечить научное сопровождение разработки месторождения.

Присутствовало 9 членов ЦКР.

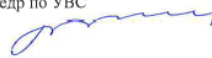
Итоги голосования: принято единогласно.

Заместитель Председателя  
ЦКР Роснедр по УВС



А.В. Давыдов

Секретарь Центральной  
нефтегазовой секции ЦКР Роснедр по УВС



В.М. Малогин

## Приложение В

### Справка о фоновых концентрациях загрязняющих веществ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ОБЬ – ИРТЫШСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ПО ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИИ И МОНИТОРИНГУ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ»  
(ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС»)

Ямало-Ненецкий центр по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды – филиал  
Федерального государственного бюджетного учреждения  
«Обь-Иртышское управление по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды»  
(Ямало-Ненецкий ЦГМС - филиал ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС»)  
Игarka ул., д. 17, г. Салехард, Тюменская обл., ЯНАО, 629003  
Тел: 8-800-250-73-79, (3812) 39-98-16 доб. 1405, факс: (349-22) 4-08-11,  
e-mail: priemnyuyamal@oimeteo.ru, priemnyuyamal@oimeteo.ru  
ОКПО 09474171, ОГРН 1028900508680, ИНН/КПП 550423490/550401001

На № 16.05.2019, № 53-И-24/387 от \_\_\_\_\_

Заместитель директора  
филиала по производству  
Саратовского филиала  
ООО «Газпром проектирование»  
В.В. Жмулина

**СПРАВКА**  
**О ФОНОВЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ**  
п. Тазовский, Тазовский район ЯНАО

информация предназначена для заказчика, адрес: производство

с населением \_\_\_\_\_ менее 10 \_\_\_\_\_ тыс. жителей

Выдается для \_\_\_\_\_ ООО «Газпром проектирование»  
организации, ее ведомственная принадлежность

в целях \_\_\_\_\_ разработки природоохранных разделов проектной документации  
установление ПДВ или ВСВ, инженерные изыскания и др.

для объекта \_\_\_\_\_ «Дожимная компрессорная станция Пякяхинского месторождения»  
предприятия, производственной площадки, участка, др.

расположенного \_\_\_\_\_ Пякяхинское месторождение, Тазовского района ЯНАО  
адрес расположения объекта, предприятия, производственной площадки, участка и др.

Фоновые концентрации установлены в соответствии с РД 52.04.186-89 и действующего документа «Временные рекомендации. Фоновые концентрации вредных (загрязняющих) веществ для городских и сельских поселений, где отсутствуют регулярные наблюдения за загрязнением атмосферного воздуха на период 2019-2023 гг.».

Фоновая концентрация определена без учета вклада предприятия.

Загрязняющее вещество	Единицы измерения	$C_{ф}$
Диоксид азота	мг/м <sup>3</sup>	0,055
Оксид углерода	мг/м <sup>3</sup>	1,8
Диоксид серы	мг/м <sup>3</sup>	0,018
Оксид азота	мг/м <sup>3</sup>	0,038
Взвешенные вещества (пыль)	мг/м <sup>3</sup>	0,199
Бенз(а)пирен	нг/м <sup>3</sup>	1,3

Обращаем Ваше внимание, что Ямало-Ненецкий ЦГМС - филиал ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС» не может предоставить информацию о фоновых концентрациях загрязняющих веществ атмосферного воздуха для сероводорода и формальдегида на данной территории в связи с отсутствием данных.

Фоновые концентрации действительны на период 2019-2023 гг.

Справка используется только в целях заказчика для указанного выше предприятия (производственной площадки/объекта) и не подлежит передаче другим организациям.

Вр.п.о. начальника  
Ямало-Ненецкого ЦГМС -  
филиала ФГБУ «Обь-Иртышское УГМС»

  
 Шевелёва Е.Ю.

Исп.: Литуненко Т.А.  
(34922) 4-17-15, klmsyamal@oimeteo.ru

**Приложение Г**  
**Письмо из Администрации МО Тазовский район «О МНС и ТТП на территории месторождения»**



**АДМИНИСТРАЦИЯ ТАЗОВСКОГО РАЙОНА**  
**ДЕПАРТАМЕНТ**  
**ИМУЩЕСТВЕННЫХ И ЗЕМЕЛЬНЫХ**  
**ОТНОШЕНИЙ**

ул. Почтовал, д. 17, п. Тазовский, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629350.

Тел./факс: (34940) 2-28-16.

Сайт: www.dizoadm.ru. E-mail: dizo@tazovsky.yanao.ru

ОКПО 84675200, ОГРН 1088904000019, ИНН/КПП 8910004474/891001001

*25.02.2019* г. № *284*  
 на № и10126УГ-0076 от 28.01.2019

Заместителю директора  
 по планированию-  
 начальнику управления  
 проектами  
 ООО «УралГео»

А.Н. Холиной

О направлении информации

*Уважаемая Анна Николаевна!*

Рассмотрев Ваш запрос о предоставлении сведений по объектам: «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения», «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения» (далее – Объекты), а также прилагаемый картографический материал, Департамент имущественных и земельных отношений Администрации Тазовского района сообщает следующее.

В границах проектируемых Объектов и на прилегающей территории в радиусе 2 км от него, отсутствуют зарегистрированные в установленном законом порядке особо охраняемые природные территории (ООПТ) местного значения, а также культовые места и родовые угодья коренных малочисленных народов Севера.

Вместе с тем, распоряжением Правительства РФ от 8 мая 2009 года № 631-р «Об утверждении перечня мест традиционного проживания





2

и традиционной хозяйственной деятельности коренных малочисленных народов РФ и перечня видов их традиционной хозяйственной деятельности» вся территория Тазовского района отнесена к зоне традиционного экстенсивного природопользования.

В статье 1 Федерального закона от 7 мая 2001 года № 49-ФЗ "О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации" дается разъяснение о ТТПП: «Территории традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации - особо охраняемые территории, образованные для ведения традиционного природопользования и традиционного образа жизни коренными малочисленными народами Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации».

Наряду с изложенным сообщаю, что на участках размещения проектируемых Объектов и в радиусе 2 км от них, принадлежащие муниципальным предприятиям (организациям, учреждениям) централизованные источники хозяйственно-питьевого водоснабжения, установленные размеры ЗСО, а также полигоны ТБО и свалки, отсутствуют.

Начальник Департамента



М.В. Воротников

Сергей Юрьевич Белов  
2-43-48

## Приложение Д

### Письмо из Службы Государственной охраны объектов культурного наследия ЯНАО «Сведения об объектах историко-культурного наследия»



#### СЛУЖБА ГОСУДАРСТВЕННОЙ ОХРАНЫ ОБЪЕКТОВ КУЛЬТУРНОГО НАСЛЕДИЯ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Ул. Чубынина д.14 г. Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
Тел.: (34922) 3-72-73. Тел./факс: (34922) 3-72-73 E-mail: nasledie@sgokn.yanao.ru  
ОГРН 1168901057885. ИНН/КПП 8901034761/890101001

30 января 2019 г. № 4704-17/189

На №и 10126УГ- 0077 от 28.01. 2019 г.

**Положительное заключение**

ООО «УралГео»

На участке реализации проектных решений по титулу: «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения», общей площадью 5 га, на основании отчета о научно-исследовательской работе «Археологические исследования в Тазовском районе Тюменской области в 2013 г. (Обустройство Пяяхинского месторождения с выделением участка ОПЭ нефтяных залежей. Технологические объекты Историко-культурное и археологическое исследование территории) договор №1512ДС9-04», выполненный НП ЦЭТИС Тюмень 2013, отсутствуют объекты культурного наследия, включенные в Единый государственный реестр объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации, выявленные объекты культурного наследия и объекты, обладающие признаками объекта культурного наследия (в т.ч. археологического).

Испрашиваемый земельный участок расположен вне зон охраны, защитных зон объектов культурного наследия.

Информирую Вас, что в соответствии со ст. 36 Федерального закона от 25 июня 2002 года № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» земляные, строительные, хозяйственные и иные работы должны быть немедленно приостановлены исполнителем работ в случае обнаружения объекта, обладающего признаками объекта культурного наследия. Исполнитель работ в течении трех рабочих дней со дня их обнаружения обязан направить заявление в письменной форме об указанных объектах в региональный орган охраны объектов культурного наследия.

Приложение: схема размещения объекта на 1 л. в 1 экз.

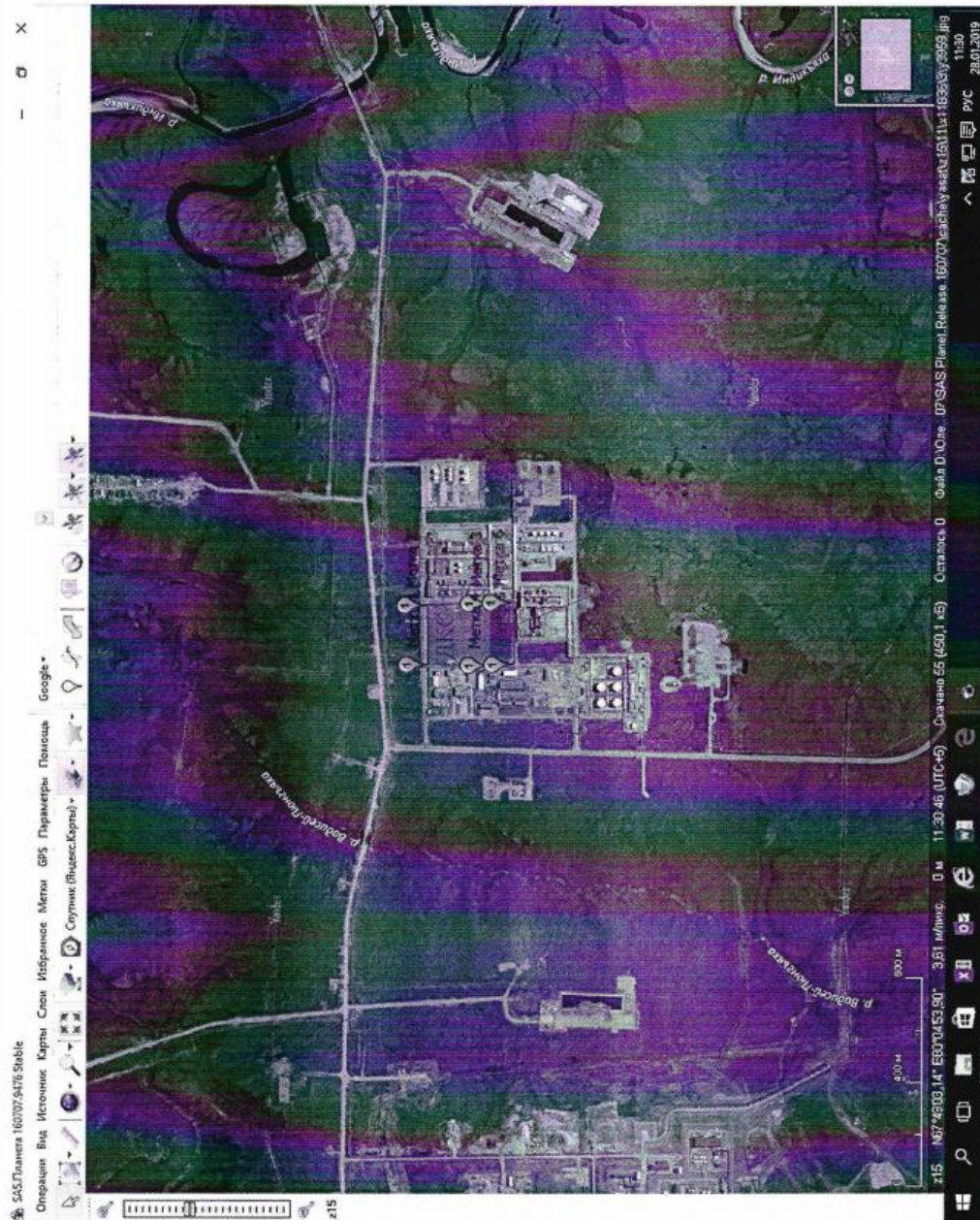
Первый заместитель  
руководителя службы



В.Н. Гультяев

Слязгина Руфа Борисовна  
3-72-70





Приложение 1 – Ситуационный план размещения объектов

**Приложение Е**  
**Информация «Об особо охраняемых природных территориях»,**  
**краснокнижных видах животных, растений, водно-болотных угодьях.**  
**ООПТ Федерального значения**

  
**МИНИСТЕРСТВО**  
**ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ**  
**РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
 (Минприроды России)  
**ЗАМЕСТИТЕЛЬ МИНИСТРА**  
 ул. Б. Грузинская, д. 4/6, Москва, 125993,  
 тел. (499) 254-48-00, факс (499) 254-43-10  
 сайт: www.mnr.gov.ru  
 e-mail: minprirody@mnr.gov.ru  
 телетайп 112242 СФЭН

20.02.2018 № 05-12 - 32/5143  
 на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Начальнику ФАУ  
 «Главгосэкспертиза»  
 Минстроя России  
 Манылову И.Е.

Фуркасовский пер., д.6, Москва,  
 101000

О предоставлении информации для  
 инженерно-экологических изысканий

Уважаемый Игорь Евгеньевич!

Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации (далее – Минприроды России) взамен ранее направленного письма от 21.12.2017 № 05-12-32/35995 направляет информационное письмо по вопросу предоставления сведений о наличии (отсутствии) особо охраняемых природных территорий (далее – ООПТ) федерального значения на участке предполагаемого осуществления хозяйственной и иной деятельности.

Заинтересованные лица обращаются в Минприроды России для получения сведений в отношении наличия или отсутствия ООПТ федерального значения в рамках требований, указанных в СП 47.13330.2016 «Свод правил. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения», утвержденных приказом Минстроя России от 30.12.2016 № 1033/пр (далее – СП) и вступивших в силу с 1 июля 2017 года.

Так, пунктом 8.1.11 СП технический отчет по результатам инженерно-экологических изысканий в общем виде должен содержать в том числе раздел «Исученность экологических условий», включая наличие материалов федеральных и региональных специально уполномоченных государственных органов в сфере изучения, использования, воспроизводства, охраны природных ресурсов и охраны окружающей среды. Также в подразделе «Зоны с особым режимом природопользования (экологических ограничений)» раздела «Результаты инженерно-экологических работ и исследований» должны содержаться сведения об особо охраняемых природных территориях.

Принимая во внимание массовый характер поступающих в Минприроды России (до 10 тысяч в год) запросов от заинтересованных лиц при проведении инженерно-экологических изысканий, направляем исчерпывающий перечень муниципальных образований субъектов Российской Федерации, в границах которых имеются ООПТ федерального значения, их охранные зоны, а также территории, зарезервированные под создание новых ООПТ федерального значения согласно Плану мероприятий по реализации Концепции развития системы особо охраняемых природных территорий федерального значения на период до 2020

ФАУ «Главгосэкспертиза России»  
 Вх. № 3954(3+34ч)  
 «28» 02 2018 г.

года, утвержденному распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2011 № 2322-р, находящиеся в ведении Минприроды России (далее – Перечень). Также перечень содержит ООПТ федерального значения находящиеся в ведении других организаций.

В иных административно территориальных образованиях отсутствуют существующие и планируемые к созданию ООПТ федерального значения и их охранные зоны.

Также справочно сообщаем, что информация о границах существующих ООПТ частично размещена на сайте <http://oopt.kosmosnimki.ru>.

При реализации объектов на территориях указанных в перечне необходимо обращаться в организацию, в чьем ведении находятся указанные ООПТ.

Дополнительно обращаем внимание, что в настоящее время уполномоченные органы государственной власти Российской Федерации и субъектов Российской Федерации не располагают информацией о наличии (отсутствии) объектов животного и растительного мира, занесенных в Красную книгу Российской Федерации, а также путей миграции в пределах локального участка, где планируется осуществлять хозяйственную деятельность.

На основании постановлений Правительства Российской Федерации: от 19.01.2006 № 20, от 05.03.2007 № 145, от 16.02.2008 № 87 любое освоение земельного участка сопровождается инженерно-экологическими изысканиями с проведением собственных исследований на предмет наличия растений и животных, занесенных в Красные книги Российской Федерации и субъекта Российской Федерации.

Согласно Приложениям С и В к Российскому национальному стандарту добровольной лесной сертификации по схеме Лесного попечительского совета, версии 5 (документ одобрен Координационным советом национальной инициативы ЛПС 25.12.2007, аккредитован FSC International в 2008 году), для получения достоверной информации по запрашиваемым участкам исполнитель самостоятельно проводит оценку воздействия на окружающую среду и/или экологическую экспертизу с целью инвентаризаций редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений, животных и грибов, в том числе занесенных в Красную книгу Российской Федерации и красные книги субъектов Российской Федерации.

Предприятие собирает доступную информацию о ключевых биотопах: местообитаниях редких и находящихся под угрозой исчезновения видов растений, грибов и беспозвоночных животных, а также участках, имеющих особое значение для осуществления жизненных циклов (размножения, выращивания молодняка, нагула, отдыха, миграции и других) позвоночных животных, присутствующих на сертифицируемой территории.

Вся полученная информация предоставляется в орган государственной власти субъекта Российской Федерации, осуществляющий переданные полномочия в области охраны и использования объектов животного мира, в том числе по ведению государственного учета численности, государственного мониторинга, и государственного кадастра объектов животного мира, включая

3

объекты, занесенные в Красную книгу Российской Федерации на территориях субъектов Российской Федерации, за исключением особо охраняемых природных территорий федерального значения в соответствии со ст. 6 Федерального закона от 24.04.1995 № 52 «О животном мире».

В связи с изложенным считаем возможным использовать данное письмо с приложенным Перечнем, как информацию о сведениях об ООПТ федерального значения, выданную уполномоченным государственным органом исполнительной власти в сфере охраны окружающей среды, при проведении инженерных изысканий и разработке проектно-сметной документации.

Приложение: на 34 листах.



М.К. Керимов

4

Приложение к письму Минприроды России  
от 20.02.2018 № 05-12-32/514

**Перечень муниципальных образований субъектов Российской Федерации, в границах которых имеются ООПТ федерального значения, их охранные зоны, а также территории, зарезервированные под создание новых ООПТ федерального значения согласно Плану мероприятий по реализации Концепции развития системы особо охраняемых природных территорий федерального значения на период до 2020 года, утвержденному распоряжением Правительства Российской Федерации от 22.12.2011 № 2322-р, находящиеся в ведении Минприроды России и иных организаций.**

Код субъекта РФ	Субъект Российской Федерации	Административно-территориальная единица субъекта РФ	Категория федерального ООПТ	Название ООПТ	Принадлежность
1	Республика Адыгея	Майкопский район	Государственный природный заповедник	Кавказский имени Х.Г. Шапошникова	Минприроды России
	Республика Адыгея	г. Майкоп	Дендрологический парк и ботанический сад	Дендрарий Адыгейского государственного университета	Минприроды России, ФГБОУ высшего профессионального образования "Адыгейский государственный университет"
2	Республика Башкортостан	Бурзянский район	Государственный природный заповедник	Башкирский	Минприроды России
	Республика Башкортостан	Бурзянский район	Государственный природный заповедник	Шульган-Таш	Минприроды России
	Республика Башкортостан	Белорецкий район ЗАТО г. Межгорье	Государственный природный заповедник	Южно-Уральский	Минприроды России
	Республика Башкортостан	г. Уфа	Дендрологический парк и ботанический сад	Ботанический сад-институт Уфимского научного центра РАН	РАН, Учреждение РАН Ботанический сад – институт Уфимского научного

	округ				
	Ямало-Ненецкий автономный округ	Газовский	Государственный природный заповедник	Гыданский	Минприроды России
91	Республика Крым	Республика Крым	Планируемые к передаче в ведение Минприроды России в статусе федеральных ООПТ	ООПТ Республики Крым	Минприроды России





## ООПТ «Национальный парк Гыданский»



Общество с ограниченной ответственностью  
«Газпром проектирование»  
(ООО «Газпром проектирование»)

## Тюменский филиал

ул. Воровского, д. 2, г. Тюмень,  
Тюменская область, Российская Федерация, 625019  
тел.: +7 (3452) 28-64-81, факс: +7 (3452) 28-61-06  
e-mail: tyumen@gazpromproject.ru  
ОКПО 35326583, ОГРН 1027700234210, ИНН 0560022871, КПП 720343001  
09.04.2020 № ТМН/0105-2252

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

*О предоставлении исходных данных*

Директору  
НАЦИОНАЛЬНОГО ПАРКА  
ФГБУ ГЫДАНСКИЙ

В.В. Берлинскому

## Уважаемый Вячеслав Владимирович!

Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование» разрабатывает проектную документацию по объектам, расположенным в Тазовском районе ЯНАО:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пякяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пякяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пякяхинского месторождения. Реконструкция».

Карта-схема размещения объектов с координатами угловых точек участка проектируемого строительства приведена в приложении 1 к настоящему письму и отправлена на адрес электронной почты заповедника Гыданский [gdanskiyzp@mail.ru](mailto:gdanskiyzp@mail.ru).

В соответствии с письмом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20.02.2018 №05-12-32/5143 о предоставлении информации для инженерных изысканий просим подтвердить информацию о том, что территория, отведенная под объекты проектирования, не располагается вблизи границ объекта особо охраняемой природной территории (ООПТ) федерального значения «Гыданский».

Запрашиваемые сведения просим направить на электронный адрес [MoiseevaIN@tngg.ru](mailto:MoiseevaIN@tngg.ru).

Приложение: Карта-схема размещения проектируемых объектов на территории Пякяхинского месторождения на 2 л.

Главный инженер



М.П. Крушин

И.Н. Моисеева, (3452) 286-685



**Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации**  
**Федеральное государственное бюджетное учреждение**  
**Национальный парк «Гыданский»**

629350 Ямало-Ненецкий автономный округ, пос. Тазовский, ул. Пристанская, д. 3  
Телефон (8-34940) 2-02-19, факс (8-34940) 2-02-19. ИНН 8910002759. ОКПО 53482944.

13.04.2020 № 15

В ООО Газпром  
Проектирование  
Крушину М. П.

На Ваше письмо № ТМН/0105-2252 от 09.04.2020 сообщаем, что объекты, расположенные на территории Пяяхинского месторождения, указанные в письме № ТМН/0105-2252, не расположены на территории ООПТ «Национальный парк «Гыданский» и не располагаются на территории охранной зоны национального парка.

Указанные объекты расположены в 450-500 км от южных границ Национального парка «Гыданский».

Зам. директора по научной работе



А. А. Горчаковский.

Вх. № 2829 14.04.2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал

## Международного, регионального и местного значения



**ДЕПАРТАМЕНТ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ,  
ЛЕСНЫХ ОТНОШЕНИЙ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА  
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

ул. Матросова, д.29, г. Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
Тел.: (34922) 9-93-41. Тел./факс.: (34922) 4-10-58. E-mail: dpr@dprr.yanao.ru

*14 апреля 2020 г. № 1701-17/17762*  
*На № 1411/0105-222 от 22.04.2020*

Главному инженеру  
Тюменского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

Уважаемый Михаил Павлович!

Рассмотрев запрос, о предоставлении информации в целях разработки проектной документации по объектам:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция»;

- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения»;

-«Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения. Реконструкция», расположенным в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – автономный округ), сообщая следующее.

В настоящее время в районе размещения указанного объекта, особо охраняемые природные территории регионального и местного значения, водно-болотные угодья местного, регионального и международного значения (Рамсарская конвенция, 1971 г.) отсутствуют.

Перечень таксонов и популяций животных, растений и грибов автономного округа утвержден постановлением Правительства автономного округа от 11.05.2018 № 522-П «О Красной книге автономного округа».

Актуальное книжное издание «Красная книга автономного округа» в общедоступных целях размещено в электронном виде на официальном интернет-сайте исполнительных органов государственной власти автономного округа <https://www.yanao.ru/> в разделе «Экология».

Информацию о распространении растений и животных, занесенных в Красную книгу Российской Федерации, можно получить по адресу <http://biodat.ru/db/rb/index.htm>.

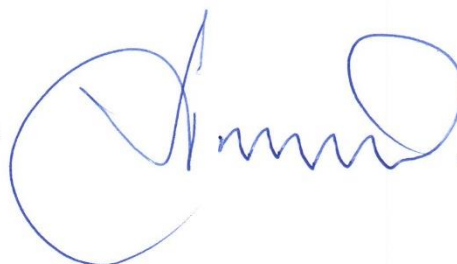
Сведениями о путях миграции животных, а также ключевых орнитологических территориях департамент не располагает. Для получения данной информации предлагаю обратиться в научно-исследовательские организации.

Вх. № 2938 16.04.2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал

Выписка из государственного охотхозяйственного реестра о составе, плотности и численности охотничьих ресурсов в Тазовском районе по данным государственного мониторинга охотничьих ресурсов и среды их обитания в общедоступных охотничьих угодьях и иных территориях, являющихся средой обитания охотничьих ресурсов автономного округа, представлена в приложении

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Первый заместитель  
директора департамента



А.А. Колодин

Батц Виталий Александрович  
главный специалист  
Управление по охране и регулированию использования животного мира  
9-93-82 доб. 617; VABatc@dprg.yanao.ru

Приложение  
к письму департамента  
от \_\_\_\_\_ 2020 № \_\_\_\_\_

Выписка из государственного охотхозяйственного реестра о плотности и численности охотничьих ресурсов в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа в 2019 году

Район	Наименование вида	Плотность населения данного вида (особей на 1000 га)			Численность данного вида			
		лес	поле	болото	лес	поле	болото	всего
Тазовский	Белка	0.27	0.18		155	179		334
Тазовский	Волк		0.00			4		4
Тазовский	Горностай	0.07	0.18		41	179		220
Тазовский	Заяц беляк	1.89	0.97	1.00	1084	966	374	2424
Тазовский	Лисица	0.11	0.14	0.14	63	138	52	253
Тазовский	Лось	1.82	0.06	0.43	1043	55	161	1259
Тазовский	Олень северный	1.17	2.18	0.61	668	2164	227	3059
Тазовский	Росомаха	0.09	0.07	0.03	52	64	12	128
Тазовский	Соболь	0.97		0.09	553		34	587
Тазовский	Глухарь	5.91			3386			3386
Тазовский	Белая куропатка	567.23	131.27	69.96	325096	130258	26192	481546

Выписка из государственного охотхозяйственного реестра о составе охотничьих ресурсов в Ямало-Ненецком автономном округе

- |                           |                            |
|---------------------------|----------------------------|
| 1. Дикий северный олень;  | 34. Чернеть хохлатая;      |
| 2. Лось;                  | 35. Чирок-свистунук;       |
| 3. Медведь бурый;         | 36. Чирок-трескунок;       |
| 4. Овцебык;               | 37. Шилохвость;            |
| 5. Белка обыкновенная;    | 38. Широконоска;           |
| 6. Волк;                  | 39. Золотистая ржанка;     |
| 7. Выдра;                 | 40. Галстучник;            |
| 8. Горностай;             | 41. Фифи;                  |
| 9. Заяц-беляк;            | 42. Перевозчик;            |
| 10. Колонок;              | 43. Круглоносый плавунчик; |
| 11. Куница лесная;        | 44. Кулик-воробей;         |
| 12. Ласка;                | 45. Серая ворона;          |
| 13. Лисица;               | 46. Рябинник;              |
| 14. Норка американская;   | 47. Пуночка.               |
| 15. Ондатра;              |                            |
| 16. Песец;                |                            |
| 17. Росомаха;             |                            |
| 18. Рысь;                 |                            |
| 19. Соболь;               |                            |
| 20. Глухарь обыкновенный; |                            |
| 21. Куропатка белая;      |                            |
| 22. Куропатка тундряная;  |                            |
| 23. Рябчик;               |                            |
| 24. Тетерев обыкновенный; |                            |
| 25. Гоголь обыкновенный;  |                            |
| 26. Гуменник;             |                            |
| 27. Чёрная казарка;       |                            |
| 28. Гусь белолобый;       |                            |
| 29. Кряква обыкновенная;  |                            |
| 30. Морянка;              |                            |
| 31. Свиязь обыкновенная;  |                            |
| 32. Синьга;               |                            |
| 33. Чернеть морская;      |                            |

## Приложение Ж

### Информация о наличии (отсутствии) защитных лесов и особозащитных участков леса



#### ДЕПАРТАМЕНТ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, ЛЕСНЫХ ОТНОШЕНИЙ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

ул. Магросова, д.29, г. Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
Тел.: (34922) 9-93-41. Тел./факс.: (34922) 4-10-38. E-mail: dprtt@dprrt.yanao.ru

*31 января 2020 г. № 1702-17/4517*  
*На № 7.011/0105-406 23.01.2020*

Генеральному инженеру  
Тюменского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

Уважаемый Михаил Павлович!

Рассмотрев Ваше обращение о предоставлении информации по участку лесного фонда, сообщаю, что территория проектируемых объектов «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция», «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения», «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения. Реконструкция» расположена на землях, не входящих в состав земель лесного фонда. В соответствии с данными государственного лесного реестра Ямало-Ненецкого автономного округа, защитные леса и особо защитные участки лесов на испрашиваемой территории отсутствуют.

И.о. директора департамента

*А.Д. Гаврилюк* А.Д. Гаврилюк

Чирва Наталья Анатольевна  
главный специалист  
управления лесных отношений  
8 (34922) 9-93-61, доб. 140 NA.Chirva@dprrt.yanao.ru

Вх. № 746 31.01.2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал

## Приложение И

### Информация о наличии (отсутствии) приаэродромных территориях



**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО  
ВОЗДУШНОГО ТРАНСПОРТА  
(РОСАВИАЦИЯ)**

**ТЮМЕНСКОЕ МЕЖРЕГИОНАЛЬНОЕ  
ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ  
ВОЗДУШНОГО ТРАНСПОРТА  
ФЕДЕРАЛЬНОГО АГЕНТСТВА  
ВОЗДУШНОГО ТРАНСПОРТА  
(ТЮМЕНСКОЕ МТУ РОСАВИАЦИИ)**

**РУКОВОДИТЕЛЬ**

ул. Ленина, д. 65/1, г. Тюмень,  
625000, а/я 254, АФТН: УСТУЗБУЖ  
Тел. (3452) 44-43-49, факс (3452) 46-58-62  
e-mail: tmtvt@tum.favt.ru

ООО «Газпром проектирование»  
Главному инженеру Тюменского филиала

Крушину М.П.

[moiseevain@tngg.ru](mailto:moiseevain@tngg.ru)

14.04.2020 № Исх-1471/05/ТМТУ

На № ТМН0105-2249 от 09.04.2020

О предоставлении информации

Тюменское МТУ Росавиации информирует, что в районе проектирования объектов:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения. Реконструкция» на территории Тазовского района ЯНАО приаэродромные территории аэродромов гражданской авиации не зарегистрированы.

Одновременно уведомляем, в районе Пяяхинского месторождения на территории Тазовского района ЯНАО приаэродромные территории аэродромов гражданской авиации не зарегистрированы. Переписка по объектам Пяяхинского месторождения прекращается.



П.Я. Медведев

Мадьярова Ольга Викторовна  
(3452) 444048

Вх. № 2904 15.04.2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал

## Приложение К

### Информация из службы Ветеринарии ЯНАО и Роспотребнадзора



Вх. № 3137 23.04.2020  
 ООО «Газпром проектирование»  
 Тюменский филиал

## СЛУЖБА ВЕТЕРИНАРИИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

ул. Республики, д.73, Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
 Телефон/факс (34923) 4-15-51, E-mail: [sluzhba@yuz.nar.ru](mailto:sluzhba@yuz.nar.ru)  
 ОКПО 35337948, ОГРН 1058900022807, ИНН/КПП 8901017364/890101001

*22.04* 2020 г. № *34017/1888*  
 На № ТМН/0105- от 14.04.2020  
2358

Главному инженеру  
 Тюменского филиала  
 ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

ул. Воровского, 2,  
 г. Тюмень, 625019

E-mail: [tyumen@gazpromproject.ru](mailto:tyumen@gazpromproject.ru)

Служба ветеринарии Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – служба ветеринарии), рассмотрев представленные документы, сообщает, что на испрашиваемых земельных участках, в пределах представленных координат и прилегающей 1000 метровой зоне в каждую сторону от проектируемых объектов:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пякяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пякяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пякяхинского месторождения. Реконструкция» (далее – объекты) в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа захоронения животных, павших от особо опасных болезней (скотомогильники, биотермические ямы, а так же их санитарно-защитные зоны), по имеющимся в службе ветеринарии сведениям, не зарегистрированы.

Также сообщаем, что объекты находятся на территории, где до 1941 года и в августе 2016 года регистрировались случаи заболевания и падежа животных от сибирской язвы («моровые поля»).

В соответствии с пунктом 2.8.4. Санитарно-эпидемиологических правил СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы», утверждённых постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 13 мая 2010 года № 56 (в ред. Постановления Главного государственного санитарного врача РФ от 29 марта 2017 года № 45) «моровые поля» - территория, на которой отмечался падеж животных, без четких границ. Территория «моровых полей» считается угрожаемой территорией.



2

В этой связи, для согласования проведения изыскательных работ на территории «морского поля» рекомендуем Вам с копией настоящего письма обратиться в адрес Управления Роспотребнадзора по автономному округу (г. Салехард, ул. Титова д. 10, телефон 8 (34922) 4-13-12, E-mail: grn-ya-nao@89.gospotrebnadzor.ru), с целью определения порядка организации и проведения каких - либо работ, связанных с выемкой и перемещением грунта.

Руководитель службы



Е.П. Попов

Уашев Бауржан Тулгенович  
главный специалист отдела  
обеспечения эпизоотического благополучия  
+7(34922)30319, BTUashev@ya-nao.





ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ  
ЧЕЛОВЕКА  
(РОСПОТРЕБНАДЗОР)

УПРАВЛЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ  
ОКРУГУ

(Управление Роспотребнадзора  
по Ямало-Ненецкому автономному округу)  
ул.Титова, д.10, г. Салехард, ЯНАО, 629008  
Тел. (349 22) 4-13-12; факс (349 22) 3-10-26  
E-mail: rpn-yanao@89.rospotrebnadzor.ru  
http://www.89.rospotrebnadzor.ru  
ОКПО 76825938, ОГРН 1058900002908,  
ИНН/КПП 8901016427/890101001

*№ 05-2020 № 29001/08-5-МО-2020*  
на № ТНМ/0105-2701 от 27.04.2020

Вх. № **3896** **25.05.2020**  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал

главному инженеру ООО  
«Газпромпроектирование»

М.П. Крушину

[tyumen@gazpromproject.ru](mailto:tyumen@gazpromproject.ru)  
[bayanov@tngg.ru](mailto:bayanov@tngg.ru)

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу в ответ на Ваше письмо вх.№89-4797-2020 от 28.04.2020г. сообщает следующее.

Управлением Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу проведена оценка проведения агромелиоративных, строительных и других работ, связанных с выемкой и перемещением грунта в районе проектируемых объектов:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения. Реконструкция».

Проектируемые объекты находятся на территории, где до 1941 года и в августе 2016 года регистрировались случаи заболевания и падежа животных от сибирской язвы («моровые поля»).

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании письма Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека №01/9749-2018-27 от 26.07.2018г. «О разъяснении требований по исследованию проб почвы территории «моровых полей» согласовывает работы, связанные с выемкой и перемещением грунта на территории «моровых полей», при условии соблюдения СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы».

В соответствии с СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы» на угрожаемых территориях должна быть разработана программа по профилактике сибирской язвы среди людей, в которой должны быть предусмотрены мероприятия:

- вакцинация против сибирской язвы работающих на этих территориях,
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты (респираторы, перчатки),
- соблюдение правил техники безопасности про проведении указанного вида работ,
- медицинское наблюдение,
- исключение возможности контакта с животными,
- организация дезинфекционных мероприятий.

Руководитель



Л.А. Нечепуренко



## СЛУЖБА ВЕТЕРИНАРИИ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

ул. Ямальская, д. 5 а. Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
Телефон/факс (34922) 4-15-51, E-mail: [sluzhba@sv.yanao.ru](mailto:sluzhba@sv.yanao.ru)  
ОКПО 35337948, ОГРН 1058900022807, ИНН/КПП 8901017364/890101001

13 марта 2019 № 3401-17/412  
На № 10126УГ-0247 от 28.02.2019

Заместителю директора по планированию –  
начальнику управления проектами  
ООО «УралГео»

А.Н. Холиной

ул. Революции, д. 8,  
г. Пермь, 614007

E-mail: [uralgeo@uralgeo.perm.ru](mailto:uralgeo@uralgeo.perm.ru)

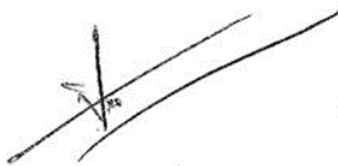
Служба ветеринарии Ямало-Ненецкого автономного округа (далее – служба ветеринарии) рассмотрев представленные документы, сообщает, что на испрашиваемых земельных участках, в пределах представленных координат и прилегающей 1000 м зоне в каждую сторону от проектируемого объекта «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения» (далее – объект) в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа захоронения животных, павших от особо опасных болезней (скотомогильники, биотермические ямы, а также их санитарно-защитные зоны) по имеющимся в службе ветеринарии сведениям, не зарегистрированы.

Также сообщаем, что объект находится на территории, где до 1941 года и в августе 2016 года регистрировались случаи заболевания и падежа животных от сибирской язвы («моровые поля»).

В соответствии с пунктом 2.8.4. Санитарно-эпидемиологических правил СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы», утвержденных постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 13 мая 2010 года № 56 (в ред. Постановления Главного государственного санитарного врача РФ от 29 марта 2017 года № 45) «моровые поля» - территория, на которой отмечался падеж животных, без четких границ захоронения. Территория «моровых полей» считается угрожаемой территорией.

Руководитель службы

Ушеш Бауржан Тулегенович  
30319



Е.П. Попов



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ  
ЧЕЛОВЕКА  
(РОСПОТРЕБНАДЗОР)

УПРАВЛЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ  
ОКРУГУ

(Управление Роспотребнадзора  
по Ямало-Ненецкому автономному округу)

ул.Титова, д.10, г. Салехард, ЯНАО, 629008  
Тел. (349 22) 4-13-12; факс (349 22) 3-10-26  
E-mail: grn-yanao@89.rospotrebnadzor.ru  
http://www.89.rospotrebnadzor.ru  
ОКПО 76825938, ОГРН 1058900002908,  
ИНН/КПП 8901016427/890101001

Директору по производству  
ООО «УралГео»  
А.Н.Сюезеву

uralgeo@uralgeo.perm.ru

*от 06.03.2018 № 89-00-1/02-13.3-2018*

Уважаемый Александр Николаевич!

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу на Ваше письмо № иУГ-0019 от 15.01.2019г. «О предоставлении сведений» сообщает следующее.

Проектируемый объект изысканий ООО «Лукойл-Западная Сибирь» в Тазовском районе находится на территории «морового поля», буферной зоны.

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании письма Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека №01/9749-2018-27 от 26.07.2018г. «О разъяснении требований по исследованию проб почвы территории «моровых полей» согласовывает работы, связанные с выемкой и перемещением грунта на территории «моровых полей».

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу напоминает, что работы по выемке и перемещению грунта на территории «морового поля» должны быть организованы с соблюдением СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы», в соответствии с которыми на угрожаемых территориях должны быть разработаны программы по профилактике сибирской язвы среди людей, в которых предусматриваются мероприятия по вакцинации против сибирской язвы работающих на этих территориях, обеспечение их средствами индивидуальной защиты (респираторы, перчатки), соблюдение правил техники безопасности при проведении указанного вида работ, медицинское наблюдение, исключение возможности контакта с животными и организации дезинфекционных мероприятий.

Руководитель

Горчакова К.В., 8(34922)41196



Л.А.Нечепуренко





**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА  
(РОСПОТРЕБНАДЗОР)**

Вадковский пер., д. 18, стр. 5 и 7, г. Москва, 127994  
Тел.: 8 (499) 973-26-90, Факс: 8 (499) 973-26-43  
E-mail: depart@gsen.ru http://www.rospotrebnadsor.ru  
ОКПО 00083339 ОГРН 1047796261512  
ИНН 7707515984 КПП 770701001

02.08.2018 № 01/10154-2018-31

На № 14/8970 от 20.07.2018

[О разъяснении требований ]  
по исследованию проб почвы  
территорий «морových полей»

Уважаемый Артем Васильевич!

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека рассмотрела Ваше обращение от 20.07.2018 № 14/8970 и сообщает.

Все «морových поля» относятся к угрожаемым территориям, где существует риск заражения сибирской язвой для сотрудников, работа которых связана с перемещением и выемкой грунта, что требует проведения дополнительных мероприятий.

В соответствии с СП 3.1.7.2629-10 «Профилактика сибирской язвы» на угрожаемых территориях должны быть разработаны программы по профилактике сибирской язвы среди людей, в которых должны быть предусмотрены мероприятия по вакцинации против сибирской язвы работающих на этих территориях, обеспечение их средствами индивидуальной защиты (респираторы, перчатки), соблюдение правил техники безопасности при проведении указанного вида работ, медицинское наблюдение, исключение возможности контакта с животными и организации дезинфекционных мероприятий.

Обязательное проведение исследований проб почвы территорий «морových полей» санитарными правилами не регламентировано.

Заместитель руководителя

Попова  
8 499 973 17 34



Б.П. Кузькин



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА  
(РОСПОТРЕБНАДЗОР)

УПРАВЛЕНИЕ  
ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ  
И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ  
(Управление Роспотребнадзора  
по Ямало-Ненецкому автономному округу)

ул.Титова, д.10, г. Салехард, ЯНАО, 629008  
Тел. (349 22) 4-13-12; факс (349 22) 3-10-26  
E-mail: rpn-yanao@89.rospotrebnadzor.ru  
http: www.89.rospotrebnadzor.ru  
ОКПО 76825938, ОГРН 1058900002908,  
ИНН/КПП 8901016427/890101001

Директору по инженерным  
изысканиям ООО «УралГео»

А.Н. Сюзеву

Факс: (342)206-50-60

k-sazhina@inbox.ru

*18.04.2017* № *2159*  
на № и 9032УГ-12334 от 20.03.2017

О представлении сведений

Управление Роспотребнадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу в ответ на Ваш запрос сообщает следующее.

На месте падежа оленя от сибирской язвы и в районе Пякяхинского месторождения, (оказавшегося в угрожаемой зоне – в непосредственной близости к месту падежа), были отобраны пробы почвы.

В районе Пякяхинского месторождения 16.08.2016 отобрано 36 проб почвы в следующих точках:

- Лукойл 3 Пякяхинское ПСП,
- Лукойл 2 Пякяхинское УКПГ,
- Газпром 1 Пякяхинское месторождение,
- Газпром 2 ХАЛ,
- Газпром 3 ХАЛ Склад хранения,
- Транснефть доп. кор ВНИ,
- Лукойл 1 Пякяхинское месторождение,
- Лукойл 4 УДНС,
- Лукойл 1 УДНС,
- Транснефть стройка,
- Транснефть резервуар.

Так же отбор проб почвы и зольного остатка производился после утилизации методом сжигания трупа оленя, павшего от сибирской язвы.

Во всех отобранных образцах возбудитель сибирской язвы не обнаружен.

Повторный отбор почвы с территории стационарно-неблагополучного пункта запланирован на июнь-июль 2017 года.

Руководитель



Л.А.Нечепуренко

Пашина  
(34922)41196

## Приложение Л

### Информация о наличии (отсутствии) мелиоративных землях

МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
(Минсельхоз России)

ДЕПАРТАМЕНТ МЕЛИОРАЦИИ  
(Депмелиорация)

Федеральное государственное бюджетное учреждение  
«Управление мелиорации земель и сельскохозяйственного  
водоснабжения по Тюменской области»  
(ФГБУ «Управление «Тюмень-мелиоводхоз»)

625023, Тюменская область,  
г. Тюмень, ул. Харьковская, 87а, стр. 2  
телефон/факс: (3452) 39-87-76  
E-mail: tyumenmelio72@mail.ru

№ ИЧ-13-04 2020 г.

На исх. № ТМН/0105-2316 от 10.04.2020г.  
О предоставлении информации

Главному инженеру Тюменского филиала  
ООО «Газпром проектирование»  
М.П. Крушину

Уважаемый Михаил Павлович!

**На Ваш запрос**, в соответствии с представленной обзорной схемой расположения объектов «Компрессорная станция нефтяного газа Пякяхинского месторождения. Реконструкция», «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пякяхинского месторождения», «Установка подготовки нефти Пякяхинского месторождения. Реконструкция», **сообщаем**, что в Тазовском районе ЯНАО мелиорированные земли, государственные и прочие мелиоративные системы, учтенные в Росреестре по Тюменской области, отсутствуют.

Директор



Г.А. Иваньшин.

Исполнитель: Быструшикина Татьяна Дмитриевна  
Тел. /факс: 8-3452- 39-87-76

Вх. № 2810 13.04. 2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал



## Приложение М

### Заключение Уралнедра о полезных ископаемых



ФЕДЕРАЛЬНОЕ  
АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
(РОСНЕДРА)

**ДЕПАРТАМЕНТ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
ПО УРАЛЬСКОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ  
ОКРУГУ  
(УРАЛНЕДРА)**

ул. Вайнера, 55, г. Екатеринбург, 620014, а/я 317  
Тел. (343) 257-84-59, факс (343) 257-22-77  
телетайп 22-11-67 NEDRA. RU  
E-mail: ural@rosnedra.gov.ru

Главному инженеру  
Тюменского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

ул. Воровского, д. 2,  
г. Тюмень, 625019

№ 16.06.2020 № 04.06-14/1289  
на № ТМН/0105-3516 от 04.06.2020

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ № 350/20

**об отсутствии (наличии) полезных ископаемых в недрах под участком  
предстоящей застройки**

Дано Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование» ИНН (0560022871) о том, что в недрах под участком работ по объекту: «Компрессорная станция нефтяного газа, Дожимная компрессорная станция УКПГ, Установка подготовки нефти на Пяяхинском месторождении» расположены: Пяяхинское НГКМ, Пяяхинский участок недр, лицензия СЛХ 13247 НЭ, недропользователь ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ».

Месторождений твердых полезных ископаемых, пресных подземных вод под объектом работ нет.

**Срок действия заключения составляет 1 год.**

Приложение: Схема участка работ с географическими координатами на 1 л. в 1 экз.

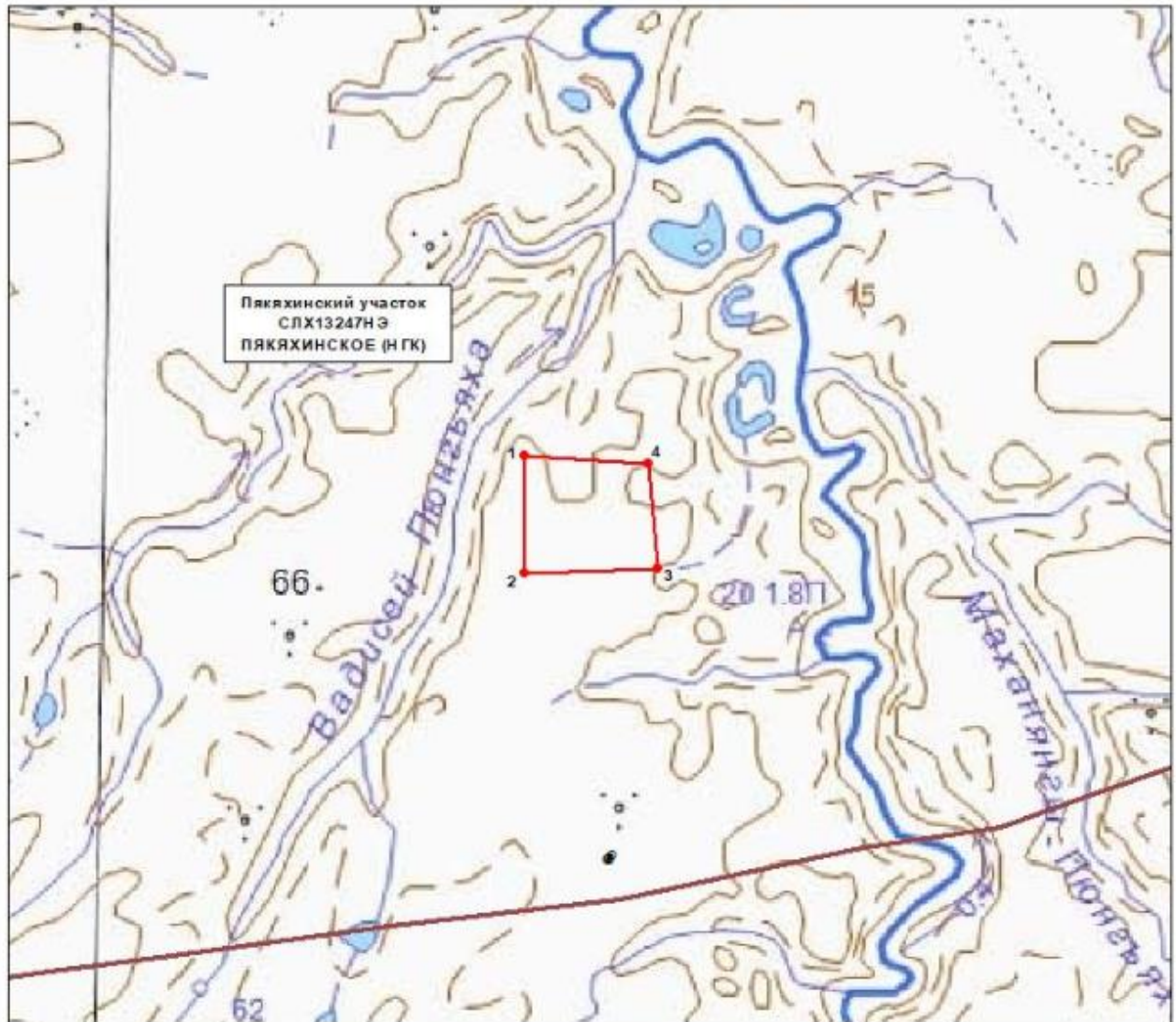
Заместитель начальника Департамента –  
начальник отдела геологии и  
лицензирования по ЯНАО



С.В. Малыхин

Исп. Кочурова Е.А.  
тел. 8(34922) 4-07-59  
вх. № 1893 от 04.06.2020

Схема расположения участка работ по объекту: "Компрессорная станция нефтяного газа, Дожимная компрессорная станция УКПГ, Установка подготовки нефти на Пяяхинском месторождении"  
Масштаб 1:50 000



- Испрашиваемый участок
- Контур лицензии УВС
- Контур месторождения УВС
- o Водозаборные скважины

Географические координаты (СК-42)

№ п/п	Широта полная	Долгота полная
1	67° 49' 24,27"	80° 05' 03,76"
2	67° 48' 52,23"	80° 05' 05,03"
3	67° 48' 54,06"	80° 06' 40,90"
4	67° 49' 22,93"	80° 06' 33,41"

**Приложение Н**  
**Исходные данные для раздела водоснабжение и водоотведение**  
**Технические условия на проектирование систем водоснабжения и водоотведения**

**УТВЕРЖДАЮ:**

Первый заместитель генерального  
директора – главный инженер  
ТПП «Ямалнефтегаз»

Р.М. Юсупов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2020 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ № 13/414 от « 27 » 03 2020г.

на подключение к сетям канализации производственной напорной (КН) и существующей  
сети наружного противопожарного водоснабжения по объекту «Дожимная компрессорная  
станция УКПГ нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения»

**Противопожарное водоснабжение:**

1. Проектом предусмотреть:

- Расчёт объёма противопожарных нужд проектируемого объекта;
- Подключение проектируемого объекта выполнить от действующей сети наружного противопожарного водоснабжения. Координаты точки врезки предусмотреть согласно приложению 1 к техническим условиям
- Предусмотреть электрообогрев проектируемых трубопроводов.
- Способ прокладки, диаметры и материал трубопроводов принять аналогично проекту ш.1512, 1512ДС9.
- При проектировании систем противопожарного водоснабжения здания учесть требования СП 8.13130.2009, СП 10.13130.2009, СП 231.1311500.2015.

**Производственно-дождевое водоотведение:**

1. Проектом предусмотреть:

- Расчёт объёма производственно-дождевых сточных вод от проектируемого объекта;
- Подключение проектируемого объекта выполнить к существующей системе производственно-дождевой канализации (КЗН). Координаты точки врезки предусмотреть согласно приложению 1 к техническим условиям.
- Для сбора и откачки производственно-дождевых стоков предусмотреть емкости промышленных стоков с полупогружными насосами.
- Предусмотреть электрообогрев проектируемых трубопроводов.
- Материал, способ прокладки, диаметры и материал трубопроводов принять аналогично проектам ш.1512, 1512ДС9.
- При проектировании систем производственно-дождевой канализации учесть требования СП 32.13330.2018, СП 231.1311500.2015.
- Существующие сооружения очистные производственно-дождевых стоков (Производительность 10л/сек) находятся на площадке КОС НГКП Пякяхинского месторождения и имеют фактическую загрузку 410м3/сут резерв производительности составляет 454 м3/сут.

**Общие требования:**

1. Все применяемое оборудование должно соответствовать требованиям технической политики ПАО «ЛУКОЙЛ» в области энергоэффективности.
2. Оборудование применить преимущественно российского производства.
3. Проектом предусмотреть разработку опросных листов на оборудование по типовым формам опросных листов, введенных в действие по ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».
4. Состав, тип оборудования, основные технические решения обосновать до начала

проектирования и утвердить Заказчиком.  
5. Сметным расчетом предусмотреть затраты на СМР и ПНР оборудования.  
7. Срок действия ТУ – 3 года.

Приложения:

1. Сети внеплощадочные с предлагаемой точкой подключения 1512ДС9-СП-УКПГ-С1-ТГВК на 1л., в 1 экз;

Заместитель главного инженера по  
промышленной безопасности –  
начальник отдела ПБ, ОТиОС  
ТПП «Ямалнефтегаз»



А.Г. Воронец

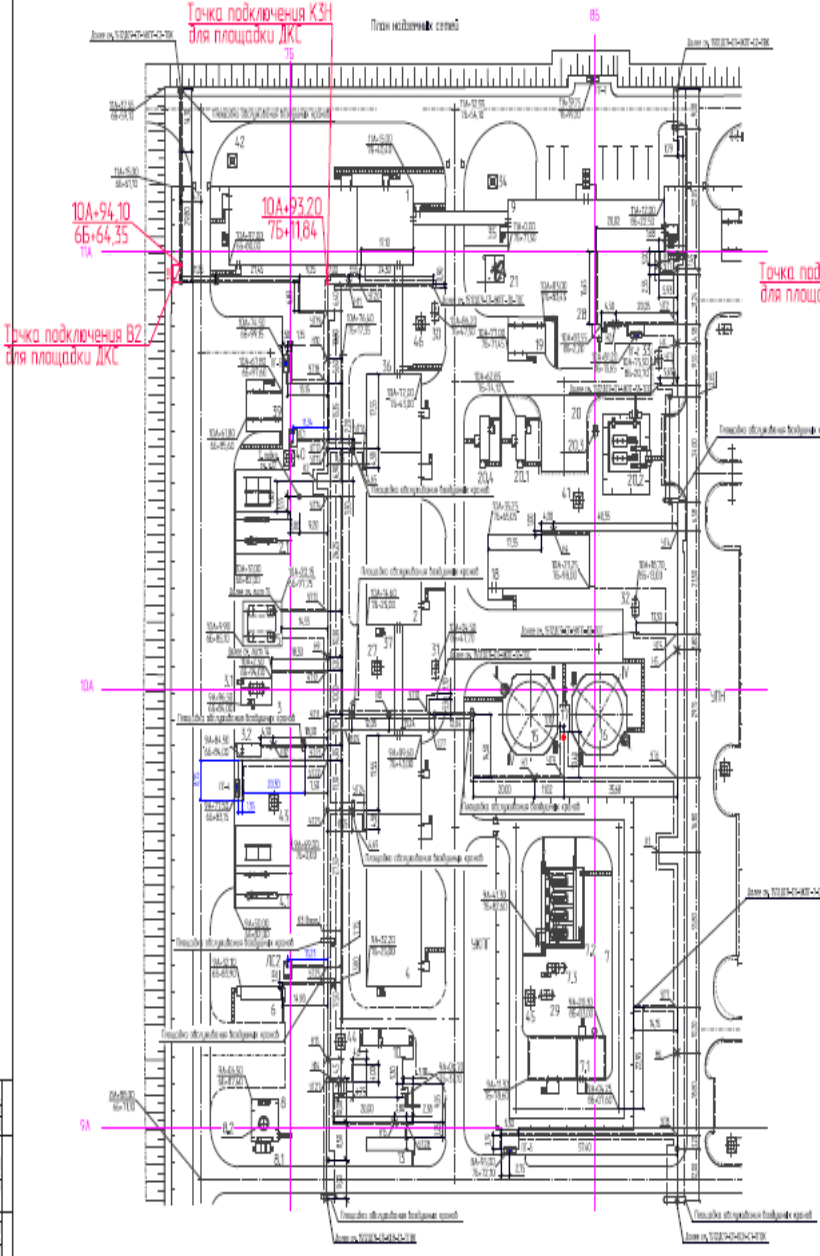
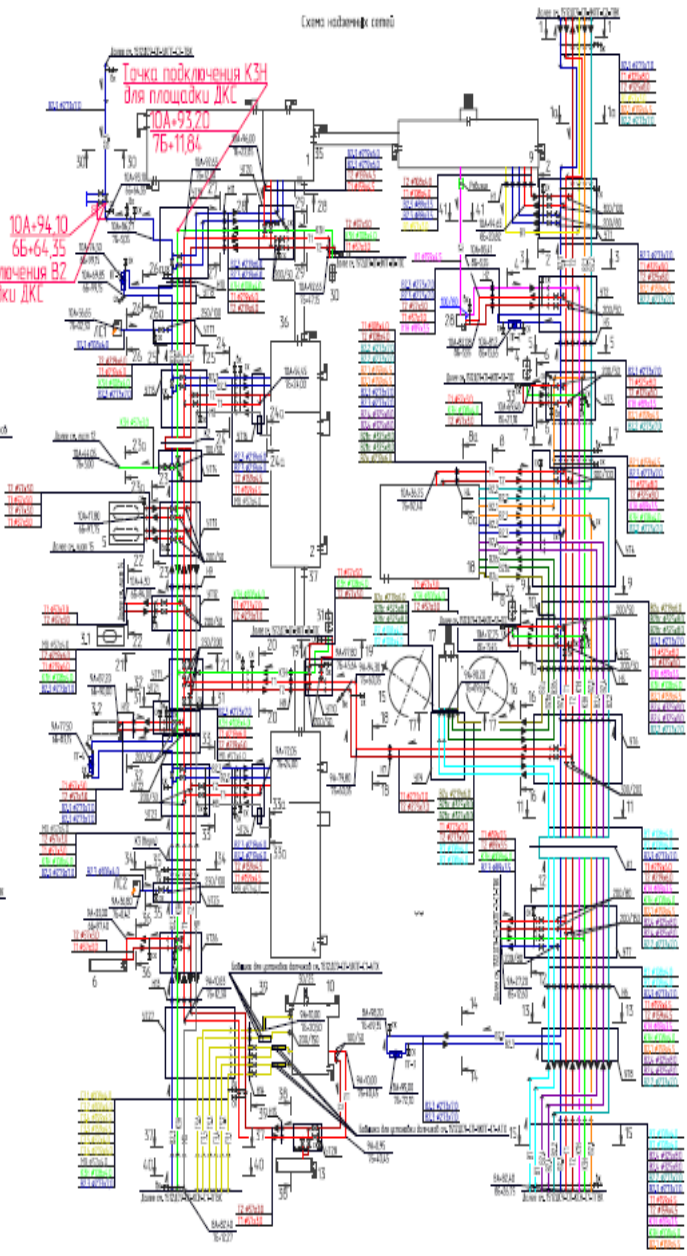
Главный энергетик - руководитель ГЭО  
ТПП «Ямалнефтегаз»



В.О. Узаркин

Экспликация ячеек и оборудования		
№№ ячеек	Наименование	Примечание
Условные обозначения оборудования		
1	Вкл. трансформаторной группы	
2	Вкл. трансформатора с выделенной КЭ	
3	Включатель АВ	
4	Вкл. штепсель	
5	Сеть для связи с объектом (ВЭ) с	
6	Вкл. трансформатора с выделенной КЭ	
7	Включатель АВ	
8	Включатель трансформатора, выделенный КЭ и КЭ	
9	Вкл. трансформатора с выделенной КЭ	
10	Вкл. трансформатора с выделенной КЭ	
11	Вкл. трансформатора с выделенной КЭ	
12	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
13	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
14	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
15	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
16	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
17	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
18	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
19	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
20	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
21	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
22	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
23	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
24	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
25	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
26	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
27	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
28	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
29	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
30	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
31	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
32	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
33	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
34	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
35	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
36	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
37	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
38	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
39	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
40	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
41	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
42	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
43	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
44	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
45	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
46	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
47	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
48	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
49	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	
50	Включатель трансформатора с выделенной КЭ	

"SIZUCS-OT-KIT-4-TBK"			
Внутренняя документация. Материалы проекта 07.09.2018 г. 0007-ОСС.2.1			
№ документа	Дата	Исполнитель	Проверенный
0007-ОСС.2.1	07.09.2018	И.И.И.	И.И.И.
0007-ОСС.2.1	07.09.2018	И.И.И.	И.И.И.
0007-ОСС.2.1	07.09.2018	И.И.И.	И.И.И.
0007-ОСС.2.1	07.09.2018	И.И.И.	И.И.И.



Том 8.2.1 Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды. Часть 2. Перечень мероприятий по предотвращению и (или) снижению возможного негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду и рациональному использованию природных ресурсов на период строительства и эксплуатации объекта капитального строительства. Книга 1. Текстовые и графические приложения



13.02.2020г.	"БПО" Объем РЧВ - 60м³	18-00	20	24	КЕДР-3 БКЕ-6 КРС-3	12
		ИТОГО		49,0		12,0
14.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	33 24	13 24	КЕДР-3	3
		ИТОГО		40,0		3,0
15.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	35 22	13 22	кедр-3	3
		ИТОГО		38,0		3,0
16.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	32 26	15 19	кедр-3	3
		ИТОГО		37,0		3,0
17.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	36 23	13 25	кедр-3 крс-5	8
		ИТОГО		46,0		8,0
18.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	30 28	14 23		
		ИТОГО		37,0		0,0
19.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	39 37	14 26		
		ИТОГО		40,0		0,0
20.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	46 32	17 21	крс-5 кедр-4	9
		ИТОГО		47,0		9,0
21.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	36 29	15 22	крс-5 кедр-4	9
		ИТОГО		46,0		9,0
22.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	42 27	12 24	кедр-3 крс-6	9
		ИТОГО		45,0		9,0
23.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	36 32	15 18	кедр-3	3
		ИТОГО		36,0		3,0
24.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	46 38	12 15	кедр-4 крс-5	9
		ИТОГО		36,0		9,0
25.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	52 38	14 15	крс-2 бие-9 кедр-4	15
		ИТОГО		44,0		15,0
26.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	54 48	12 13		
		ИТОГО		25,0		0,0
27.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	52 36	11 12	крс-3 бие-8 ДорСтрой-6.	17
		ИТОГО		40,0		17,0
28.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	47 40	12 12	крс-2 бие-7 Кедр-4	13
		ИТОГО		37,0		13,0
29.02.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	52 38	12 14	крс-2 бие-9 Кедр-3	14
		ИТОГО		40,0		14,0
01.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	42 41	13 16	Кедр-4	4
		ИТОГО		33,0		4,0
02.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	52 38	13 14	крс-5 бие-10 Кедр-4	19
		ИТОГО		46,0		19,0
03.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	38 20	13 15	Кедр-4, БКЕ-11, ДорСтройСервис-3	18
		ИТОГО		46,0		18,0
04.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	28 20	15 13	Кедр-4, БКЕ-2, КРС-2	8
		ИТОГО		36,0		8,0
05.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	30 20	14 12	Кедр-3, БКЕ-7, КРС-3	13
		ИТОГО		39,0		13,0
06.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	32 26	12 14	КРС-5	5
		ИТОГО		31,0		5,0

07.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	26 22	19 13		
		ИТОГО		32,0		0,0
08.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	22 16	17 15	Кедр-3, БКЕ-3	6
		ИТОГО		38,0		6,0
09.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	24 8	15 17	Кедр-4, БКЕ-8	12
		ИТОГО		44,0		12,0
10.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	16 12	16 17	Кедр-3	3
		ИТОГО		36,0		3,0
11.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	10 14	17 15		
		ИТОГО		32,0		0,0
12.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	28 16	13 22	Кедр-3;	3
		ИТОГО		38,0		3,0
13.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	24 26	17 17		
		ИТОГО		34,0		0,0
14.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	35 30	17 16	КЕДР-4, БКЕ-5, ТДК Ямал-3	12
		ИТОГО		45,0		12,0
15.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	28 26	18 15	Кедр-3, КРС-5	8
		ИТОГО		41,0		8,0
16.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	30 33	12 18		
		ИТОГО		30,0		0,0
17.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	42 26	14 30	Аргоз Кедр-4;	4
		ИТОГО		48,0		4,0
18.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	34 38	16 13		
		ИТОГО		29,0		0,0
19.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	48 40	15 26		
		ИТОГО		41,0		0,0
20.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	48 40	15 26		
		ИТОГО		41,0		0,0
21.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	42 30	32 41	КРС-3; БКЕ-10	13
		ИТОГО		86,0		13,0
22.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	44 45	17 17		
		ИТОГО		34,0		0,0
23.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	44 38	24 19		
		ИТОГО		43,0		0,0
24.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	43 36	21 20		
		ИТОГО		41,0		0,0
25.03.2020г.	Водопад-50 "БПО" Объем РЧВ - 60м³	6-00 18-00	41 45	11 12		
		ИТОГО		21,0		0,0

Главный энергетик - руководитель ГЭО

В.О. Узаркин

Объем переработки стоков на станции очистки хозяйственно - бытовых стоков КОС НГКП ПМ в 1 квартале 2020 года.

2020 год		
январь, м3/сут	февраль, м3/сут	март, м3/сут
53	48	49

КОС производительностью 60м3/сут

Главный энергетик -  
руководитель ГЭО



В.О. Узаркин



## Протоколы лабораторных испытаний качества воды на органолептический и химический анализ, бактериологические исследования

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения  
Филиал ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО в Пуровском,  
Красноселькупском районах»  
АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР  
(Испытательная лаборатория)  
Юридический адрес: 629008, ЯНАО, г.Салехард, ул.Амальская,4  
Адрес лаборатории: 629830, ЯНАО, г.Губкинский, мкр. 3, дом 37 тел. (34936)3-02-04  
Реквизиты: ОКПО 32742559 ОГРН 105890002270 ИНН/КПП 8901016378/890101001

Уникальный номер записи об аккредитации  
в реестре аккредитованных лиц  
РОСС RU.0001.510793

УТВЕРЖДАЮ



Руководитель ИЛЦ (заместитель руководителя ИЛЦ)

Н.С.Визгалина

### ПРОТОКОЛ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ № 4.385 от 17 февраля 2020 г.

1. **Наименование предприятия, организации (заявитель):** Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ИНН 5260230051 ОГРН 1088607000217)

2. **Юридический адрес:** РОССИЯ, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Когалым, ул. Ноябрьская, дом 6

3. **Наименование образца (пробы):** Поверхностная вода

4. **Место отбора:** Нефтегазоконденсатный промысел, Пякяхинское месторождение, Река Индикьяха

5. **Условия отбора, доставки**

Дата и время отбора: 11.02.2020 09:20

Ф.И.О., должность: Пестова М.А., лаборант

Условия доставки: автотранспорт, в термоконтейнере с хладоэлементами; температура +4°C

Дата и время доставки в ИЛЦ: 11.02.2020 12:30

Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 31861-2012 Вода. Общие требования к отбору проб, ГОСТ 31942-2012 Вода. Отбор проб для микробиологического анализа.

6. **Дополнительные сведения:** Протокол (акт) отбора № 385 от 11.02.2020

Цель исследований, основание: Производственный контроль, договор № ЛСЗС-к1/20 от 09.01.2020

Замер температуры при доставке произведен – термометр ТС-7АМК, предел допускаемой абсолютной погрешности (от -35 до 0) ±1,5°C, (св.0 до +50) ±1,0°C, Зав.№ 3957, дата поверки 10.12.2019г, действительно 3 года

7. **НД, регламентирующие объем лабораторных испытаний и их оценку:**

СанПиН 2.1.5.980-00 "Гигиенические требования к охране поверхностных вод.",

ГОСТ 2761-84 "Источники централизованного хозяйственно-питьевого водоснабжения. Гигиенические, технические требования и правила выбора",

СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

8. **Код образца (пробы):** 01.02.20.385 К

9. **Средства измерений, испытательное оборудование:**

№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокола об аттестации	Срок действия
1	Анализатор жидкости "Флюорат-02-3М"	2233	14093-99	2114733/539/13 от 14.05.2019	13.05.2020
2	Весы электронные "ЛЕК1" В1604	08-04	31027-07	4010/1132 от 25.09.2019	24.09.2020

Протокол № 4.385 распечатан 17.02.2020

стр. 1 из 2

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

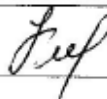
№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокола об аттестации	Срок действия
3	Дозатор пипеточный Лайт	1904568	37432-13	155238 от 04.03.2019	03.03.2020
4	Иономер лабораторный И-130.2М	0552	9096-83	2114733/539/11 от 14.05.2019	13.05.2020
5	Спектрофотометр КФК-3КМ	3КМ07140	31884-06	2114733/539/12 от 14.05.2019	13.05.2020

10. Условия проведения испытаний: Условия проведения испытаний соответствуют нормативным требованиям

### 11. Результаты испытаний

№№ п/п	Определяемые показатели	Единицы измерения	Результаты испытаний	Величина допустимого уровня	НД на методы исследований
<b>ОРГАНОЛЕПТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ</b>					
Образец поступил 11.02.2020 13:00 Внутрилабораторный номер 385 - 156 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губкинский, микрорайон 3, дом 37 дата начала испытаний 11.02.2020 13:20 дата выдачи результата 13.02.2020 07:57					
1	Запах при 20 °С	балл	1	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
2	Вкус, привкус	балл	1	не нормируется	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
3	Цветность	градус	68±7	не более 20	ГОСТ 31868-2012 п.5 метод Б
4	Мутность	ЕМФ	7,3±1,5	не более 0	ПНД Ф 14.1:2:3:4.213-2005 (издание 2019 г)
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Прокошева О. П., фельдшер-лаборант					
<b>КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ</b>					
Образец поступил 11.02.2020 13:00 Внутрилабораторный номер 385 - 156 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губкинский, микрорайон 3, дом 37 дата начала испытаний 11.02.2020 13:20 дата выдачи результата 13.02.2020 07:57					
1	Водородный показатель (рН)	ед. рН	6,6±0,2	6,5 - 8,5	ПНД Ф 14.1:2:3:4.121-97 (издание 2018 г)
2	Общая минерализация (сухой остаток)	мг/дм <sup>3</sup>	65±6	не более 1000	ПНД Ф 14.1:2:4.261-2010 (издание 2015 г)
3	Жесткость	°Ж	1,3±0,2	не более 7	ГОСТ 31954-2012 (метод А)
4	Окисляемость перманганатная	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	6,6±0,7	не более 7	ПНД Ф 14.1:2:4.154-99 (издание 2012 г)
5	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	0,051±0,018	не более 0,1	ПНД Ф 14.1:2:4.128-98 (издание 2012 г)
6	АПАВ	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,025	не более 0,5	ПНД Ф 14.1:2:4.158-2000 (издание 2014 г)
Мнения и толкования:					
На основе анализа пробы № 385 "Воды питьевой" можно сделать вывод о несоответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения" по показателям: мутность, цветность, плавающие примеси отсутствуют.					
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Прокошева О. П., фельдшер-лаборант					
<b>БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</b>					
Образец поступил 11.02.2020 13:00 Внутрилабораторный номер 385 - 9 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губкинский, микрорайон 3, дом 37 дата начала испытаний 11.02.2020 13:30 дата выдачи результата 14.02.2020 09:54					
1	Патогенные микроорганизмы, в т.ч. сальмонеллы	в 1000 мл	не обнаружено	отсутствие	МУК 4.2.1884-04
2	Колифаги	БОЕ/100 мл	0	не более 10	МУК 4.2.1884-04
3	ОКБ(Общие колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	70	не более 1000	МУК 4.2.1884-04
4	ТКБ(Термотолерантные колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	0	не более 100	МУК 4.2.1884-04
Мнения и толкования:					
На основе анализа пробы № 385 "Поверхностной воды" можно сделать вывод о соответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.5.980-00 «Гигиенические требования к охране поверхностных вод».					
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Семакина Е. В., фельдшер-лаборант					

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление протокола:



Абуева А. Ю., врач по общей гигиене

Протокол № 4385 распечатан 17.02.2020

стр. 2 из 2

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

## Протоколы лабораторных испытаний (станция очистки воды Водопад-50 (БПО))

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения  
Филиал ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО в Пуровском,  
Красноселькупском районах»  
АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР  
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес: 629008, ЯНАО, г. Салехард, ул. Ямальская, 4  
Адрес лаборатории: 629630, ЯНАО, г. Губинский, мкр. 3, дом 37 тел. (349363)-02-04  
Реквизиты: ОКПО 32742559 ОГРН 105890002270 ИНН/КПП 8901016378/890101001

Уникальный номер записи об аккредитации  
в реестре аккредитованных лиц  
РОСС RU.0001.510793

УТВЕРЖДАЮ



ПРОТОКОЛ  
ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ  
№ 4.4001 от 13 декабря 2019 г.

И.И.И. (заместитель руководителя ИЛЦ)

Н.С. Вязганова

- Наименование предприятия, организации (заказчик): Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСВИ" (ИНН 5260230051 ОГРН 1088607000217)
- Юридический адрес: РОССИЯ, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Когалым, ул. Ноябрьская, дом 6
- Наименование образца (пробы): Вода питьевая
- Место отбора: Нефтегазоконденсатный промысел, Станция очистки воды "Водопад-50" (БПО) Пышвинского месторождения.

## 5. Условия отбора, доставки

Дата и время отбора: 03.12.2019 10:30  
Ф.И.О., должность: Пестова М.А., лаборант  
Условия доставки: автотранспорт, в термоконтейнере с хладагентами; температура +4°C  
Дата и время доставки в ИЛЦ: 03.12.2019 12:40  
Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 31861-2012 Вода. Общие требования к отбору проб,  
ГОСТ 31942-2012 Вода. Отбор проб для микробиологического анализа..

## 6. Дополнительные сведения: Протокол (акт) отбора № 4001 от 03.12.2019

Цель исследований, основание: Производственный контроль, договор № ЛСЭС-К313/18 от 27.12.2018  
Замер температуры при доставке произведен термометр ТС-7-M1, предел допускаемой погрешности (±)1°C,  
Зав.№ 02139, Клеймо IV 16, действительно 3 года

## 7. НД, регламентирующие объем лабораторных испытаний и их оценку:

СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

## 8. Код образца (пробы): 01.02.19.4001 К

## 9. Средства измерений, испытательное оборудование:

№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокола об аттестации	Срок действия
1	Анализатор вольтамперметрический ТА-4	970	25353-03	2108893/12 от 14.05.2018	13.05.2020
2	Анализатор жидкости "Флюорат-02-3М"	2233	14093-99	2114733/539/13 от 14.05.2019	13.05.2020
3	Весы электронные "LEKI" В1604	08-04	31027-07	4010/1132 от 25.09.2019	24.09.2020
4	Дозатор питьевойной Дайт	1904568	37432-13	155238 от 04.03.2019	03.03.2020

Протокол №4.4001 распечатан 13.12.2019

стр. 1 из 3

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокола об аттестации	Срок действия
5	Иономер лабораторный И-130.2М	0552	9096-83	2114733/539/11 от 14.05.2019	13.05.2020
6	Спектрофотометр КФК-ЭКМ	3КМ07140	31884-06	2114733/539/12 от 14.05.2019	13.05.2020

10. Условия проведения испытаний: Условия проведения испытаний соответствуют нормативным требованиям

## 11. Результаты испытаний

№№ п/п	Определяемые показатели	Единицы измерения	Результаты испытаний	Величина допустимого уровня	НД на методы исследований
<b>ОРГАНОЛЕПТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ</b>					
Образец поступил 03.12.2019 13:10 Внутрилабораторный номер 4001 - 1834 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губинский, микрорайон 3, дом 37 Дата начала испытаний 03.12.2019 14:00 дата выдачи результата 10.12.2019 10:11					
1	Запах при 20 ОС	балл	0	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
2	Запах при 60 ОС	балл	1	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
3	Вкус, привкус	балл	0	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
4	Цветность	градус	4±1	не более 20	ГОСТ 31868-2012 п.5 метод Б
5	Мутность	ЕМФ	менее 1	не более 2,6	ПНД Ф 14.1.2:3.4.213-2005 (издание 2019 г.)
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Кузнецова И.Б., химик-эксперт					
<b>КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ</b>					
Образец поступил 03.12.2019 13:10 Внутрилабораторный номер 4001 - 1834 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губинский, микрорайон 3, дом 37 Дата начала испытаний 03.12.2019 14:00 дата выдачи результата 10.12.2019 10:11					
1	Водородный показатель (рН)	ед. рН	6,7±0,2	6 - 9	ПНД Ф 14.1.2:3.4.121-97 (издание 2018 г.)
2	Общая минерализация (сухой остаток)	мг/дм <sup>3</sup>	60±5	не более 1000	ПНД Ф 14.1.2:4.261-2010 (издание 2015 г.)
3	Жесткость общая	°Ж	1,06±0,16	не более 7	ГОСТ 31954-2012 (метод А)
4	Окисляемость перманганатная	мг/дм <sup>3</sup>	0,86±0,17	не более 5	ПНД Ф 14.1.2:4.154-99 (издание 2012 г.)
5	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,005	не более 0,1	ПНД Ф 14.1.2:4.128-98 (издание 2012 г.)
6	АПАВ	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,025	не более 0,5	ПНД Ф 14.1.2:4.158-2000 (издание 2014 г.)
7	Аммиак и аммонийный-ион	мг/дм <sup>3</sup>	0,18±0,04	не более 2	ГОСТ 33045-2014 п. 5 метод А
8	Нитриты	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,003	не более 3,0	ГОСТ 33045-2014 п. 6. метод Б
9	Нитраты	мг/дм <sup>3</sup>	0,31±0,06	не более 45	ГОСТ 33045-2014 п.9 метод Д
10	Сульфаты	мг/дм <sup>3</sup>	менее 2	не более 500	ГОСТ 31940-2012 (п.6 метод 3)
11	Хлориды	мг/дм <sup>3</sup>	1,5±0,5	не более 350	ГОСТ 4245-72 (п. 3)
12	Фториды	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,1	не более 1,5	ПНД Ф 14.1.2:3.4.179-2002 (издание 2012 г.)
13	Алюминий	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,04	не более 0,5	ГОСТ 18165-2014 п.6 метод Б
14	Марганец	мг/дм <sup>3</sup>	0,060±0,009	не более 0,1	ГОСТ 4974-2014 (п. 6.3 вариант 1)
15	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	0,080±0,019	не более 0,3	ПНД Ф 14.1.2:4.50-96 (издание 2011 г.)
16	Медь	мг/дм <sup>3</sup>	0,027±0,007	не более 1,0	ГОСТ 4388-72 (п. 2)
17	Цинк	мг/дм <sup>3</sup>	0,0031±0,0010	не более 5	МУ 31-03/04 ФР.1.31.2004.00987 ПНД Ф 14.1.2:4.222-06
18	Мышьяк	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,002	не более 0,05	МУ 31-09/04 ФР.1.31.2004.01324 ПНД Ф 14.1.2:4.223-06
19	Кадмий	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,0002	не более 0,001	МУ 31-03/04 ФР.1.31.2004.00987 ПНД Ф

Протокол №4.4001 распечатан 13.12.2019

стр. 2 из 3

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

№№ п/п	Определяемые показатели	Единицы измерения	Результаты испытаний	Величина допустимого уровня	НД на методы исследований
20	Ртуть	мг/дм <sup>3</sup>	менее 0,00004	не более 0,0005	14.1.2:4.222-06 МУ 08-47/162 ФР.31.2005.01450
21	Свинец	мг/дм <sup>3</sup>	0,0021±0,0007	не более 0,03	МУ 31-03/04 ФР.1.31.2004.00987 ПИД Ф 14.1.2:4.222-06

Мнения и толкования:  
На основе анализа пробы № 4001 "Воды питьевой" в объеме проведенных испытаний можно сделать вывод о соответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Кузнецова И. Б., химик-эксперт

**БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ**  
Образец поступил 03.12.2019 13:10  
Внутрилабораторный номер 4001 - 2169  
Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губинский, микрорайон 3, дом 37  
дата начала испытаний 03.12.2019 13:40 дата выдачи результата 04.12.2019 14:48

1	ОМЦ(Общие микробное число)	КОЕ/мл	7	не более 50	МУК 4.2.1018-01 п. 8.1.
2	ОКБ(Общие колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	не обнаружено	отсутствие	МУК 4.2.1018-01 п. 8.2.
3	ТКБ(Термотолерантные колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	не обнаружено	отсутствие	МУК 4.2.1018-01 п. 8.2.

Мнения и толкования:  
На основе анализа пробы № 4001 "Воды питьевой" в объеме проведенных испытаний можно сделать вывод о соответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"

ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Нафикова Р. Ф., начальник бактериологической лаборатории

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление протокола:

Абува А. Ю., врач по общей гигиене

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения  
Филиал ФБУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО в Пуровском, Красноселькупском районах»  
АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР  
(Испытательная лаборатория)

Юридический адрес: 629008, ЯНАО, г. Салехард, ул. Ямальская, 4  
Адрес лаборатории: 629830, ЯНАО, г. Губинский, мкр. 3, дом 37 тел. (34936)3-02-04  
Реквизиты: ОКПО 32742559 ОГРН 105890002270 ИНН/КПП 8901016378/890101001

Уникальный номер записи об аккредитации  
в реестре аккредитованных лиц  
РОСС RU.0001.S10793

УТВЕРЖДАЮ



Н.С. Визгалова

ПРОТОКОЛ  
ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ  
№ 4.4321 от 19 декабря 2019 г.

- Наименование предприятия, организации (заявитель): Общество с ограниченной ответственностью "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ" (ИНН 5260230051 ОГРН 1088607000217)
- Юридический адрес: РОССИЯ, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Гогольск, ул. Ноябрьская, дом 6
- Наименование образца (пробы): Вода питьевая
- Место отбора: Нефтегазоконденсатный промысел, Пяяхинское месторождение, Станция очистки воды "Водопад-50" (БПО)
- Условия отбора, доставки  
Дата и время отбора: 17.12.2019 08:40  
Ф.И.О., должность: Пестова М.А., лаборант  
Условия доставки: автотранспорт, в термоконтейнере с хладоэлементами; температура +4°C  
Дата и время доставки в ИЛЦ: 17.12.2019 12:10  
Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 31861-2012 Вода. Общие требования к отбору проб, ГОСТ 31942-2012 Вода. Отбор проб для микробиологического анализа..
- Дополнительные сведения: Протокол (акт) отбора № 4321 от 17.12.2019  
Цель исследований, основание: Производственный контроль, договор № ЛСЭС-К313/18 от 27.12.2018  
Замер температуры при доставке произведен термометр ТС-7-М1, предел допускаемой погрешности (±1)°С, Зав.№ 00254, Клеймо IV.16, действительно 3 года
- НД, регламентирующие объем лабораторных испытаний и их оценку:  
СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"
- Код образца (пробы): 01.02.19.4321 К

9. Средства измерений, испытательное оборудование:

№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокола об аттестации	Срок действия
1	Дозатор пипеточный Лайт	1904568	37432-13	155238 от 04.03.2019	03.03.2020
2	Спектрофотометр КФК-ЭКМ	ЗКМ07140	31884-06	2114733/539/12 от 14.05.2019	13.05.2020

10. Условия проведения испытаний: Условия проведения испытаний соответствуют нормативным требованиям

Протокол № 4.4001 распечатан 13.12.2019

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытание  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

стр. 3 из 3

Протокол № 4.4321 распечатан 19.12.2019


Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытание  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

стр. 1 из 2

## II. Результаты испытаний

№№ п/п	Определяемые показатели	Единицы измерения	Результаты испытаний	Величина допустимого уровня	НД на методы исследований
<b>ОРГАНОЛЕПТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ</b>					
Внутрилабораторный номер 4321 - 1948 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губкинский, микрорайон 3, дом 37 дата начала испытаний 17.12.2019 14:05 дата выдачи результата 18.12.2019 16:35					
1	Запах при 20 °С	балл	0	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
2	Запах при 60 °С	балл	0	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
3	Вкус, привкус	балл	0	не более 2	ГОСТ Р 57164-2016, п. 5
4	Цветность	градус	4±1	не более 20	ГОСТ 31868-2012 п.5 метод Б
5	Мутность	ЕМФ	менее 1	не более 2,6	ПНД Ф 14.1.2-3-4.213-2005 (сдлание 2019 г)
Мнения и толкования: На основе анализа пробы № 4321 "Воды питьевой" в объеме проведенных испытаний можно сделать вывод о соответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"					
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Кузнецова И. Б., химик-эксперт					
<b>БАКТЕРИОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ</b>					
Внутрилабораторный номер 4321 - 2350 Адрес места осуществления деятельности: ЯНАО, г. Губкинский, микрорайон 3, дом 37 дата начала испытаний 17.12.2019 13:10 дата выдачи результата 18.12.2019 11:36					
1	ОМЧ(Общие микробное число)	КОЕ/мл	20	не более 50	МУК 4.2.1018-01 п. 8.1.
2	ОКБ(Общие колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	не обнаружено	отсутствие	МУК 4.2.1018-01 п. 8.2.
3	ТКБ(Термотолерантные колиформные бактерии)	КОЕ/100 мл	не обнаружено	отсутствие	МУК 4.2.1018-01 п. 8.2.
Мнения и толкования: На основе анализа пробы № 4321 "Воды питьевой" в объеме проведенных испытаний можно сделать вывод о соответствии воды в представленной пробе требованиям СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества. Гигиенические требования к обеспечению безопасности систем горячего водоснабжения"					
ФИО лица, ответственного за проведение испытаний: Семкина Е. В., фельдшер-лаборант					

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление протокола:

 Абуева А. Ю., врач по общей гигиене

Федеральная служба по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека  
Федеральное бюджетное учреждение здравоохранения  
«Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО»  
Филиал Федерального бюджетного учреждения здравоохранения  
«Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО в Пуровском, Красноселькупском районах»  
АККРЕДИТОВАННЫЙ ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЛАБОРАТОРНЫЙ ЦЕНТР

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре  
аккредитованных лиц  
РОСС RU.0001.510793



УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель (заместитель) ИЛЦ  
М.В. Бузунов

ПРОТОКОЛ  
ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ  
№ 4536 от 13 декабря 2019 г.

1. Наименование предприятия, организации (заказчик): ООО ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ
2. Юридический адрес: 109028, МОСКВА Г, ПОКРОВСКИЙ Б-Р, ДОМ 3, СТРОЕНИЕ 1, КОМНАТА 22
3. Наименование образца (пробы): вода питьевая
4. Место отбора: Тазовский район. Пяяхинское месторождение. Водопад -50 (БПО)
5. Условия отбора, доставки  
Дата и время отбора: 10.12.2019 06:15  
Ф.И.О., должность: Пестова М.А., лаборант  
В присутствии: лаборант Пестова М.А.  
Условия доставки: автотранспорт  
Дата и время доставки в ИЛЦ: 10.12.2019 09:50  
Проба отобрана в соответствии с ГОСТ 31861-2012 «Воды. Общие требования к отбору проб»
6. Дополнительные сведения: Протокол (акт) отбора № 1016 от 10.12.2019  
Цель исследований, основание: Производственный контроль, договор № ЛСЭС-К 239/18 от 04.12.2018  
Сведения, приведенные в протоколе, относятся только к этой пробе (образцу)  
Лаборатория не несет ответственности за отбор проб  
Отбор и доставку проб осуществил заказчик
7. НД, регламентирующие объем лабораторных испытаний и их оценку:  
СанПиН 3.2.3215-14 "Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации."
8. Код образца (пробы): 02.19.4536 Т
9. Средства измерений, испытательное оборудование:

№ п/п	Наименование, тип	Заводской номер	Номер в Госреестре	№ свидетельства о поверке, протокол аттестации	Срок действия
1	Дозатор пипеточный одноканальный переменного объема	120924	35528-07	2210938/487/4 от 15.08.2019	14.08.2020
10. Условия проведения испытаний: Условия проведения испытаний соответствуют нормативным требованиям

Протокол № 4536 распечатан 13.12.2019

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания

стр. 1 из 2

Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

Протокол № 4.4321 распечатан 19.12.2019

стр. 2 из 2

Результаты относятся к образцам (пробам), прошедшим испытания  
Настоящий протокол не может быть полностью или частично воспроизведен без письменного разрешения ИЛЦ

**11. Результаты испытаний**

№№ п/п	Определяемые показатели	Единицы измерения	Результаты испытаний	Величина допустимого уровня	НД на методы исследований
<b>П А Р А З И Т О Л О Г И Ч Е С К И Е   И С С Л Е Д О В А Н И Я</b>					
Образец поступил 10.12.2019 10:00 Внутрилабораторный номер 4536 - 1970 Адрес места осуществления деятельности: 629850, Россия, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, город Тарко-Сале, мкр. Комсомольский, д. 13 дата начала испытаний 10.12.2019 14:10 дата выдачи результата 10.12.2019 17:10					
1	Яйца гельминтов	число в 50 л	не обнаружено	не допускается	МУК 4.2.2314-08 п 5.1.2
Ф.И.О. лица, ответственного за проведение испытаний: Литовка А. О., начальник микробиологической лаборатории-биолог					

Ф.И.О., должность лица, ответственного за оформление протокола:


 Крапивная М. В., заведующий отделом ГОП

**Проект организации зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения для нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»**

<p><b>Проект</b>  <b>организации зон санитарной охраны источников</b>  <b>питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения</b>  <b>для Нефтегазоконденсатного промысла</b>  <b>Пякяхинского месторождения</b>  <b>ТПП «Ямалнефтегаз»</b>  <b>ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»</b></p>									
Изм.	Кол.	Лист	№вд	Подп.	Дат				
Разраб.						Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»			
Проверил						Стадия	Лист	Листов	
Н.контр.	Н.контр.						1	77	
						ООО «Эко-Рос»			

Утверждаю  
 ТПП «Ямалнефтегаз»  
 ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»  
 Генеральный директор  
 В.В. Чистяков  
 «\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ г.

**Проект**  
**организации зон санитарной охраны источников питье-**  
**вого и хозяйственно - бытового водоснабжения**  
**для Нефтегазоконденсатного промысла**  
**Пякяхинского месторождения**  
**ТПП «Ямалнефтегаз»**  
**ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»**

Салехард 2011

Изм.	Кол.	Лист	№вд	Подп.	Дат			
Разраб.						Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		
Проверил						Стадия	Лист	Листов
Н.контр.	Н.контр.						2	2
						ООО «Эко-Рос»		

### Аннотация

Настоящий проект организации зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» определяет санитарно-эпидемиологические требования к организации и эксплуатации зон санитарной охраны (ЗСО) источников поверхностного водоснабжения и водопроводов питьевого назначения в соответствии с Санитарные правила и нормы (СанПиН) "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения" разработаны на основании Федерального закона "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" от 30 марта 1999 г. № 52-ФЗ (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 14, ст. 1650).

Соблюдение санитарных правил является обязательным для граждан, индивидуальных предпринимателей и юридических лиц.

Зоны санитарной охраны организуются на всех водопроводах, вне зависимости от ведомственной принадлежности, подающих воду как из поверхностных, так и из подземных источников.

Основной целью создания и обеспечения режима в ЗСО является санитарная охрана от загрязнения источников водоснабжения и водопроводных сооружений, а также территорий, на которых они расположены.

Зоны санитарной охраны организуются в составе трех поясов:

- первый пояс (строгого режима) включает территорию расположения водозаборов, площадок всех водопроводных сооружений и водопроводящего канала. Его назначение - защита места водозабора и водозаборных сооружений от случайного или умышленного загрязнения и повреждения.

- Второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территорию, предназначенную для предупреждения загрязнения воды источников водоснабжения.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Имя	Кол.	Лис	№в	Подп.	Дат	4

Санитарная охрана водоводов обеспечивается санитарно-защитной полосой.

В каждом из трех поясов, а также в пределах санитарно-защитной полосы, соответственно их назначению, устанавливается специальный режим и определяется комплекс мероприятий, направленных на предупреждение ухудшения качества воды.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Имя	Кол.	Лис	№в	Подп.	Дат	5



**Принятые сокращения:**

- УКПГ - установка комплексной подготовки газа;
- БПО - база промысла опорная;
- ЦПС - центральный пункт сбора нефти;
- КСН - станция компрессорная нефтяного газа;
- ДП - депо пожарное;
- ПР - парк резервуарный;
- КЭ - комплекс энергетический;
- КОС - сооружения очистные канализационные;
- ВЖК - комплекс жилой вахтовый;
- СанПин – Санитарные нормы и правила;
- ЗСО – Зоны санитарной охраны;
- СНиП – Строительные нормы и правила;
- ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация;
- ТПП – территориальное производственное предприятие;

Изм.	№	Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
Изм.	№	Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат		

**Введение**

Проект организации зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», выполнен в соответствии с требованиями действующего земельного, природоохранного и здравоохранительного законодательства РФ, а также нормами, правилами, стандартами, техническими условиями и требованиями, действующими на территории РФ.

Заказчик: ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»

Руководитель: Генеральный директор ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь»  
Чистяков В.В.

Местоположение фактическое: Река Индикьяха, расположенная в 67 км к северо-востоку п. Тазовский на территории МО Тазовский район. ЯНАО

Юридический адрес: ТПП «Ямалнефтегаз» 629008 РФ, ЯНАО,  
г. Салехард, ул. Матросова, 24

Тел./факс: /34922/ 2-95-03 , 2-95-24 факс

Банковские реквизиты: Р/счет 40702810400000000727  
Банк ФКБ «ПЕТРОКОММЕРЦ» в г. Когалыме  
г. Когалым  
К/счет 30101810100000000806  
БИК 047178806  
ИНН 8608048498  
ОГРН 1028601441978

Изм.	№	Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
Изм.	№	Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат		

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. (име. №)						КПП	997150001 (для указания в платёжных поручениях)
									890132001 (для указания в счетах фактурах)
			ОКПО	45784016					
			ОКОГУ	41115					
			ОКВЭД	11.10.11					
			ОКФС	16					
			ОКОПФ	65					
			ОКАТО	7117100000					
<p>В качестве исходных данных для разработки материалов использовалось:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- договор водопользования № 89-15.05.00002-РДЗИС-С-2010.00627/00 от 29 октября 2010 года;</li> <li>- Карта - схема расположения водозаборов и водоочистных сооружений М-1: 5000;</li> <li>- Копии протоколов лабораторных исследований природных поверхностных вод;</li> <li>- Аттестат аккредитации испытательного лабораторного центра ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в Ямало-Ненецком автономном округе»;</li> <li>- Копии протоколов лабораторных исследований качества питьевой воды;</li> <li>- Аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра) ФГУ «Центр лабораторного анализа и технических измерений по Ямало-Ненецкому автономному округу»;</li> <li>- Проектные решения и технический паспорт водозаборных сооружений;</li> <li>- Программа производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических профилактических мероприятий;</li> </ul>									
							Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»		Лист
							ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		8
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. (име. №)						- План мероприятий по предотвращению неблагоприятных санитарно-эпидемиологических последствий паводка и снижения угрозы здоровью населения;	
								- План-схема размещения объектов водоочистных сооружений;	
								- Схема водоводов с нанесением санитарно-защитной полосы;	
								- План мероприятий по защите забираемых вод от загрязнения;	
								- Противоаварийные мероприятия по обеспечению безопасных условий водопользования на объектах потенциально подверженных авариям;	
								- Гидрогеологический профиль в пределах области питания водозабора;	
							Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»		Лист
							ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		9
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

### 1. Краткая характеристика территории размещения

Тазовский район - один из старейших в автономном округе.

Тазовский район расположен на северо-востоке ЯНАО на полуостровах Гыданский и Тазовский и в нижнем течении р. Таз. На западе омывается водами Обской и Тазовской губ, на севере — Карского моря. Площадь 174,3 тыс. км<sup>2</sup>. Центр района— поселок городского типа Тазовский. Образован 10 декабря 1930 с центром в с. Хальмер-Седэ в составе Тазовско-Пуровского и Верхнепуровского сельсоветов. В 1932 указанные сельсоветы преобразованы в Гыдоямский и Тазовский.

Территория района располагается в пределах Западно-Сибирской равнины. Дно равнины — складчатый фундамент, перекрытый сверху чехлом осадочными отложений морского, ледниково-морского, лагунно-лайдового и аллювиального происхождения. Большую часть района занимают Северо-Гыданская, Танамская, Мессояхская, Пуровская и Тазовская низменность, меньшую — Гыданская, Танамская, Хеттская, Пур-Тазовская возвышенность и Юрибейская гряда.

Абсолютные отметки высот низменности не превышают 50 м, возвышенности — 200 м. На всей территории района встречается мерзлота. Она имеет сплошное распространение. Температура мёрзлых пород колеблется от -8°...-9°С (север) до 1°...-3°С (юг). С мерзлотой связан современный рельеф.

На севере района преобладают полигонально-валиковые и безваликовые формы, на юге — плоскобугристые торфяники в сочетании с термокарстом. Климат суровый, резкоконтинентальный.

Среднегодовая температура воздуха на всей территории района отрицательная: от -10,6° С на севере (Гыда) до -9,4°С в центральной части и -9,3°С на юге (Тазовский). Средняя температура января колеблется от -25°С на западе района до -27°С на востоке. Абсолютный минимум температур -57°С (Тазовский). Продолжительность устойчивых морозов на севере района превышает 240 дней, на юге — 200 дней. В течение девяти месяцев в северной половине района и

восьми — в южной средние месячные температуры воздуха отрицательные. При этом в южной половине наиболее холодный месяц — январь, в северной — февраль. Переход среднесуточной температуры воздуха через 0°С в северной половине района происходит во второй декаде июня, осенью — в конце сентября; в южной — в конце мая - начале июня и в начале октября соответственно. На севере района до 50% снега не растаивает. Длительность периода с температурой выше 0°С в среднем колеблется от 101 дня на севере (Гыда) до 125 дней на юге (Тазовский). В северной половине района наиболее тёплый месяц — август, в южной — июль. Средняя температура июля от 4°С на севере (о. Вилькицкого) до 14° С на юге.

Абсолютный максимум температуры воздуха 32°С (Тазовский). Годовое количество осадков — от 250 мм на севере до 400 мм на юге. Больше всего осадков выпадает с апреля по октябрь (75-80%). Число дней с осадками — от 180 на западе до более 200 дней на востоке района. Число дней со снежным покровом колеблется от 220 дней на юге до 260 на севере. Мощность снежного покрова — 140-180 см.

Гидрографическая сеть образована многочисленными реками, озёрами, болотами. Все реки района принадлежат бассейну Карского моря. Самые большие реки — Таз, Мессояха, Танама, Антипаётаяха. Реки типично равнинные с малыми уклонами (0,04-0,57), медленным течением, извилистые. Питание рек — талые снеговые воды, летние дожди и грунтовые воды. На талые снеговые воды приходится 60% стока на юге района и 80% на севере; дождевые — 20% и 30%; грунтовые — 15% и 5% соответственно. Основной расход воды (70— 80%) приходится на весеннее половодье. В зимний межень величина стока составляет 0,5-2% годового. В районе насчитывается несколько тысяч озёр, большинство из которых малы по площади и мелководны. Самые крупные озёра — Ямбуто (200 км2), Периптавето (97,2 км2), Хасейнто (86,4 км2), Яррто 2-е (64,8 км2). На всех озёрах устанавливается устойчивый ледостав. Толщина льда колеблется от 110 до

Имя, № подл.	Имя	Кол.	Лис	Изд	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	10

Имя, № подл.	Имя	Кол.	Лис	Изд	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	11

210 см. Полное очищение озёр ото льда на юге района отмечается во второй декаде июня, в центре — в первой пятидневке июля, на севере — в третьей декаде июля. Значительная площадь заболочена. На севере района преобладают арктические низинные торфяно-минеральные болота, в центральной части — трещиновато-полигональные в сочетании с плоскобугристыми, на юге — выпуклобугристые в сочетании с плоскобугристыми и низинными арктическими.

Почвенный покров неоднородный. На севере района в подзоне арктической тундры преобладают арктотундровые перегнойно-глеевые и болотно-арктотундровые почвы, в центральной части района, в подзонах типичной и южной тундры — тундровые глеевые, тундровые торфянисто-иллювиально-глеевые, тундровые остаточо-иллювиально-глеевые, болотно-тундровые торфянисто- и торфяно-перегнойно-глеевые, пойменные торфянисто-дерново-глеевые, на юге района, в лесотундре — лесотундровые слабоподзолистые иллювиально-железистые, таежно-поверхностно-глеевые, тундровые элювиально-глеевые, болотные торфяно-глеевые и торфяно-перегнойно-глеевые, пойменные дерновые.

Растительный покров не отличается богатством видового разнообразия. В северной половине района господствуют растительные сообщества арктической тундры (травяно-моховые, мохово-лишайниковые и моховые тундры). Из мхов характерны аулоконииум, дикранум, гилокониум, политрихум, из лишайников — кладонии. В травяно-кустарничковом ярусе — осоки, мятлик арктический, дриада, арктоус альпийский. Обширные площади плоских понижений рельефа заняты осоково-гипновыми болотами, сплошь покрыты зелёными мхами и небольшим количеством сфагнумов, лишайников. На морских побережьях формируются приморские заливные луга (тампы) с преобладанием в травостое дюпюнции Фишера, осоки и пушицы. В средней и южной частях района в подзоне типичной тундры наряду с мохово-лишайник ассоциациями широко развиты ивняковые, приуроченные к пологим склонам долин и междуречий. В наиболее

Имя, Инициалы	Имя, Инициалы				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Лист и дата	Лист и дата				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Взам. лист №	Взам. лист №				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахяинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					Лист
					12

высокой внутренней части полуострова распространены лишайниковые сообщества в сочетании с моховыми, мохово-пятнистыми и лишайниково-ерниковыми, а также травянистыми ивняками и луговинами. В понижениях рельефа преобладают ивняки с травяно-моховым покровом с чередованием пушицевых кочкарников и осоково-гипновых болот. На побережье заливов и по долинам крупных рек часто встречаются осоково-гипновые болота, с ивняками; по берегам рек — узкие полоски лугов из вейника Ланг-сдорфа, осоки водной. В подзоне южной тундры в растительном покрове преобладают сообщества кустарников — ерники и ивняки; присутствуют брусника, голубика, багульник, зелёные мхи и лишайники. Плоские междуречные пространства заняты плоскобугристыми или бугристо-кочковатыми болотами; по берегам озёр — низинных болот. На юге района, в лесотундре, господствуют растительные сообщества верховых и низинных пушицевых с моховым и мохово-лишайниковым покровом болот. Травостой образован осокой и болотным разнотравьем. Значительно меньшую площадь занимают леса, приуроченные к краям междуречий. В глубине междуречий пространств леса переходят в редины. Редколесья и редины образованы лиственницей, к ней присоединяются берёза извилистая и ель сибирская. В подлеске преобладают ольховник, полярные ивы, карликовая берёза. Тундровая растительность представлена типичными тундрами — осоковые, мохово-лишайниковые. По руслам рек — злаковоразнотравные ивняки.

Животный мир и ихтиофауна небогаты. Фауна млекопитающих насчитывает чуть более 2 десятков видов. К числу наиболее распространённых видов относятся: песец, волк, росомаха, горностай, белый и бурый медведи, ласка, выдра, лось, заяц-беляк, ондатра, сибирский и копытный лемминги, узкочерепная, водяная полёвки, красная полёвка, полёвка Миддендорфа, полёвка-экономка, белка и др. На севере района сохранилась гыданская популяция дикого северного оленя. Орнитофауна значительно богаче и

Имя, Инициалы	Имя, Инициалы				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Лист и дата	Лист и дата				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Взам. лист №	Взам. лист №				
	Изм.	Коп.	Лис.	Нзд.	Подп.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахяинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					Лист
					13

Имя, № подл., Подп. и дата, Визак, инв. №	<p>насчитывает более 180 видов птиц. По числу видов преобладают ржанкообразные, воробьинообразные и гусеобразные. Среди ржанкообразных, наиболее распространены кулики — тулес, белокрылая ржанка, галстучник, хрустан, фифи, щеголь, круглоносый плавунчик, плосконосый плавунчик и др.;</p> <p>из воробьинообразных — рогатый жаворонок, лапландский подорожник, краснозобый конёк, луговой конёк, различные виды трясогузок, пеночек и др.;</p> <p>из гусеобразных — лебедь-кликун, тундряной лебедь, белолобый гусь, гуменник, пискулька, чёрная и краснозобая казарки, морянка, шилохвость, свиязь и др., а также белая и тундряная куропатки, поморники, чайки, крачки;</p> <p>встречаются дневные хищники — скопа, орлан-белохвост, ястреб-тетеревятник, мохноногий канюк, кречет, сапсан.</p> <p>В водоёмах обитают более 2-х десятков видов пресноводной рыбы, большинство из которых являются промысловыми. Наиболее ценные: чир, муксун, сиг-пыжьян, ряпушка, омуль, сибирский осётр, нельма.</p> <p>Район располагает крупными ресурсами углеводородного сырья (нефти, газа и газоконденсата). Имеются месторождения фосфоритов, кирпич, глин.</p> <p>Население 16,0 тыс. человек (на начало 2001; 18,6 тыс. в 1989; 12,9 тыс. в 1979), в т. ч. ненцы — 6,7 тыс. человек, ханты — 18 человек. Возрастная структура населения: моложе трудоспособного возраста — 32,2%, в трудоспособном возрасте — 61,8%, старше трудоспособного возраста — 6%. Мужчины — 54,3%, женщины — 45,7%. Национальный состав населения (по данным переписи 1989): русские — 4,3 тыс. человек; немцы и украинцы — 0,8 тыс., татары — 0,3 тыс., белорусы — 0,1 тыс. человек и др. Средняя плотность населения 0,9 человек на 10 км<sup>2</sup>. Преимущественно в Тазовском районе преобладают традиционные виды деятельности малочисленных народов Севера. Здесь получили развитие оленеводство (поголовье оленей на начало 2000 составило 168,8 тыс.), пушной и рыбный промыслы. Работают Тазовский и Гыданский рыбозаводы,</p>					Лист	
	Изм.	Коп.	Лис	НЗВ	Подп.	Дат	14
	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Палякского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						

Имя, № подл., Подп. и дата, Визак, инв. №	<p>олeneводческие сельскохозяйственные предприятия в поселке городского типа Тазовский и поселке Антипаюта.</p> <p>В 2001 начата разработка крупного Заполярного газоконденсатного месторождения. Работают геологические и строительные предприятия в поселке городского типа Тазовский и поселке Газсале. Получил развитие водный, авиационный, автомобильный (зимники) транспорт.</p> <p>Рассматриваемый участок расположен на берегу реки Индикьяха. в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района. Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географические координаты места забора: 67°48' 05"с.ш. 80°09' 02"в.д.;</p>					Лист	
	Изм.	Коп.	Лис	НЗВ	Подп.	Дат	15
	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Палякского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						

### 1.1. Расположение земельного участка.

Водный объект, Водозабор расположен на левом берегу р. Индикьяха - левобережный приток р. Мессояха (бассейн Тазовской губы), МО Тазовский район, ЯНАО. Река имеет высшую категорию рыбохозяйственного значения. Долина реки широкая, выположенная, шириной от 400 м, постепенно увеличивается к устью. Склоны долины умеренно-крутые, высотой от 10 до 20м, заняты листовичным лишайниково-кустарничковым редколесьем. Координаты водозабора: 67°48' 05"с.ш. 80°09' 02"в.д.;

Имя	Место	Лист	№	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
							16
Имя	Кол.	Лист	№	Подп.	Дат		

Имя	Место	Лист	№	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
							17
Имя	Кол.	Лист	№	Подп.	Дат		







лайдового и аллювиального происхождения. Большую часть района занимают Северо-Гыданская, Танамская, Мессояхская, Пуровская и Тазовская низменность, меньшую — Гыданская, Танамская, Хеттская, Пур-Тазовская возвышенность и Юрибейская гряда.

Абсолютные отметки высот низменности не превышают 50 м, возвышенности — 200 м. На всей территории района встречается мерзлота. Она имеет сплошное распространение. Температура мерзлых пород колеблется от -8°...-9°С (север) до 1°...-3°С (юг).

С мерзлотой связан современный рельеф. На севере района преобладают полигонально-валиковые и безваликовые формы, на юге — плоскобугристые торфяники в сочетании с термокарстом. Климат суровый, резкоконтинентальный.

Среднегодовая температура воздуха на всей территории района отрицательная: от -10,6° С на севере (Гыда) до -9,4°С в центральной части и -9,3°С на юге (Тазовский). Средняя температура января колеблется от -25°С на западе района до -27°С на востоке. Абсолютный минимум температур -57°С (Тазовский). Продолжительность устойчивых морозов на севере района превышает 240 дней, на юге — 200 дней. В течение девяти месяцев в северной половине района и восьми — в южной средние месячные температуры воздуха отрицательные. При этом в южной половине наиболее холодный месяц — январь, в северной — февраль.

Переход среднесуточной температуры воздуха через 0°С в северной половине района происходит во второй декаде июня, осенью — в конце сентября; в южной — в конце мая - начале июня и в начале октября соответственно. На севере р-на до 50% снега не растаивает. Длительность периода с температурой выше 0°С в среднем колеблется от 101 дня на севере (Гыда) до 125 дней на юге (Тазовский). В северной половине района наиболее тёплый месяц — август, в южной — июль. Средняя температура июля от 4°С на

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					22
Имя	Кол.	Лис	№В	Подп.	Дат			

севере (о. Вилькицкого) до 14° С на юге. Абсолютный максимум температуры воздуха 32°С (Тазовский).

Годовое количество осадков — от 250 мм на севере до 400 мм на юге. Больше всего осадков выпадает с апреля по октябрь (75-80%). Число дней с осадками — от 180 на западе до более 200 дней на востоке района. Число дней со снежным покровом колеблется от 220 дней на юге до 260 на севере. Мощность снежного покрова — 140-180 см.

Самые частые явления погоды - метели и туманы. Град и гололед бывают редко, грозы - не каждый год. При малом количестве тепла и избыточном увлажнении на обширных равнинах с водоупором из мерзлых пород образуется сравнительно густая сеть рек и озер. На некоторых участках (лайды, долины рек) озера занимают до 40% площади.

В теплый период года усиливается меридиональный перенос воздушных масс. Северные и северо-западные циклоны приносят резкое похолодание, особенно в переходные сезоны года. Западные и юго-западные циклоны вызывают пасмурную погоду с обильными дождями.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					23
Имя	Кол.	Лис	№В	Подп.	Дат			

### 1.3 Орогидрография

Геологическая история Западно-Сибирской равнины до недавнего времени представлялась относительно простой. Это гигантская чаша, дно и стенки которой состоят из горных пород, образовавшихся 500-250 млн. лет назад. Ее глубина достигает 4-5 км, и только на юге в районе **Верхне-Тазовской возвышенности** она равна 2,0-2,5 км. Дно представляет собой складчатый фундамент Западно-Сибирской платформы. Она образована, в основном, магнетическими (изверженными) и метаморфическими (преобразованными) породами. Этот платформенный чехол сформирован гигантским циклом осадконакопления. Преобладают озерно-аллювиальные песчано-глинистые и озерные, преимущественно глинистые, отложения. Однако на значительных площадях можно встретить валуны и гальку. Современный рельеф территории Тазовского района обусловлен геологическим развитием, тектоническим строением и влиянием различных экзогенных (поверхностных) рельефообразующих процессов. Основные орографические (рельефные) элементы находятся в тесной зависимости от тектонического строения плиты, перекрытой мощным чехлом рыхлых отложений. Хотя слои в чехле залегают почти горизонтально, тектонические движения местами нарушили эту горизонтальность и образовали огромные впадины и своды, в которых обычно накапливались нефть и газ. На поверхности рельеф местности осложнен небольшими поднятиями (возвышенностями), но все-таки низменные территории преобладают, в изобилии болота, озера и извилистые реки.

Имя, № подл.	Лист	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяязинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	24	

Гидрографическая сеть образована многочисленными реками, озёрами, болотами. Все реки района принадлежат бассейну Карского моря. Самые большие реки — Таз, Мессояха, Танама, Антипаётаяха. Реки типично равнинные с малыми уклонами (0,04-0,57), медленным течением, извилистые.

Питание рек — талые снеговые воды, летние дожди и грунтовые воды. На талые снеговые воды приходится 60% стока на юге района и 80% на севере; дождевые — 20% и 30%; грунтовые — 15% и 5% соответственно. Основной расход воды (70— 80%) приходится на весеннее половодье.

В зимний межень величина стока составляет 0,5-2% годового. В районе насчитывается несколько тысяч озёр, большинство из которых малы по площади и мелководны. Самые крупные озёра — Ямбута (200 км<sup>2</sup>), Периптавето (97,2 км<sup>2</sup>), Хасейнто (86,4 км<sup>2</sup>), Яррото 2-е (64,8 км<sup>2</sup>). На всех озёрах устанавливается устойчивый ледостав. Толщина льда колеблется от 110 до 210 см. Полное очищение озёр ото льда на юге района отмечается во второй декаде июня, в центре — в первой пятidineвке июля, на севере — в третьей декаде июля. Значительная площадь заболочена. На севере района преобладают арктические низинные торфяно-минеральные болота, в центральной части — трещиновато-полигональные в сочетании с плоскобугристыми, на юге — выпуклобугристые в сочетании с плоскобугристыми и низинными арктическими.

Почвенный покров неоднородный. На севере района в подзоне арктической тундры преобладают арктотундровые перегнойно-глеевые и болотно-арктотундровые почвы, в центральной части района, в подзонах типичной и южной тундры — тундровые глеевые, тундровые торфянисто-иллювиально-глеевые, тундровые остаточо-иллювиально-глеевые, болотно-тундровые торфянисто- и торфяно-перегнойно-глеевые, пойменные торфянисто-дерново-глеевые, на юге района, в лесотундре — лесотундровые слабоподзолистые иллювиально-железистые, таежно-поверхностно-глеевые, тундровые

Имя, № подл.	Лист	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяязинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	25	

элювиально-глеевые, болотные торфяно-глеевые и торфяно-перегнойно-глеевые, пойменные дерновые.

Основу долинного комплекса составляют пойма и первая надпойменная терраса, представленные плоскими поверхностями, изрезанными протоками и озерами. В основном это озера-старицы в долине, происхождение которых обусловлено меандрированием русел многочисленных проток.

Поверхность территории в значительной степени заболочена.

В долине рек широко развиты кочкарниковые болота, на склоне долины - моховые.

Озера нередко связаны между собой ручьями и протоками, образуя сложную по строению озерно-речную сеть. Большинство озер района не имеет поверхностного стока, то есть они бессточные.

Низинные болота располагаются в долинах рек и по берегам озер. Поверхность их обычно вогнутая или плоская. Питаются они атмосферными осадками, поверхностными и подземными водами. Из растительности господствуют травы и мхи, произрастают ольха и береза.

Растительный покров не отличается богатством видового разнообразия. В северной половине района господствуют растительные сообщества арктической тундры (травяно-моховые, мохово-лишайниковые и моховые тундры). Из мхов характерны аулоконииум, дикранум, гилокониум, политрихум, из лишайников — кладонии. В травяно-кустарничковом ярусе — осоки, мятлик арктический, дриада, арктоус альпийский. Обширные площади плоских понижений рельефа заняты осоково-гипновыми болотами, сплошь покрыты зелёными мхами и небольшим количеством сфагнумов, лишайников. На морских побережьях формируются приморские заливные луга (тампы) с преобладанием в травостое дюпонции Фишера, осоки и пушицы. В средней и южной частях района в подзоне типичной тундры наряду с мохово-лишайник ассоциациями широко развиты ивняковые, приуроченные к пологим склонам долин и междуречий. В наиболее

Имя, № подл.	Лист	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	26

высокой внутренней части полуострова распространены лишайниковые сообщества в сочетании с моховыми, мохово-пятнистыми и лишайниково-ерниковыми, а также травянистыми ивняками и луговинами. В понижениях рельефа преобладают ивняки с травяно-моховым покровом с чередованием пушицевых кочкарников и осоково-гипновых болот. На побережье заливов и по долинам крупных рек часто встречаются осоково-гипновые болота, с ивняками; по берегам рек — узкие полоски лугов из вейника Ланг-сдорфа, осоки водной. В подзоне южной тундры в растительном покрове преобладают сообщества кустарников — ерники и ивняки; присутствуют брусника, голубика, багульник, зелёные мхи и лишайники. Плоские междуречные пространства заняты плоскобугристыми или бугристо-кочковатыми болотами; по берегам озёр — низинных болот. На юге района, в лесотундре, господствуют растительные сообщества верховых и низинных пушицевых с моховым и мохово-лишайниковым покровом болот. Травостой образован осокой и болотным разнотравьем. Значительно меньшую площадь занимают леса, приуроченные к краям междуречий. В глубине междуречий пространств леса переходят в редины. Редколесья и редины образованы лиственницей, к ней присоединяются берёза извилистая и ель сибирская. В подлеске преобладают ольховник, полярные ивы, карликовая берёза. Тундровая растительность представлена типичными тундрами — осоковые, мохово-лишайниковые. По руслам рек — злаковоразнотравные ивняки.

Животный мир и ихтиофауна небогаты. Фауна млекопитающих насчитывает чуть более 2 десятков видов. К числу наиболее распространённых видов относятся: песец, волк, росомаха, горностай, белый и бурый медведи, ласка, выдра, лось, заяц-беляк, ондатра, сибирский и копытный лемминги, узкочерепаная, водяная полёвки, красная полёвка, полёвка Миддендорфа, полёвка-экономка, белка и др. На севере района сохранилась гыданская популяция дикого северного оленя. Орнитофауна значительно богаче и

Имя, № подл.	Лист	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	27

насчитывает более 180 видов птиц. По числу видов преобладают ржанкообразные, воробьинообразные и гусеобразные. Среди ржанкообразных наиболее распространены кулики — тулес, белокрылая ржанка, галстучник, хрустан, фифи, щеголь, круглоносый плавунчик, плосконосый плавунчик и др.; из воробьинообразных — рогатый жаворонок, лапландский подорожник, краснозобый конёк, луговой конёк, различные виды трясогузок, пеночек и др.; из гусеобразных — лебедь-кликун, тундряной лебедь, белолобый гусь, гуменник, пискулька, чёрная и краснозобая казарки, морянка, шилохвость, свиязь и др., а также белая и тундряная куропатки, поморники, чайки, крачки; встречаются дневные хищники — скопа, орлан-белохвост, ястреб-тетеревятник, мохноногий канюк, кречет, сапсан. В водоёмах обитают более 2-х десятков видов пресноводной рыбы, большинство из которых являются промысловыми. Наиболее ценные: чир, муксун, сиг-пыжьян, ряпушка, омуль, сибирский осётр, нельма.

**Река Индикьяха** вытекает из озера без названия с площадью водного зеркала 0,1 км<sup>2</sup> и впадает в реку Мессояха с левого берега. Площадь водосбора до створа автодороги составляет 235 км<sup>2</sup>, в створе водозабора - 225,6 км<sup>2</sup>, заболоченность - 97 %, озерность - 3 %, лес на водосборе отсутствует.

Общая длина водотока - 242 км, трасса автодороги пересекает реку в 211 км, а створ водозабора находится в 215,85 км от устья.

Долина реки трапецеидальной формы, с пологими берегами, шириной на участке перехода автодороги, трубопроводов и высоковольтных линий изменяющейся от 500 до 1100 м, на участке водозабора - от 250 до 350 м, и врезом до 11-20 м и 8-12 м соответственно. Склоны долины поросли тундровой растительностью - мхи, лишайники, местами кустарником.

Пойма р. Индикьяха двусторонняя, шириной на рассматриваемом участке перехода автодороги, трубопроводов и высоковольтных линий изменяющейся от

Имя, № подл.	Подл. и дата	Взам. или. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павяжинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Коп.	Лис.	№в	Подп.	Дат	28		

250 до 800 м, на участке водозабора - от 165 до 235 м, изрезана ложбинами стока, небольшими пойменными озёрками, частично заболочена, поросла травянистой растительностью, мхом, лишайником, местами кустарником.

Берега на рассматриваемом участке реки, в районе водозабора невысокие, левый крутой, размываемый, высотой 3-4 м, правый пологий - 2-3 м, поросли кустарником, травянистой растительностью.

Русло реки извилистое, шириной на участке водозабора - 13-25 м и меженной глубиной 1,3-3,0 м и 0,8-1,5 м соответственно, дно песчаное.

Меженная скорость не превышает 0,4 м/сек, в половодье - в русле достигает 1,2 м/сек, на пойме - 0,1-0,2 м/сек.

#### Водный режим.

По характеру водного режима водотоки рассматриваемой территории относятся к типу рек с весенне-летним половодьем и паводками в теплое время года. Основное питание водотоков района проектирования осуществляется поверхностными водами дождевого и снегового происхождения. Грунтовое питание вследствие наличия многолетне - мерзлотного грунта незначительно.

Начинается весеннее половодье, как правило, в конце мая, а заканчивается в июле. Объем стока его составляет примерно 70 % годового. Максимум проходит во второй декаде июня. Продолжительность весеннего половодья в среднем составляет 70 дней.

Следует отметить, что для водотоков характерно отсутствие какой-либо зависимости (связи) между ходом уровней и расходами воды во время прохождения половодья, так как талая вода начинает течь поверх снега и льда в ложе долины и с увеличением стока, а также по мере таяния снега, прорезает себе русло до отметок естественного. Отсюда максимальный уровень воды водотока не соответствует максимальному расходу воды.

Продолжительность стояния воды на пойме малых рек обычно составляет от 3 до 7 дней, на поймах средних рек значительно больше.

Имя, № подл.	Подл. и дата	Взам. или. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павяжинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Коп.	Лис.	№в	Подп.	Дат	29		

Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	30
Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	30
Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	30

После прохождения половодья начинается период летне-осенней межени, который, как правило, прерывается дождевыми паводками. В некоторые годы наблюдается целая серия дождевых паводков, межень в таких случаях представлена в виде непродолжительного маловодного периода. Начинается летне-осенняя межень в первой половине августа и заканчивается в середине сентября. Средняя продолжительность ее составляет 40 дней. Летняя и осенняя межень характеризуется повышенным стоком.

Зимняя межень начинается обычно с середины октября, заканчивается в начале- середине мая. Продолжительность зимней межени 210 дней. Период зимней межени характеризуется пониженным стоком. Реки ежегодно промерзают, продолжительность промерзания 3-6 месяцев.

**Ледовый режим**

С наступлением холодов на реках района начинаются ледовые явления в виде шуги и заберегов.

Появление первых ледовых образований на малых и средних водотоках наблюдается в первой декаде октября, при раннем похолодании - в конце сентября и даже во второй декаде сентября.

Практически на всех реках региона наблюдается шугоход, продолжительность которого в среднем составляет 3-8 дней, наибольшая - 10-20 дней.

На р. Индикьяха и р. Мессояха в отдельные годы возможен осенний ледоход, который начинается, как правило, в первой половине октября. Средняя продолжительность осеннего ледохода колеблется от 2 до 13 дней. При осеннем ледоходе ледяной покров образуется от смерзания плывущих льдин по мере увеличения их густоты и скопления в сужениях на отмелях и крутых поворотах русла. При отсутствии ледохода ледяной покров образуется путем смерзания заберегов.

Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	31
Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	31
Изм. № подл.	Лист	Изм.	Кол.	Лис.	№в.	Подп.	Дат.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	31

Водотоки замерзают через 10-15 дней после устойчивого перехода среднесуточной температуры воздуха через 0 °С, как правило, в середине октября, имея отклонение от средних сроков +10-20 дней, а к началу ноября перекаты на водотоках перемерзают и русловой сток прекращается. Вода в них содержится в виде отдельных, не связанных между собой объемов в углублениях русла.

Средняя продолжительность ледостава составляет 215-240 дней, наибольшая - 256 дней.

Наибольшая интенсивность роста толщины льда отмечается в начале ледостава, когда снег на льду отсутствует, или имеет наименьшую высоту, затем идёт равномерное и постепенное нарастание льда до апреля. К концу зимнего периода толщина льда на плесовых участках рек в среднем составляет 1,3-1,5 м, максимальная может достигать 2,2-2,4 м.

При естественных условиях на перемерзающих реках наледей, как правило, не образуется или они очень незначительны. В отдельные годы, когда малые водотоки не перемерзают, мощность наледей составляет в среднем 0,10-0,30 м, на р. Индикьяха - 0,4-0,5м.

Вскрытие рек рассматриваемой территории происходит под действием как тепловых, так и механических факторов. Вскрытию предшествует подготовительный период таяния и деформации ледяного покрова. Вскрытие рек происходит, как правило, в третьей декаде мая - первой декаде июня.

Очищение ото льда происходит в первой - второй декаде июня. На реках с площадью водосбора менее 600 км<sup>2</sup> подъем волны половодья происходит поверх льда, вследствие чего процесс разрушения ледяного покрова по длине реки очень неравномерный.

На реках Индикьяха и Мессояха ежегодно наблюдается весенний ледоход. Средние сроки начала ледохода приходятся на первую декаду июня. Продолжительность ледохода изменяется от нескольких часов до 3-4 дней. После

интенсивного ледохода довольно часто на берегах реки остаются нагромождения из битого льда и льдин.

Максимально возможные размеры льдин при ледоходе на р. Индикьяха, на участке перехода автодороги, 35х35 м<sup>2</sup>, при толщине льда 1,5 м, на участке водозабора - 15х15 м<sup>2</sup>, при толщине льда 1,1 м. Максимальная скорость передвижения льдин при ледоходе на участке автодороги - 1,1 м/сек, на участке водозабора - 2,3 м/сек. Ледоход на пойме р. Индикьяха невозможен, в связи с незначительной глубиной затопления поймы.

Оценка качества поверхностных вод осуществлялась в соответствии с установленными санитарными и государственными стандартами качества воды по ПДК применительно к видам водопользования [ГН 2.1.5.1315-03., ГН 2.1.5.1316-03., Перечень рыбохозяйственных нормативов...1999].

Химический состав водотоков исследуемой территории характеризуется малым содержанием основных ионов. По величине общей жесткости вода исследуемых водоемов «очень мягкая», содержит незначительное количество ионов кальция не более 11,08 мг/дм<sup>3</sup> и магния не более 5,97 мг/дм<sup>3</sup>.

Величина общей минерализации водоемов в период летней межени не превышала 106,39 мг/дм<sup>3</sup>. Величина хлоридных ионов во всех водоемах в этот период была незначительна и не превышала 3,2 мг/дм<sup>3</sup>. По катионному составу являются кальциево-магниевыми.

**Биогенные вещества.** К биогенным веществам относятся соединения азота, фосфора, железа, кремния. Источниками поступления биогенных веществ являются внутриводоемные процессы, поступление с речным стоком и атмосферными осадками, а также в результате деятельности человека. Содержание биогенов связано с процессом создания и разложения органических веществ в природных водах. Неорганические соединения азота (нитраты, нитриты, аммоний) необходимы для жизни растений как питательные вещества.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Кол.	Лис.	№д	Подп.	Дат	32		

Они усваиваются растениями в процессе фотосинтеза. При интенсивном развитии водных растений неорганический азот может быть полностью извлечен из воды.

Режим фосфатов в поверхностных водах совпадает с режимом нитратов. Содержание соединений фосфора подвержено значительным сезонным колебаниям, поскольку оно зависит от соотношения интенсивности процессов фотосинтеза и биохимического окисления органических веществ. Минимальные концентрации фосфатов в поверхностных водах наблюдаются обычно весной и летом, максимальные - осенью и зимой. В период исследований количество минерального фосфора не превышало 0,14 мг/дм<sup>3</sup> (2,8 ПДК).

Вода рек, расположенных не только на проектируемом участке, но и в пределах всего региона, содержит большое количество биогенного железа. Значительное превышение железа до 89 ПДК наблюдается в притоке р. Индикьяха. Такие высокие концентрации характерны для водотоков, имеющих болотистый водосбор.

**Органические вещества.** Органическое вещество в поверхностных водах присутствует в виде смываемых с почв и болот гумусовых веществ и в виде продуктов распада различных органических веществ, преимущественно аллактонного происхождения. Содержание органических веществ определялось косвенным путем по величине перманганатной окисляемости (ПО), которая указывает на наличие легкоокисляемого органического вещества, концентрация нефтепродуктов и фенолов. В период межени содержание органики в водотоках находилось в пределах от 3,6 мг/дм<sup>3</sup> до 20,4 мг/дм<sup>3</sup>, превышение ПДК отмечено в большинстве проб (максимальное 4ПДК).

**Тяжелые металлы** относятся к числу распространенных и весьма токсичных загрязняющих веществ. Они широко применяются в различных промышленных производствах, поэтому, несмотря на очистные мероприятия, содержание соединений тяжелых металлов в промышленных сточных водах довольно высокое. Большие массы этих соединений поступают в поверхностные воды

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Кол.	Лис.	№д	Подп.	Дат	33		

через атмосферу. Микроэлементы естественного и антропогенного происхождения присутствуют и определяются в воде одновременно. В валовом содержании долю элементов антропогенного генезиса выделить трудно. Поэтому необходим мониторинг микроэлементов воды и донных отложений в чистых и загрязненных местах. Содержание микроэлементов в природных водах в большинстве случаев очень низкое из-за слабой миграционной способности.

В исследуемых водоемах выше ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения находились марганец, алюминий, медь, на отдельных водоемах никель, цинк. Наиболее высокие значения марганца отмечались в притоке р. Индикьяха - 1,20 мг/дм<sup>3</sup> (проба 4), превышение ПДК в 120 раз. Вода считается чистой при содержании марганца меньше 50 мкг/дм<sup>3</sup>, при содержании 50-250 мкг/дм<sup>3</sup> - «слабозагрязненной». Содержание меди от 0,003 до 0,007 мг/дм<sup>3</sup>. Максимальное превышение алюминия составляет 15ПДК. Превышение никеля и цинка единичны и незначительны.

Содержание остальных микрокомпонентов не превышали ПДК.

#### Донные отложения.

Донные отложения, являясь конечным звеном ландшафтно-геохимических сопряжений, интегрируют геохимические особенности водосборной площади. Это позволяет по их химическому составу оценить степень техногенной нагрузки на водоток. Результаты натурных и экспериментальных наблюдений указывают на возможность перехода загрязняющих веществ из донных отложений в водную фазу. При этом, в случае интенсивного загрязнения, время их отрицательного воздействия может быть очень велико даже при прекращении сброса сточных вод. Вывод химического элемента из водной фазы свидетельствует лишь о временном самоочищении водной массы, но не водного объекта (как экологической системы).

Имя	Фамилия	Подп.	Имя	Фамилия	Подп.	Дата	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист

В донных отложениях определялись следующие ингредиенты: рН, хлориды, сульфаты, нефтепродукты, фенолы, АПАВ, биогены, гумус, свинец, цинк, медь, никель, кадмий, железо, ртуть, марганец, кремний, мышьяк.

Величины нефтепродуктов в донных отложениях имеют значительный разброс от 4,0 до 109 мг/кг и зависят от структуры грунта. В большинстве проб содержание нефтепродуктов не превышает 58 мг/кг, при среднем значении 2003 г - 55,42 мг/кг. Минимальные концентрации, как правило, бывают в донных отложениях, представленных песком крупнозернистым, который обладает слабой сорбционной способностью. Максимальная концентрация отмечается в донных отложениях, имеющих в своем составе органогенную структуру (ил). Данные грунты не только обладают высокой сорбционной способностью, но и в своем составе имеют углеводороды естественного происхождения. Наибольшее количество нефтепродуктов 109 мг/кг зафиксировано в пробе, грунты которой сложены илом и торфом. Следовательно, содержание нефтепродуктов в донных отложениях, по всей вероятности, обусловлено, прежде всего, структурой грунта.

Концентрация хлоридов преимущественно во всех пробах колеблется в небольших пределах от 7,1 до 24,8 мг/кг при среднем значении 14,40 мг/кг. Среднее значение хлоридов 2003 г - 11,79 мг/кг.

Концентрация сульфатов преимущественно во всех пробах не превышала 30,0мг/кг при среднем значении 28,12 мг/кг.

Содержание АПАВ в донных отложениях имеют значительные колебания от 0,81 до 26,98 мг/кг, при среднем значении 6,03 мг/кг. В большинстве проб содержание АПАВ не превышало 10 мг/кг. Попадая в водотоки и водоемы АПАВ сохраняются там долгое время, так как разлагаются очень медленно. Главными факторами понижения их концентрации в воде являются процессы биохимического окисления, сорбция взвешенными веществами и донными отложениями.

Имя	Фамилия	Подп.	Имя	Фамилия	Подп.	Дата	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист

Концентрация фенолов в донных отложениях имеет значительные колебания от 0,022 до 0,535 мг/кг. При этом в донных отложениях сложенных песком концентрация изменяется от 0,022 до 0,079 мг/кг, тогда как в донных отложениях сложенных илом, торфом и суглинками концентрация изменяется от 0,102 до 0,535 мг/кг при среднем значении 0,19 мг/кг. Среднее значение хлоридов 2003 г - 1,08 мг/кг при предельном содержании 2,3 мг/кг.

В чистых донных отложениях содержание нитритов, как правило, незначительное или даже нитрит отсутствует. Об органическом загрязнении пробы 9 свидетельствует высокое значение нитритов -0,15 мг/кг относительно всех остальных и значительное количество азота аммонийного - 170 мг/кг. Отмечено повышенное количество фосфатов от 13,15 до 97,0 мг/кг. В достаточно чистых пробах количество фосфатов - 6,2 - 10,0 мг/кг.

Из тяжелых металлов во всех пробах обнаружены марганец, никель, медь, хром, свинец мышьяк, железо, ртуть в количестве не превышающем ПДК валового содержания.

Проведенный анализ гидрохимических исследований поверхностных вод и донных отложений позволил сделать ниже следующие выводы:

1. В пределах обследованной территории все поверхностные воды имеют достаточно однообразный состав. Это воды гидрокарбонатного типа, кальциево-магниевого класса, ультрапресные. Физические свойства воды, узкий диапазон величин pH, минерализации свидетельствуют об однотипных условиях формирования вод, их болотного питания.

2. На основе единых предельно допустимых концентраций вещества в воде, которые определяются исходя из санитарно-гигиенических или рыбохозяйственных критериев, не всегда учитывается тот факт, что даже в природных водах, практически не испытывающих антропогенного воздействия, многие вещества естественного происхождения часто содержатся в количествах,

превышающих ПДК. Характерной чертой для них является повышенное содержание железа, органики, биогенов, марганца, ртути и меди.

3. Исследованные объекты гидрографической сети характеризуются естественным гидрохимическим фоном, т.е природными концентрациями компонентов, что объясняется на большей территории практически нулевой степенью техногенного загрязнения, что подтверждается низким содержанием АПАВ - индикатором антропогенного загрязнения, характерного для района добычи углеводородов. Снятые показатели фоновых значений ингредиентов в период летне-осенней межени (наибольшее накопление загрязнителей) указывает на благоприятную в целом экологическую ситуацию рассматриваемой территории.

4. Содержание практически всех микроэлементов и железа в донных отложениях очень низко и не выходит за рамки ПДК для почв.

**Рыбохозяйственная характеристика водного объекта, источника поверхностного водозабора.**

Река Индикьяха - левобережный приток реки Мессояха, протяженность реки составляет 242 км, площадь бассейна - 2530 км<sup>2</sup>, ширина русла - 60 м (по данным Лезина В. А. «Реки и озера Тюменской области», Тюмень, 1995 г.).

Истоком служит озеро, расположенное в 55 км к северо-востоку от п. Тазовский, Тазовский район.

Согласно ГОСТа 17.1.2.04.-77 «Показатели состояния и правила таксации рыбохозяйственных водных объектов» река Индикьяха относится к водоемам высшей категории рыбохозяйственного значения.

Ихтиофауна реки представлена: нерестующей в данном водоеме ряпушкой, нагуливающимися сигом-пыжьяном и пелядью, а также нерестящимися и нагуливающимися повсеместно язем, окунем, ершом, колюшкой, щукой.

Ширина рыбоохранной зоны составляет 200 м от линии уреза воды в период осенне-летней межени.

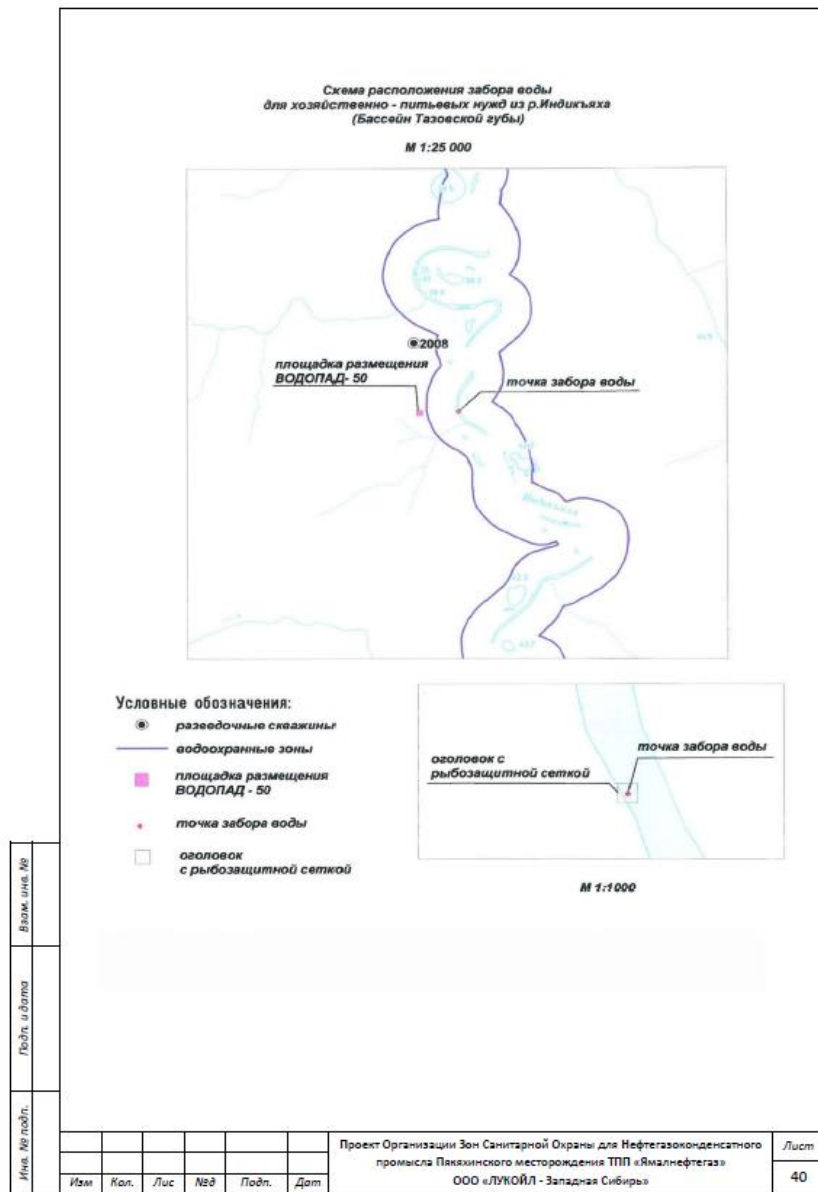
Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакаинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	36

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакаинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						Лист
			Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат	37



Имя № подл.	Подп. и дата	Взам. или №	<p><b>2. Характеристика объекта водоснабжения.</b></p> <p><b>2.1 Источник водоснабжения</b></p> <p>Источником водоснабжения проектируемых объектов принята река Индикьяха, расположенная на 3,0 км восточнее УКПГ.</p> <p>Обоснование выбора источника водоснабжения для питьевых, производственных и противопожарных нужд пункта сборного и ВЖК разработано лабораторией гидрогеологии и экологии водной среды ООО «ТюменНИИГипрогаз».</p> <p>Участок реки в месте водозабора расширяется с углублением дна до отметки 29,0 м. Площадь зеркала воды после проведенных работ по расширению будет составлять 8,4 тыс. м<sup>2</sup>. Объем копания после проведенных работ по расширению и углублению будет составлять 75,6 тыс.м<sup>3</sup>. Предполагаемый объем воды с учетом льдообразований и нижнего остатка будет составлять 52 тыс. м<sup>3</sup>.</p> <p>Водозабор расположен на левом берегу р. Индикьяха - левобережный приток р. Мессояха (бассейн Тазовской губы), МО Тазовский район, ЯНАО.</p>					Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»								

Имя № подл.	Подп. и дата	Взам. или №	<p>Река имеет высшую категорию рыбохозяйственного значения. Долина реки широкая, выположенная, шириной от 400 м, постепенно увеличивается к устью. Склоны долины умеренно-крутые, высотой от 10 до 20м, заняты лиственным лишайниково-кустарничковым редколесьем.</p> <p>Координаты водозабора: 67°48' 05"с.ш. 80°09'02"в.д.. Вода подается в водовод из водоприемного колодца погружным насосом типа ЭЦВ-8-25-100 производительностью:</p> <p>Q-25 м<sup>3</sup>/час.,          напор: Н-100м,          мощность электродвигателя: N-11 кВт.</p> <p>Водозаборное устройство оборудовано оголовком с рыбозащитными решетками согласно СНиП 2.04.02-84 «Водозаборные сооружения», установлены плоские рыбозащитные сетки из нержавеющей стали размером 2х2х0,5 мм.</p> <p>Сетчатое полотно включает следующие основные элементы: несущую конструкцию, сетчатое полотно, очистное устройство, подъемно-транспортное оборудование.</p> <p>Рыбозащитные устройства предназначены для предупреждения попадания молоди рыб с длиной тела 15 мм и более, а также мелкого мусора в водоприемник.</p> <p>Учет забора воды осуществляется по счетчику воды - расходомера СТВГ - 50.</p> <p>Для учета потребляемой воды в зданиях пункта сборного предусматривается установка водосчетчиков ВТРК-2000.</p>					Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»								



## 2.2. Водозабор.

Для водоснабжения рассматриваемых объектов предусматривается водозабор берегового типа. Проектируемый водозабор состоит из двух насосных станций I подъема, расположенных в акватории устрияемой части реки, и площадки вспомогательных зданий.

Насосная станция I подъема состоит из затопленного водоприемного колодца и блок-бокса (3,0x3,0) м, установленного над колодцем на отметке выше максимального уровня подъема воды на 1,5 м. Вода при постоянном притоке в водоприемный колодец погружными насосами 1ЭЦВ8-25-100 (Q=25 м<sup>3</sup>/ч, H=100 м, N=11 кВт) подается в водоводы. В каждой из станций установлено по два насоса. Общее количество насосов - четыре. В нормальном режиме насосы работают попеременно, обеспечивая постоянную циркуляцию в водоводах со сбросом воды в водоприемный колодец насосных станций первого подъема. При восполнении противопожарного запаса работают три насоса, один резервный. Работа насосов автоматизирована по времени, в соответствии с графиком включений и отключений. При пожаре включение насосов дистанционное из операторной.

Водоприемные окна колодцев защищаются рыбозащитными сетками, согласно требований СНиП 2.04.02-84 «Водозаборные сооружения», установлены плоские рыбозащитные сетки из нержавеющей стали размером 2x2x0,5 мм, промывка сеток предусматривается при их замене во вспомогательном блоке. Стоки от промывки отводятся в выгреб V=10 м<sup>3</sup> с последующим вывозом стоков автоцистерной на сооружения очистные производственно-дождевых стоков, расположенные на площадке очистных сооружений (КОС) пункта сборного.

Во вспомогательном блоке на водоводах устанавливаются дисковые фильтры, предназначенные для очистки воды от взвешенных веществ. Принцип работы основан на фильтрации через сжатые пакеты дисков в ламинарном режиме. При достижении определенной величины потери напора фильтр

Имя № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»	Лист
Изм.	Кол.	Лис	№в	Подп.	Дат	ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	41	

автоматически выводится в режим промывки при разжатых дисках. Время промывки 10-15 с. Стоки от промывки отводятся в выгреб  $V=10 \text{ м}^3$ .

Водоводы прокладываются надземно на эстакаде в общей тепловой изоляции с греющим кабелем. Трубопроводы применяются в заводской тепло гидроизоляции. Выпускаемые изделия разработаны с учетом природно-климатических условий Крайнего Севера, что гарантирует надежное функционирование трубопроводов при низких температурах воздуха. В точках врезки установлена отключающая стальная арматура.

Мероприятия по предотвращению замерзания сооружений водозабора:

- обогрев греющим электрокабелем верхней части водоприемного колодца;
- постоянный сброс циркуляционной воды в колодец;
- обогрев блок-бокса электронагревателями;
- изоляция подводных металлических конструкций гидрофобным покрытием;
- регулируемый подогрев циркуляционной воды в водоводах.

Для водозабора из поверхностного источника определены границы зон санитарной охраны согласно СанПиН 2.1.4.1110-02 "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения".

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
			Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакайинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.			
						42		

### 2.3. Хозяйственно-питьевая система водоснабжения пункта сборного

Сооружения системы хозяйственно-питьевого водоснабжения пункта сборного размещены на площадке БПО и включают:

- станцию подготовки питьевой воды «Водопад-50» производительностью до  $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ;
- подстанцию водонапорную ПВ-60;
- сеть хозяйственно-питьевого водопровода.

Подготовка воды питьевого качества для хозяйственно-питьевых нужд пункта сборного предусматривается на станции подготовки воды СППВ-50.00.000 «Водопад» производительностью  $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$ . Метод очистки основан на электрокоагуляционной обработке воды без применения реагентов, установка работает в автоматическом режиме. В состав станции входят бак аэрации исходной воды с системой циркуляции и подачи воды на обработку, эжектор воздушный с системой аэрации, блок комплексной электрокоагуляционной обработки, осветлитель, фильтр с системой дренажа, бак чистой воды, система подачи чистой воды потребителю, запорная арматура, трубопроводная обвязка, электрооборудование.

Очищенная вода поступает в бак чистой воды подстанции водонапорной ПВ-60. Подстанция водонапорная предназначена для регулирования неравномерности водопотребления в течение суток, поддержания постоянного давления в разводящей сети хозяйственно-питьевого водопровода, хранения запаса питьевой воды и подачи ее потребителям. Подстанция работает в автоматическом режиме.

Станция подготовки питьевой воды «Водопад-50» и подстанция водонапорная ПВ-60 поставляются в полной заводской готовности (ООО «ТюменНИИгипрогаз») и строятся на периоде ОПЭ с резервом мощности на период полного развития пункта сборного.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Лист
			Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пакайинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.			
						43		

Основными потребителями воды питьевого качества (после очистки на станции подготовки воды «Водопад-50») являются:

- операторная;
- блок служебно-эксплуатационный;
- блок ремонтно-эксплуатационный;
- склад материалов и оборудования;
- проходная;
- стоянка теплая;
- блок обогрева вахтенного персонала;
- операторная;
- корпус главный;
- блок энергетический;
- блок вспомогательный;
- котельная;
- блок энергетический.

Предусмотрена также подача воды питьевого качества на площадку объектов перспективного развития.

Среднесуточный расход воды из сети хозяйственно-питьевого водопровода на хозяйственно-питьевые нужды составляет - на периоде до полного развития - 49,68 м<sup>3</sup>/сут.; 15781,3 м<sup>3</sup>/год.

#### Хозяйственно-питьевая система водоснабжения

Сооружения системы хозяйственно-питьевого водоснабжения включают:

- резервуар исходной воды V=100 м<sup>3</sup>;
- станцию подготовки воды производительностью до 100 м<sup>3</sup>/сут;
- подстанцию водонапорную ПВ-60;
- станцию насосную противопожарную, в которой установлены насосы подачи воды на станцию подготовки воды;

Име. № подл.	Лист и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						44
Изм.	Коп.	Лис.	№д	Подп.	Дат				

- сеть хозяйственно-питьевого водопровода.

Метод очистки питьевой воды и способ подачи ее потребителям аналогичны описываемому в предыдущем разделе.

Станция подготовки питьевой воды и подстанция водонапорная ПВ-60 строятся с резервом мощности на период полного развития вахтового жилого комплекса.

Основными потребителями воды питьевого качества (после очистки на станции подготовки питьевой воды) являются:

- общежитие вахтовое на 146 мест;
- блок общественный;
- прачечная;
- общежитие вахтовое на 146 мест (период полного развития).

Среднесуточный расход воды на хозяйственно-питьевые нужды на вахтовом жилом комплексе составляет:

- на периоде ОПЭ - 67,66 м<sup>3</sup>/сут; 23452,4 м<sup>3</sup>/год;
- на периоде полного развития - 88,66 м<sup>3</sup>/сут; 31117,4 м<sup>3</sup>/год.

Для учета потребляемой воды в станции подготовки воды и в зданиях общежитий вахтового жилого комплекса предусматривается установка водосчетчиков.

Име. № подл.	Лист и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						45
Изм.	Коп.	Лис.	№д	Подп.	Дат				

### 3. Характеристика гидрологических условий.

Место осуществления водопользования и границы предоставленной в пользование части водного объекта забор воды осуществляется из реки Индикьяха. в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района. Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Географические координаты места забора: 67°48' 05"с.ш. 80°09' 02"в.д.;

Код и наименование водохозяйственного участка 15.05.00.00 2 - Реки бассейна Карского моря от северо-восточной границы бассейна р. Таз до западной границы бассейна р. Монгочейха.

Гидрологические характеристики водного объекта:

- протяженность водотока 242 км;
- расстояние от устья водотока до места водопользования 215 км;
- средняя/максимальная/минимальная глубина в месте водопользования 1,2/ 1,8 / - м;
- максимальные/минимальные скорости течения воды в водном объекте 0,4 / - м/с;
- амплитуда колебаний уровня воды в водном объекте 2-3 м;
- длительность неблагоприятных по водности периодов для осуществления водопользования 240 дней;

Изм.	Коп.	Лист	№д	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павкинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	46	
									Изм.
Изм. № подл.						Лист		46	
Лист и дата						Лист		46	
Взам. инв. №						Лист		46	

Показатели качества воды в водном объекте в месте водопользования или в ближайшем к нему месте регулярного наблюдения по состоянию на 10.09.2009г.

№ п/п	Наименование ингредиентов	Единицы измерения	Результаты измерения	Погрешность
1.	А ПАВ	мг/дм <sup>3</sup>	0.025	± 0,009
2.	Жесткость общая	град жест	0,26	± 0,024
3.	Сухой остаток	мг/дм <sup>3</sup>	99,0	± 18,8
4.	Взвешенные вещества	Мг/дм <sup>3</sup>	9,0	± 7,1
5.	Аммоний-ион	мг/дм <sup>3</sup>	0.132	± 0,046
6.	Запах	балл	0	
7.	Прозрачность	см	>30	
8.	pH	ед. pH	6.78	± 0.20
9.	Медь	мг/дм <sup>3</sup>	< 0.01	
10.	Хром	мг/дм <sup>3</sup>	< 0.01	
11.	Цинк	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
12.	Марганец	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
13.	Свинец	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
14.	Никель	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
15.	Кобальт	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
16.	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	0.595	± 0.119
17.	Фенол	мг/дм <sup>3</sup>	0.0009	± 0.0005
18.	БПК <sub>5</sub> /БПК <sub>полн</sub>	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	1,46/1.94	± 0,20
19.	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	0.050	± 0.025

Морфометрическая и гидрологическая характеристика водного объекта представлена по данным отдела водных ресурсов Нижне-Обского бассейнового водного управления по Ямало-Ненецкому автономному округу. Показатели качества воды представлены по данным ФГУ «Центр лабораторного анализа и технических измерений пг Уральскому ФО» по ЯНАО от 04.07.2008 г. (аттестат аккредитации РОСС RU.0001.5 12595).

Изм.	Коп.	Лист	№д	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павкинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист	47	
									Изм.
Изм. № подл.						Лист		47	
Лист и дата						Лист		47	
Взам. инв. №						Лист		47	

#### 4. Данные о перспективах строительства в районе расположения источника водоснабжения.

В границах рассматриваемого поверхностного водозабора не планируется введения в эксплуатацию новых объектов.

Параметры водопользования объем допустимого забора (изъятия) водных ресурсов на перспективу работы (по годам):

Год	Объем допустимого забора (изъятия) водных ресурсов, тыс.м <sup>3</sup> г				Всего тыс.м <sup>3</sup> год
	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	
2011	4,5	4,5	4,5	4,5	18
2012	4,5	4,5	4,5	4,5	18
2013	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5

В случае невозможности определения объема забранной воды или количества произведенной электроэнергии на основании данных контрольно-измерительной аппаратуры, а также исходя из времени работы и производительности технических средств объем забранной воды или количество произведенной электроэнергии определяется расходомером СТБГ- 50. Водозаборное устройство оборудовано оголовком с рыбозащитными решетками.

Водный объект река Индикьяха имеет высшую категорию рыбохозяйственного значения, согласно ст. 65 Водного кодекса Российской Федерации и правил установления рыбоохранных зон, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 06.10.2008 г. N» 743 ширина водоохраной и рыбоохранной зоны реки составляет 200 м. На основании Федерального закона от 30.03.99 г. 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», в соответствии с СанПиН 2.1.4.1 1 10-02 "Зоны

Имя	Кол.	Лист	№Ф	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
							48

санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения", устанавливаются зоны санитарной охраны в составе трёх поясов.

#### 5. Характеристика поверхностного водозабора источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь».

Для водоснабжения рассматриваемых объектов пункта сборного и вахтового жилого комплекса предусматривается водозабор берегового типа. Проектируемый водозабор состоит из двух насосных станций I подъема, расположенных в акватории уширяемой части реки, и площадки вспомогательных зданий.

Насосная станция I подъема состоит из затопленного водоприемного колодца и блок- бокса (3,0x3,0) м, установленного над колодцем на отметке выше максимального уровня подъема воды на 1,5 м. Вода при постоянном притоке в водоприемный колодец погружными насосами 1ЭЦВ8-25-100 (Q=25 м<sup>3</sup>/ч, H=100 м, N=11 кВт) подается в водоводы. В каждой из станций установлено по два насоса. Общее количество насосов - четыре. В нормальном режиме насосы работают попеременно, обеспечивая постоянную циркуляцию в водоводах со сбросом воды в водоприемный колодец насосных станций первого подъема. При выполнении противопожарного запаса работают три насоса, один резервный. Работа насосов автоматизирована по времени, в соответствии с графиком включений и отключений. При пожаре включение насосов дистанционное из операторной.

Водоприемные окна колодцев защищаются рыбозащитными сетками, согласно требований СНиП 2.04.02-84 «Водозаборные сооружения» установлены плоские рыбозащитные сетки из нержавеющей стали размером 2x2x0,5 мм., промывка сеток предусматривается при их замене во вспомогательном блоке.

Имя	Кол.	Лист	№Ф	Подп.	Дат	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	Лист
							49

Стоки от промывки отводятся в выгреб V=10 м<sup>3</sup> с последующим вывозом стоков автоцистерной на сооружения очистные производственно-дождевых стоков, расположенные на площадке очистных сооружений (КОС) пункта сборного.

Во вспомогательном блоке на водоводах устанавливаются дисковые фильтры, предназначенные для очистки воды от взвешенных веществ. Принцип работы основан на фильтрации через сжатые пакеты дисков в ламинарном режиме. При достижении определенной величины потери напора фильтр автоматически выводится в режим промывки при разжатых дисках. Время промывки 10-15 с. Стоки от промывки отводятся в выгреб V=10 м<sup>3</sup>.

От водозабора вода подается по водоводам площадку вахтового жилого комплекса, где размещаются комплексы водопроводных сооружений.

Водоводы прокладываются надземно на эстакаде в общей тепловой изоляции с греющим кабелем. Трубопроводы применяются в заводской тепло гидроизоляции. Выпускаемые изделия разработаны с учетом природно-климатических условий Крайнего Севера, что гарантирует надежное функционирование трубопроводов при низких температурах воздуха. В точках врезки установлена отключающая стальная арматура.

Мероприятия по предотвращению замерзания сооружений водозабора:

- обогрев греющим электрокабелем верхней части водоприемного колодца;
- постоянный сброс циркуляционной воды в колодец;
- обогрев блок-бокса электронагревателями;
- изоляция подводных металлических конструкций гидрофобным покрытием;
- регулируемый подогрев циркуляционной воды в водоводах.

Для водозабора из поверхностного источника определены границы зон санитарной охраны согласно СанПин 2.1.4.1110-02 "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения".

Имя, № подл.	Лист	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					50
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.		

## 6. Характеристика санитарного состояния источников водоснабжения.

Санитарно-эпидемиологические требования к организации и эксплуатации зон санитарной охраны (ЗСО) источника водоснабжения регламентируется СанПин 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения».

Санитарная обстановка района размещения поверхностного водозабора характеризуется наличием хозяйственной деятельности, ведущейся в непосредственной близости от водозабора расположенного в бассейне реки Индикьяха, в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района. Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области.

Показатели качества воды в водном объекте в месте водопользования или в ближайшем к нему месте регулярного наблюдения по состоянию на 10.09.2009г.

№ п/л	Наименование ингредиентов	Единицы измерения	Результаты измерения	Погрешность
1.	А ПАВ	мг/дм <sup>3</sup>	0,025	± 0,009
2.	Жесткость общая	град жест	0,26	± 0,024
3.	Сухой остаток	мг/дм <sup>3</sup>	99,0	± 18,8
4.	Взвешенные вещества	Мг/дм <sup>3</sup>	9,0	± 7,1
5.	Аммоний-ион	мг/дм <sup>3</sup>	0,132	± 0,046
6.	Запах	балл	0	
7.	Прозрачность	см	>30	
8.	pH	ед. pH	6,78	± 0,20
9.	Медь	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
10.	Хром	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
11.	Цинк	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
12.	Марганец	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
13.	Свинец	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
14.	Никель	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
15.	Кобальт	мг/дм <sup>3</sup>	< 0,01	
16.	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	0,595	± 0,119
17.	Фенол	мг/дм <sup>3</sup>	0,0009	± 0,0005
18.	БПК <sub>5</sub> /БПК <sub>полн</sub>	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	1,46/1,94	± 0,20
19.	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	0,050	± 0,025

Имя, № подл.	Лист	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»					Лист
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					51
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.		

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инст. №	<p>Морфометрическая и гидрологическая характеристика водного объекта представлена по данным отдела водных ресурсов Нижне-Обского бассейнового водного управления по Ямало-Ненецкому автономному округу. Показатели качества воды представлены по данным ФГУ «Центр лабораторного анализа и технических измерений пг Уральскому ФО» по ЯНАО от 04.07.2008 г. (аттестат аккредитации РОСС RU.0001.5 12595).</p> <p>Количественный химический анализ проб воды в районе площадки, выше и ниже места водозабора осуществляется Центром лабораторного анализа и технических измерений по Ямало-Ненецкому автономному округу. Аттестат аккредитации №РОСС RU.0001.512595 действителен до 02.11.2014 г.</p> <p>Подготовка воды питьевого качества предусматривается на станции обезжелезивания СППВ-50.00.000 «Водопад» производительностью 50 м<sup>3</sup> /сут полной заводской готовности. Разработчик и изготовитель станции ООО "ТюменНИИгипрогаз". Метод очистки основан на электрокоагуляционной обработке воды без применения реагентов, установка работает в автоматическом режиме. Подготовленная вода поступает в резервуары запаса питьевой воды V-100м<sup>3</sup> (2 шт.). Предусматривается контроль, регулирование температуры и уровня воды в резервуарах. В сеть вода подается насосами, установленными в насосной станции хозяйственно-питьевого производственно-противопожарного водоснабжения.</p> <p>Исследования воды на выходе из очистных сооружений на соответствие качеству воды питьевого водоснабжения выполняются в аккредитованном испытательном лабораторном центре – Филиал федерального государственного учреждения здравоохранения «Центр гигиены и эпидемиологии в Ямало-Ненецком автономном округе». Аттестат аккредитации № ГСЭН.RU.ЦОА.081 действителен до 25.12.2013г. (копия аттестата аккредитации приведена в Приложении).</p> <p>Копии протоколов исследования природных поверхностных вод и качества питьевой воды после очистных сооружений представлены в Приложении.</p>				Лист
			Изм	Кол.	Лис	№в	Подп.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»							Лист
							52

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инст. №	<p><b>6.1. Система канализации на рассматриваемом объекте.</b></p> <p>На рассматриваемой площадке предусмотрены отдельные сети хозяйственно-бытовой и производственно-дождевой канализации.</p> <p>На рассматриваемых площадках объекта предусматриваются следующие системы канализации:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- хозяйственно-бытовая;</li> <li>- производственно-дождевая;</li> <li>- очистки стоков от мойки автомобилей;</li> </ul> <p><b><u>Канализация хозяйственно-бытовая пункта сборного и вахтового жилого комплекса.</u></b></p> <p>Хозяйственно-бытовые стоки самотеком отводятся в приемные резервуары станций насосных канализационных хозяйственно-бытовых стоков.</p> <p>Станция насосная канализационная (КНС) состоит из подземного приемного резервуара, над которым устанавливается блок-бокс размером в плане (3,0 x 3,0) м. В блок - боксе размещаются насосы, работа которых автоматизирована в зависимости от уровня сточных вод в водоприемном колодце.</p> <p>Хозяйственно-бытовые стоки очищаются на установке биологической очистки бытовых и сточных вод производительностью 50 м<sup>3</sup>/сут. Очищенные стоки поступают в резервуары накопители объемом V=100 м<sup>3</sup>. откуда они периодически подаются на сжигание на горизонтальной факельной установке.</p> <p>Хозяйственно-бытовые стоки на вахтовом жилом комплексе Пякинского месторождения в настоящий момент очищаются на локальной канализационной установке очистки хозяйственно-бытовых стоков ЛКОУ-25-К</p>				Лист
			Изм	Кол.	Лис	№в	Подп.
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»							Лист
							53



производительностью 25 м<sup>3</sup>/сут. Очищенные хозяйственно-бытовые стоки поступают в резервуар-накопитель очищенных стоков V=20 м<sup>3</sup>. Далее очищенные стоки используются для приготовления бурового раствора.

Производительность существующих сооружений по очистке стоков достаточно для принятия и очистки стоков на период строительства. Качество очистки сточных вод соответствует требованиям, предъявляемым к стокам.

В перспективе при опытно-промышленной эксплуатации Пяяхинского месторождения стоки будут проходить очистку на сооружениях очистных канализационных типа «Ерш».

Хозяйственно-бытовые стоки самотеком отводятся в приемные резервуары станций насосных канализационных хозяйственно-бытовых стоков.

Станция насосная канализационная (КНС) состоит из подземного приемного резервуара, над которым устанавливается блок-бокс размером в плане (3,0 x 3,0) м. В блок-боксе размещаются насосы, работа которых автоматизирована в зависимости от уровня сточных вод в водоприемном колодце.

Хозяйственно-бытовые стоки пункта сборного перекачиваются для очистки на сооружения очистные канализационные типа «Ерш-50С» расположенные на площадке КОС пункта сборного. Производительность КОС 50 м<sup>3</sup>/сут.

Хозяйственно-бытовые стоки ВЖК перекачиваются для очистки на сооружения очистные канализационные типа «Ерш-100С» расположенные на площадке ВЖК. Производительность КОС 100 м<sup>3</sup>/сут.

Очистные сооружения «Ерш» (ООО «Инекс» г. Сочи), предусматриваются в контейнерно-блочном исполнении, полной заводской готовности. В основу конструкции станции заложен метод биологической аэробной очистки с использованием инертных носителей биомассы, обеспечивающий глубокое извлечение из сточных вод загрязняющих компонентов.

На площадке пункта сборного очищенные хозяйственно-бытовые стоки перекачиваются в резервуары очищенных стоков V=300 м<sup>3</sup> с дальнейшей их

Имя, № подл.	Лист				
	Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.
Имя, инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»				
	ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»				
Имя, инв. №	Лист				
	Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.

совместной утилизацией с очищенными производственно-дождевыми стоками. Обезвоженный осадок вывозится на полигон бытовых отходов.

С площадки ВЖК очищенные хозяйственно-бытовые стоки перекачиваются в резервуары очищенных стоков V=100 м<sup>3</sup> с дальнейшей их перекачкой насосами CR 64-4 (Q=60 м<sup>3</sup>/час, H=100 М, N=22 КВТ, один рабочий, один резервный), установленными в станции насосной подачи стоков в резервуары очищенных стоков V=300 м<sup>3</sup>, расположенные на площадке очистных сооружений пункта сборного.

С первого по восьмой год опытно-промышленной эксплуатации Пяяхинского месторождения очищенные стоки станцией насосной подачи стоков на ГФУ подаются на сжигание на установки факельные горизонтальные ГФУ-5 (экспериментальный завод ООО «ТюменНИИгипрогаз»).

Количество горизонтальные факельные останки, принято:

- период ОПЭ - два рабочих;
- период полного развития до ввода системы ППД - четыре рабочих + один резервный.

В станции насосной подачи стоков на ГФУ устанавливаются насосы 1В 6/5-5/5 Q=5 м<sup>3</sup>/ч, H=50 м, N=2,2 кВт.

Количество рабочих насосов принято:

- два рабочих + один резервный (период ОПЭ);
- четыре рабочих + один резервный (период до ввода системы ППД).

В станции насосной подачи стоков на ГФУ предусмотрен учет стоков, подаваемых на сжигание.

С вводом системы ППД с 9-го года эксплуатации месторождения очищенные стоки подаются на закачку в систему ППД.

Очищенная пластовая вода, очищенные хозяйственно-бытовые и производственно-дождевые стоки из резервуаров накопителей V=2000 м<sup>3</sup> вода из резервуаров запаса воды для системы ППД V=2000 м<sup>3</sup> станцией насосной подачи

Имя, № подл.	Лист				
	Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.
Имя, инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»				
	ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»				
Имя, инв. №	Лист				
	Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.

стоков в систему ППД подаются в буферные емкости с дальнейшей закачкой стоков блочными кустовыми насосными станциями в систему ППД.

В станции насосной подачи стоков в систему ППД устанавливаются насосы Д500-63а (Q=450 м<sup>3</sup>/ч, Н=53 м, N=110 кВт).

В станции насосной подачи стоков в систему ППД предусмотрен учет стоков, закачиваемых в систему ППД.

#### **Канализация производственно-дождевая**

В производственно-дождевую канализацию отводятся производственные стоки от промывки оборудования и смыва с полов в цехах, дождевые стоки от площадок наружных установок и емкостей, карэ резервуарного парка. По системе самотечных трубопроводов производственные стоки собираются в емкости дренажно-канализационные V=12,5 м<sup>3</sup>, откуда по напорной сети поступают на сооружения очистные производственно-дождевых стоков «ЛОС-10» производительностью 10 л/с, расположенные на площадке КОС пункта сборного.

Дождевые стоки с полигона бытовых отходов собираются в емкость дренажную V=10 м<sup>3</sup> и затем спецтранспортом вывозятся на сооружения очистные производственно-дождевых стоков.

Также на сооружения очистные производственно-дождевых стоков спецтранспортом привозятся стоки от промывки фильтров с водозаборных сооружений.

Сооружения очистные производственно-дождевых стоков «ЛОС-10» выполнены в контейнерно-блочном исполнении, полной заводской готовности (ООО «Инекс» г. Сочи).

Для очистки производственно-дождевых сточных вод на станции «ЛОС-10» принята технологическая схема реагентной очистки стока, которая включает в себя гидроциклон, отстойник с блоками тонкослойного отстаивания, скиммер, фильтры механической и сорбционной очистки с синтетической загрузкой типа

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахалинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№Ф	Подп.	Дат.

«Ерш», оборудование для сбора и обработки осадка и нефтепродуктов. Предусмотрен учет отводимых производственных стоков.

Очищенные стоки перекачиваются в резервуары очищенных стоков V=300 м<sup>3</sup> (стальные вертикальные, с обогревом и в теплоизоляции), расположенные на площадке очистных сооружений.

Для сбора зачистных вод и предварительной очистки от резервуаров дизтоплива с высокой концентрацией нефтепродуктов и взвешенных веществ на площадке парка резервуарного предусматриваются емкость-шлamosборник.

Для сбора и предварительной очистки зачистных вод и подтоварной воды с высокой концентрацией нефтепродуктов и взвешенных веществ от резервуаров нефти на площадке парка резервуарного предусматриваются емкость-шлamosборник

Стоки поступают в отстойную часть шлamosборника, где происходит разделение фракций: всплытие нефти и осаждение взвеси. Нефтепродукты собираются в мазутосборный лоток и стекают по трубопроводу в мазутосборный контейнер, расположенный в мазутосборном колодце. Периодически по мере наполнения контейнер извлекается и опорожняется.

Осадок из емкости-шлamosборника собирается в контейнер для осадка и вывозится на полигон бытовых отходов.

Емкости-шлamosборники используются только в летний период. На зиму - опорожняются и зачищаются.

Предварительно очищенные стоки самотеком поступают в емкости дренажно-канализационные с последующей перекачкой по напорной сети на сооружения очистные производственно-дождевых стоков «ЛОС-10».

#### **Очистка стоков от мойки автомобилей**

На площадке БПО запроектирована оборотная система водоснабжения от мойки автомобилей (в летний период). Мойка машин предусматривается

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахалинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№Ф	Подп.	Дат.

передвижной шланговой установкой водой из резервуара запаса воды для мойки автомобилей  $V=10 \text{ м}^3$ . Первичное заполнение резервуара предусматривается от системы производственно-противопожарного водопровода. На моечной эстакаде имеются лотки для задержания крупных минеральных взвесей. Загрязненная вода с моечной эстакады самотеком отводится в колодец-отстойник с бадьей с рабочим объемом  $1,5 \text{ м}^3$ , для дополнительного задержания минеральных взвесей и песка. Далее загрязненная вода переливается в колодец-накопитель, откуда забирается на очистные сооружения «Радуга-50», производительностью  $2 \text{ м}^3/\text{час}$ . Разработчик-изготовитель - ООО «ЭКО-С» г. Ярославль. Метод очистки основан на напорной флотации и последующей фильтрации стоков. Очищенная вода отводится от модуля самотеком в колодец с погружным насосом и далее подается в резервуар запаса воды для мойки автомобилей  $V=10 \text{ м}^3$ . Подпитка оборотной системы предусматривается от системы производственно-противопожарного водопровода периодически. Накопленный шлам от очистных сооружений «Радуга-50» периодически сливается в емкость для шлама. Осадок от очистных сооружений «Радуга-50» периодически сливается в колодец с бадьей. Осадок из колодца с бадьей и из емкости для шлама накапливаются в приемном контейнере для сбора осадка. После отстаивания в течение суток слой воды сливается, а уплотненный осадок вывозится на полигон ПБО. Для перемещения емкостей с осадком и погрузки в автотранспорт предусматривается таль грузоподъемностью 1 тонна. На зимний период все емкости опорожняются и зачищаются. Степень очистки по нефтепродуктам и взвешенным веществам составляет 99 %.

#### Утилизация очищенных стоков

С первого по восьмой год эксплуатации очищенные стоки станцией насосной подачи стоков на ГФУ подаются на сжигание на установки факельные горизонтальные ГФУ-5 (экспериментальный завод ООО «ТюменНИИГипрогаз»).

Име. № подл.	Лист, и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахажинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						58
Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

В станции насосной подачи стоков на ГФУ устанавливаются насосы 1В 6/5-5/5  $Q=5 \text{ м}^3/\text{ч}$ ,  $H=50 \text{ м}$ ,  $N=2,2 \text{ кВт}$ .

Количество рабочих насосов принято:

- два рабочих + один резервный (на периоде ОПЭ);
- четыре рабочих + один резервный .

В станции насосной подачи стоков на ГФУ предусмотрен учет стоков, подаваемых на сжигание.

Установка факельная горизонтальная ГФУ-5 предназначена для термической утилизации промышленных стоков. Установка состоит из четырех блоков: устройства горелочного факельного (располагается в земляном амбаре на фундаменте), блока управления (устанавливается вблизи устройства горелочного факельного в пределах прямой видимости за пределами ограждения), ящика управления (устанавливается в операторной), панели управления. Работа установки не требует постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Количество ГФУ принято:

- на периоде ОПЭ - два рабочих;
- на периоде полного развития до ввода системы ППД - четыре рабочих + один резервный.

Име. № подл.	Лист, и дата	Взам. инв. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пахажинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						59
Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

### 7. Обоснование зоны санитарной охраны.

На основании положения о порядке проектирования и эксплуатации зон санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого назначения СанПин 2.1.4.1110-02 "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения", проектом предусматривается организация ЗСО в составе 3-х поясов.

Настоящие СанПин определяют санитарно-эпидемиологические требования к организации и эксплуатации зон санитарной охраны (ЗСО) источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения.

Соблюдение санитарных правил является обязательным для граждан, индивидуальных предпринимателей и юридических лиц.

ЗСО организуются на всех водопроводах, вне зависимости от ведомственной принадлежности, подающих воду, как из поверхностных, так и из подземных источников.

Основной целью создания и обеспечения режима в ЗСО является санитарная охрана от загрязнения источников водоснабжения и водопроводных сооружений, а также территорий, на которых они расположены.

ЗСО организуются в составе трех поясов: первый пояс (строгого режима) включает территорию расположения водозаборов, площадок всех водопроводных сооружений и водопроводящего канала. Его назначение – защита места водозабора и водозаборных сооружений от случайного или умышленного загрязнения и повреждения. Второй и третий пояса (пояса ограничений) включают территорию, предназначенную для предупреждения загрязнения воды источников водоснабжения.

Санитарная охрана водоводов обеспечивается санитарно-защитной полосой.

Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»		Лист
																				ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат																	

В каждом из трех поясов, а также в пределах санитарно-защитной полосы, соответственно их назначению, устанавливается специальный режим и определяется комплекс мероприятий, направленных на предупреждение ухудшения качества воды.

Границы первого пояса создаются с целью устранения случайного или умышленного загрязнения места водозабора или нарушения нормальной работы очистных сооружений и обеспечения хорошего качества воды, подаваемой потребителю.

#### Определение границ первого, второго и третьего поясов ЗСО

На основании Федерального закона от 30.03.99 г. 52-ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения», в соответствии с СанПин 2.1.4.1110-02 устанавливаются зоны санитарной охраны в составе трёх поясов.

Граница первого пояса (строгого режима) проходит от водозабора вверх по течению не менее 200 м и не менее 100 м вниз по течению, по прилегающему к водозабору берегу не менее 100 м и в 50 м от противоположного к водозабору берега. В пределы второго пояса (пояс ограничений) входит вся акватория водотока. Максимальное расстояние от водозабора до границы второго пояса 3000 м, вниз по течению не менее 250 м. боковые границы не менее 500 м. Третий пояс (пояс ограничений) зоны санитарной охраны полностью совпадает со вторым поясом.

#### Для водозаборных сооружений

Граница первого пояса (ЗСО-I) водозабора с поверхностным источником устанавливается, с учетом конкретных условий согласно п.2.3.1.1 СанПин 2.1.4.1110-02, в следующих пределах:

- вверх по течению – не менее 200 м от водозабора;

Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Имя, № подл.	Подп.	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»		Лист
																				ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		
Имя	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат																	

Имя, № подл.	Лист, из общего	Вязки, лист №	<p>- вниз по течению и по прилегающему к водозабору берегу – не менее 100 м,;</p> <p>- в направлении к противоположному от водозабора берегу при ширине реки или канала более 100 м – полоса акватории шириной не менее 100 м;</p> <p>- по прилегающему к водозабору берегу не менее 100 м и в 50 м от противоположного к водозабору берега.</p> <p>Акватория первого пояса ограждается буями или другими предупредительными знаками.</p> <p>Положение границ зон санитарной охраны первого пояса отражено на карте – схеме расположения поверхностного водозабора (М 1:1000) см. Приложение.</p> <p><b>Второй пояс (ЗСО II)</b> – определяется в зависимости от природных, климатических и гидрологических условий.</p> <p>Второй пояс ограничений устанавливается в целях микробного самоочищения и должен быть удален вверх по течению настолько, чтобы время пробега по основному водотоку и его притокам, было не менее 5 суток для климатических районов IA, B, B, Г, IIA, а также не менее 3 суток – для ID, IIB, B, Г и III климатического района..</p> <p>Рассматриваемый участок водозабора относится к климатическому району IG.</p> <p>Для эффективной защиты поверхностного источника водоснабжения от микробного заражения необходимо, чтобы расчетное время пробега от границы второго пояса до водозабора было не менее 5 суток.</p> <p>Скорость движения воды (м/сутки) принимается усредненной по ширине и длине водотока или для отдельных его участков при резких колебаниях скорости течения.</p> <p>Для рассматриваемого объекта принимаем среднюю скорость потока в водоисточнике у водозабора равную 0,4 м/сек.</p>					Лист
			Изм.	Коп.	Лис.	№д	Подп.	Дат
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павлинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»								

Имя, № подл.	Лист, из общего	Вязки, лист №	<p>Расстояние от границы второго пояса до водозабора на водотоке вверх по течению рассчитывается по формуле:</p> $S = v_{cp} * T,$ <p>где: S – расстояние от границы второго пояса до водозабора, км;</p> <p><math>v_{cp}</math> – средняя скорость потока в водоисточнике у водозабора, км/сут (0,4 м/сек = 34,560 км/сут);</p> <p>T – время добегания от границы второго пояса до водозабора, 5 суток для IG климатического района.</p> $34,560 \text{ км/сут} * 5 \text{ сут} = 172,8 \text{ км}$ <p>Граница второго пояса ЗСО водотока ниже по течению должна быть на расстоянии не менее 250 м от водозабора с целью исключения влияния ветровых обратных течений, возможность которых тем больше, чем меньше скорость течения. Ветровые течения образуются под действием ветров, в результате сил трения воды и воздуха, турбулентной вязкости, градиента давления, отклоняющей силы вращения Земли некоторых других факторов. Ветровые течения всегда поверхностные.</p> <p>Для территории Ямало-Ненецкого автономного округа характерны сильные ветра. Зимой ветры особенно сильны, в течение зимы постоянны метели. Зимой преобладают ветры южной четверти со средней скоростью 6-7 м/сек. Ветры скоростью равной и более 15 м/сек наблюдаются 3 – 4 раза в месяц. Летом преобладает северный и северо-восточный ветер 7-12 м/сек. Так как в зимнее время в рассматриваемой местности наблюдается ледостав, то влияние ветровых обратных течений отсутствует. В летнее время ветра умеренные и не могут оказать значимого влияния на формирование обратных ветровых течений.</p> <p>Таким образом, граница второго пояса вниз по течению от водозабора принимается 250м.</p>					Лист
			Изм.	Коп.	Лис.	№д	Подп.	Дат
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Павлинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»								

Боковые границы второго пояса ЗСО от уреза воды при летне-осенней межени расположены на расстоянии 500 м при равнинном рельефе, при этом первые 200 м от уреза воды квалифицируются как водоохранная зона.

Таким образом, граница второго пояса (ЗСО II) от водозабора будет удалена:

- вверх по течению на расстоянии 172,8 км
- вниз по течению на расстоянии 250 м;
- боковые границы на расстоянии 500 м.

**Границы третьего пояса (ЗСО III)** поверхностных источников водоснабжения на водотоке вверх и вниз по течению совпадают с границами второго пояса. Боковые границы должны проходить по линии водоразделов в пределах 3-5 км, включая притоки.

Водораздел, возвышенная часть рельефа, образующая границу, разделяющую два речных бассейна. По разные стороны этой границы вода стекает в двух противоположных направлениях. Как правило, водораздел совпадает с горным хребтом или возвышенностью. Линия водораздела обычно очень неровная.

#### **Для водопроводных сооружений и водоводов**

Зона санитарной охраны водопроводных сооружений, расположенных вне территории водозабора, представлена первым поясом (строго режима), водоводов – санитарно-защитной полосой.

**Граница первого пояса (ЗСО-I)** водопроводных сооружений, а именно от накопительного резервуара чистой воды, установок фильтрования, принимается на расстоянии 30 м.

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»	Лист
								ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	64
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.				

**Ширина санитарно-защитной полосы** по обе стороны от крайних линий водопровода принимается – 10 м. Схема водоводов с нанесением санитарно-защитной полосы (10 м) представлена в Приложении.

### **8. Мероприятий на территории ЗСО поверхностных источников водоснабжения**

В таблице представлен план мероприятий по улучшению санитарного состояния территории зон санитарной охраны и предупреждению загрязнения источника водозабора.

Наименование мероприятий	Срок исполнения	Затраты на реализацию мероприятий
1	2	3
<b>1. По I поясу зоны санитарной охраны</b>		
1.1. По границам 1 пояса ЗСО водозабора установить опознавательные знаки, оповещающие о расположении границы зоны санитарной охраны	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
1.2. Акваторию 1 пояса ЗСО оградить бьюми и другими предупредительными знаками.	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
1.3. Оборудовать водозаборные сооружения современными водомерными счетчиками, манометрами, термометрами, кранами для отбора проб воды.	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
1.4. Своевременно производить очистку береговой полосы от мусора	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
1.5. Осуществлять систематические наблюдения, включающие: - инструментальные измерения объема забираемой воды с занесением среднемесячных данных в соответствующие журналы учета (приказ №205, форма 1.3); - систематический контроль качества поверхностных вод по согласованной с уполномоченными органами программе.	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
1.6. Осуществлять контроль за работой водозабора, содержать технологическое оборудование в исправном состоянии	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
<b>2. По II и III поясу зоны санитарной охраны</b>		
2.1 Границы второго пояса ЗСО на пересечении дорог, пешеходных троп и прочее обозначить столбами со	Постоянно в период	За счет средств предприятия

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»	Лист
								ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»	65
Изм.	Кол.	Лис.	№д.	Подп.	Дат.				

Наименование мероприятий	Срок исполнения	Затраты на реализацию мероприятий
1	2	3
специальными знаками	эксплуатации	
2.2. На участке расположения водоочистных сооружений контролировать их санитарно-техническое состояние, сокращение потерь водопотребления (ремонт теплотрасс, кольцевого водопровода)	Постоянно	За счет средств предприятия
2.3. На территории 2-го пояса соблюдать чистоту и порядок, вывоз отходов и сухого мусора должен проводиться своевременно.	Постоянно	За счет средств предприятия
2.4. На участке расположения канализационных коллекторов через канализационные люки контролировать санитарно-техническое состояние магистралей, не допускать растекания хозяйственно-бытовых стоков.	Постоянно	За счет средств предприятия
2.5. Осуществлять систематические наблюдения, включающие: - ведение контроля за бактериологическими и санитарно-химическими показателями питьевой воды - систематический контроль качества поверхностных вод по согласованной с уполномоченными органами программе.	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
2.6. Соблюдение условий на водопользование	Постоянно в период эксплуатации	За счет средств предприятия
2.7. Разработка плана мероприятий по улучшению санитарного и экологического санитарного состояния в акватории озера Танмыяхато	Перспектива	Совместно с администрацией Тазовского района и ЯНАО

Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инж. №
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»		
Изм	Кол.	Лист
		66

<p align="center"><b>9. Правила и режим хозяйственного использования территорий трех поясов ЗСО зон поверхностного водозабора для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», на реке Индикьяха.</b></p> <p>1. Вести регулярное наблюдение за состоянием водного объекта и его водоохранной зоной по согласованной с Уполномоченным органом программе (Приложение), в месте забора воды один раз в квартал по следующим показателям: АПАВ, жесткость общая, сухой остаток, взвешенные вещества, аммоний-ион, запах, прозрачность, рН, медь, хром, цинк, марганец, свинец, никель, кобальт, железо общее, фенол, БПК, нефтепродукты.</p> <p>2. Содержать в исправном состоянии эксплуатируемые им очистные сооружения и расположенные на водном объекте гидротехнические и иные сооружения;</p> <p>3. Вести в установленном порядке учет забора (изъятия) водных ресурсов из водных объектов, их качества, объемов произведенной электроэнергии;</p> <p>4. Представлять в Уполномоченный орган ежеквартально, не позднее 10-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом, отчет о фактических параметрах осуществляемого водопользования, выполнении условий использования водного объекта (его части), результатах наблюдений за водным объектом и его водоохранной зоной.</p> <p>5. Представлять в Уполномоченный орган ежеквартально, не позднее 10-го числа месяца, следующего за отчетным кварталом, отчет о выполнении плана водоохранных мероприятий.</p>						
Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инж. №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»			
Изм	Кол.	Лист	№д	Подп.	Дат	Лист
						67

Изм. № подл.	Лист в объеме	Взам. инв. №	<p>6. Представлять в установленном порядке в Уполномоченный орган ежегодно отчеты об использовании и охране водных объектов по формам государственной статистической отчетности;</p> <p>7. Своевременно осуществлять мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных и других чрезвычайных ситуаций на водном объекте;</p> <p>8. Информировать уполномоченные органы государственной власти и органы местного самоуправления об авариях и иных чрезвычайных ситуациях на водном объекте;</p> <p>9. Представлять в Уполномоченный орган ежегодно, не позднее 1 декабря текущего года, на утверждение проект плана водоохраных мероприятий на последующий год;</p> <p>10. Обеспечивать Уполномоченному органу, а также представителям органов государственного контроля и надзора за использованием и охраной водных объектов по их требованию доступ к водному объекту в месте осуществления водопользования и в границах предоставленной в пользование части водного объекта, к производственным и иным объектам, сооружениям и оборудованию, посредством которых осуществляется водопользование;</p> <p>11. Не осуществлять действий, приводящих к причинению вреда окружающей среде, ухудшению экологической обстановки на предоставленном в пользование водном объекте и прилегающих к нему территориях водоохраных зон и прибрежных защитных полос водных объектов;</p> <p style="text-align: center;"><b><u>Правила и режим хозяйственного использования территорий трех поясов ЗСО</u></b></p> <p><b><u>Территория ЗСО I пояса для водозабора</u></b></p> <p>Зона первого пояса захватывает часть акватории р. Индикьяха и часть берега. Береговая зона в основном занята лесом. В пределах нормативной 100 м зоны на прилегающем к водозабору берегу расположен только блок-бокс над береговым водоприемным колодцем.</p> <p>Территория свободна от застройки, перспективного строительства в районе расположения источников хозяйственно-питьевого водоснабжения не предусмотрено. Территория ЗСО I пояса озеленена, к павильонам скважин предусмотрены дорожки с твердым покрытием. В границах ЗСО I пояса потенциальные источники загрязнения отсутствуют.</p>						Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№ в	Подп.	Дат	68
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»							Лист		

Изм. № подл.	Лист в объеме	Взам. инв. №	<p><b><u>Территория ЗСО II пояса для водозабора</u></b></p> <p>Территория ЗСО II пояса в южном направлении представляет собой прилегающий к водозабору берег. В северном направлении ЗСО II пояса охватывает акваторию р. Индикьяха и частично прибрежную часть вдоль уреза береговой линии. Вверх по течению ЗСО II пояса охватывает огромную территорию, бассейна Индикьяха.</p> <p>В боковой части второго пояса ЗСО размещается станция водоочистки, с насосной II подъема, а также существующие многоквартирные жилые дома. Территория площадки ВОС-50 благоустроена, озеленена, имеет достаточную площадь твердых покрытий, находится в хорошем санитарном состоянии. Также в границах второго пояса ЗСО планируется размещение индивидуальной жилой застройки, и многоквартирных жилых домов.</p> <p><b><u>Территория ЗСО III пояса для водозабора</u></b></p> <p>Границы третьего пояса (ЗСО III) поверхностных источников водоснабжения на водоток вверх и вниз по течению совпадают с границами второго пояса (ЗСО II).</p> <p>В боковые границы зоны третьего пояса входит территория в радиусе 3-5 км от места водозабора, которая включает в себя.</p> <p>Правила и режим хозяйственного использования территорий трех поясов ЗСО в соответствии с требованиями СанПин 2.1.4.1110-02, СНиП 2.04.02.84* в пределах зон санитарной охраны водозаборных скважин устанавливаются следующие правила и специальный режим хозяйственного использования территорий трех поясов.</p> <p><b><u>Правила и режим по I поясу ЗСО:</u></b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Территория первого пояса ЗСО должна быть спланирована для отвода поверхностного стока за ее пределы, озеленена, ограждена и обеспечена охраной. Дорожки должны иметь твердое покрытие;</li> <li>- Не допускается: посадка высокоствольных деревьев, строительство, размещение жилых и хозяйственно-бытовых зданий, применение ядохимикатов и удобрений;</li> <li>- Здания должны быть оборудованы производственной или бытовой канализацией; при отсутствии канализации должны устанавливаться водонепроницаемые приемники, расположенные в местах, исключающих загрязнение территории первого пояса ЗСО при их вывозе;</li> </ul>						Лист
			Изм.	Кол.	Лис.	№ в	Подп.	Дат	69
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»							Лист		



Име. № подл.	Лист					
		Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.
Лист	70	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»				
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»				
Взам. инв. №	Лист					
		Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.
Лист	71	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»				
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»				

- Не допускается спуск любых сточных вод, в т.ч. сточных вод водного транспорта, а также купание, стирка, водопой скота.

**Правила и режим по II и III поясу ЗСО:**

- Выявление объектов, загрязняющих источники водоснабжения, разработка конкретных водоохранных мероприятий;
- Регулирование отведения территории для строительства жилых, промышленных и сельскохозяйственных объектов;
- Не допускать сброс сточных вод в зоне водосбора, не отвечающих гигиеническим требованиям;
- Запрещение расположения стойбищ и выпаса скота, а также другое использование водоема и земельных участков, лесных угодий в пределах прибрежной полосы шириной не менее 500м;
- Использование источников водоснабжения в пределах второго пояса ЗСО для купания, туризма, рыбной ловли допускается в установленных местах при условии соблюдения гигиенических требований к охране поверхностных вод, а также гигиенических требований к зонам рекреации водных объектов;
- Запрещается сброс промышленных, сельскохозяйственных и других вод, содержание в которых химических веществ и микроорганизмов превышает установленные санитарно-гигиенические нормативы качества воды.
- Границы второго пояса ЗСО на пересечении дорог, пешеходных троп обозначаются столбами со специальными знаками.

**Правила и режим по санитарно-защитной полосе водоводов**

В пределах санитарно-защитной полосы водовода должны отсутствовать источники загрязнения почвы и грунтовых вод.

Не допускается прокладка водоводов по территории свалок, полей ассенизации, полей фильтрации, полей орошения, кладбищ, скотомогильников, а также прокладка магистральных водоводов по территории промышленных и сельскохозяйственных предприятий.

Все указанные мероприятия выполняются предприятием – водопользователем.

Име. № подл.	Лист					
		Изм	Кол.	Лис	№д	Подп.
Лист	71	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»				
		ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»				

**10. Заключение**

Согласно требованиям СанПин 2.1.4.1110-02 "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения" и выполненным расчетам к утверждению предлагаются зоны санитарной охраны для поверхностного источника водозабора:

**Первый пояс**

- вверх по течению на удалении 200 м от водозабора;
- вниз по течению на удалении 100 м от водозабора;
- по прилегающему к водозабору берегу – 100 м;
- по противоположному от водозабора берегу, не менее 100 м от линии уреза воды в период осенне-летней межени.

**Второй пояс**

- вверх по течению на удалении 172800 м от водозабора;
- вниз по течению на удалении 250 м от водозабора;
- по прилегающему к водозабору берегу – 500 м;
- в направлении к противоположному от водозабора берегу – 500 м.

**Третий пояс**

- вверх по течению на удалении 172800 м от водозабора;
- вниз по течению на удалении 250 м от водозабора;
- по прилегающему к водозабору берегу – 3-5 км;
- в направлении к противоположному от водозабора берегу – 3-5 км.

**Ширина санитарно-защитной полосы водоводов** принята по обе стороны от крайних линий водопровода – 10 м.

Утвержденные границы ЗСО выносятся на карты землепользования и Тазовского района.

Выполнение предусмотренных мероприятий по содержанию зон санитарной охраны водозаборного участка в надлежащем состоянии позволит своевременно предотвращать возможное загрязнение отбираемых поверхностных вод и сохранить их качество на неограниченный период времени.

**Список литературы:**

1. «Проект Схемы территориального планирования Ямало-Ненецкого автономного округа» - ОАО «НИИПГрадостроительства», СПб., 2008г.
2. «Справочное руководство гидрогеолога» под редакцией проф. В.М.Максимова, М.; «Недра»; 1979г.
3. А.Д.Башкатов, «Экологические проблемы подземных вод и питьевого водоснабжения», издание Российской академии естественных наук, М.; 2000г.
4. А.Д. Башкатов, «Эколого-экономическое развитие России анализ и перспективы» издание Российской академии естественных наук, М.; 2000г.
5. СанПин 2.1.4.10704-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем водоснабжения».
6. СанПин 2.1.4.1110-02 «Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения».

Имя, № подл.	Листы и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						72
Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

## Приложения

Имя, № подл.	Листы и дата	Взам. или №	Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пяяхинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз»						Лист
			ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»						73
Изм.	Кол.	Лис	№д	Подп.	Дат				

Утверждаю  
ТНП «Ямалнефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»  
Генеральный директор  
В.В. Чистяков  
« 20 » г.

**ГРАФИК**

Контроля источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТНП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь», на реке Индикяха.  
ИСТОЧНИК: Источник питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения, водозборное сооружение на реке Индикяха

ВЕДОМСТВЕННАЯ ПРИНАДЛЕЖНОСТЬ: ТНП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ: Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения, река Индикяха, в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района. Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географические координаты места забора: 67°48' 05"с.ш. 80°09'02"в.д.

Наименование анализируемого объекта	Место отбора проб	Определяемые показатели	Ед. измер	Характер пробы	Периодичность отбора проб	Методика анализа
1	2	3	4	5	6	7
река Индикяха, в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географические координаты места забора: 67°48' 05"с.ш. 80°09'02"в.д.	Точка 1. Вода природная поверхностная	А ПАВ	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Жесткость общая	град жест	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Сухой остаток	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Взвешенные вещества	Мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Аммоний-ион	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Запах	балл	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Прозрачность	см	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		pH	ед. pH	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Медь	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Хром	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Цинк	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Марганец	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Свинец	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Никель	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Кобальт	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
		Железо общее	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97

Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТНП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

Лист 73


Имя, № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
67°48' 05"с.ш. 80°09'02"в.д.	Точка 2. Водозбор, после зонтичного сетки. Вода поступающая	pH	ед. pH	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Медь	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Хром	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Цинк	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Марганец	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Свинец	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Никель	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Кобальт	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Железо общее	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Фенол	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		БПК <sub>5</sub> /БПК <sub>полн</sub>	мг <sup>0</sup> /дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Нефтепродукты	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		река Индикяха, в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на территории Тазовского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географические координаты места забора: 67°48' 05"с.ш. 80°09'02"в.д.	Точка 3. Вода очищенная. Водовод.	А ПАВ	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Жесткость общая	град жест	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Сухой остаток	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Взвешенные вещества	Мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Аммоний-ион	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Запах	балл	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				Прозрачность	см	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
				pH	ед. pH	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
Медь	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Хром	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Цинк	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Марганец	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Свинец	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Никель	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Кобальт	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Железо общее	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
Фенол	мг/дм³			Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
БПК <sub>5</sub> /БПК <sub>полн</sub>	мг <sup>0</sup> /дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97				
Нефтепродукты	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97				
река Индикяха, в 67 км к северо-востоку от п. Тазовский, на	Точка 3. Вода очищенная. Водовод.	А ПАВ	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Жесткость общая	град жест	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		
		Сухой остаток	мг/дм³	Составная средняя	ежеквартально	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97		

Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТНП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»

Лист 75

территория Газовского района Ямало- Ненецкого автономного округа Тюменской области. Географические координаты места забора: 67°48' 00" с.ш. 80°09'02" в.д.			среднесезонная		ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Вредные вещества	Мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Аммоний-ион	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Заник	балл	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Прочность	см	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	рН	ед. рН	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Медь	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Хром	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Цинк	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Марганец	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Свинец	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Никель	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Кобальт	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Железо общее	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Фенол	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	БПК <sub>5</sub> /БПК <sub>полн</sub>	мгО <sub>2</sub> /дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
	Нефтепродукты	мг/дм <sup>3</sup>	Составля	эквивалентное	ПНД Ф 14.1.2.4.157-99, ПНД Ф 14.1.2.111-97
<p>Бактериологические и санитарно-химические исследования забранной воды производить на участке водоочистки (водоподготовки) одновременно с осуществлением контроля по химическому составу потребляемой воды (Точка 2, таблицы).</p>					
Имя	Кол.	Лист	№д	Подп.	Дат
Проект Организации Зон Санитарной Охраны для Нефтегазоконденсатного промысла Пякинского месторождения ТПП «Ямалнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»					Лист 76

**Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.01.03.000.М.000338.06.13 от 27.06.2013 г.**

 <b>ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА</b> Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Ямало-Ненецкому автономному округу (Самостоятельное территориальное отделение)
<b>САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> № <u>89.01.03.000.М.000338.06.13</u> от <u>27.06.2013 г.</u>
<p>Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что производство (заявленный вид деятельности, работы, услуги) (перечислить виды деятельности (работ, услуг), для производства — виды выпускаемой продукции; наименование объекта, фактический адрес):</p> <p>Использование поверхностного водного объекта — река Индикьяха, левобережный приток р. Мессояха (бассейн Тазовской губы) (географические координаты места водотбора 67 град 48 мин 05 сек с. ш., 80 град 09 мин 02 сек в. д.) в целях питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения Нефтегазоконденсатного промысла Пякяхинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь"</p> <p>водозабор расположен на левом берегу реки Индикьяха-левобережного притока реки Мессояха (бассейн Тазовской губы) МО Тазовский район Ямало-Ненецкого автономного округа, географические координаты места водотбора 67 град 48 мин 05 сек с. ш., 80 град 09 мин 02 сек в. д. (Российская Федерация)</p> <p><b>Заявитель</b> (наименование организации-заявителя, юридический адрес)          Управление теплоснабжения Западно-Сибирского регионального управления ООО "ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ", 603155, Нижегородская область, г Нижний Новгород, ул. Большая Печерская, д №32 (Российская Федерация)</p>
<p><b>СООТВЕТСТВУЕТ</b> ( ) <b>ГОСУДАРСТВЕННЫМ САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКИМ ПРАВИЛАМ И НОРМАТИВАМ</b> (ненужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)</p> <p>СанПиН 2.1.4.1110-02 "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения", СанПиН 2.1.4.1074-01 "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества", СанПиН 2.1.5.980-00 "2.1.5. Водоотведение населенных мест, санитарная охрана водных объектов. Гигиенические требования к охране поверхностных вод"</p>
<p>Основанием для признания условий производства (вида деятельности, работ, услуг) соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):</p> <p>Настоящее санитарно-эпидемиологическое заключение выдано на основании экспертного заключения от 24.05.2013 г. №57-М, выданного ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в ЯНАО"</p>
<p>Заключение действительно до</p> <p>Главный государственный санитарный врач (заместитель главного государственного санитарного врача)</p> <p align="right">           Д.Н. Миллер          Ф.И.О., подпись, печать       </p> <p align="center"><b>№: 2091658</b></p>

Формат А4. Бланк. Срок хранения 5 лет.

© ЗАО «Первый печатный двор», г. Москва, 2011 г., уровень - В.

**Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.01.08.000.Т.000175.05.11  
от 11.05.2011 г.**




**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ**  
**В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА**  
 Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по  
 Ямало-Ненецкому автономному округу

---

**САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**  
 № **89.01.08.000.Т.000175.05.11** от **11.05.2011 г.**

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что требования, установленные в проектной документации (перечислить рассмотренные документы, указать наименование и адрес организации-разработчика):  
 Проект организации зон санитарной охраны источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения для Нефтегазоконденсатного промысла Пякхинского месторождения ТПП "Ямалнефтегаз" ООО "ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь".  
 629003, ЯНАО, г. Салехард, ул. Чупрова, д. 20, кв. 28. ООО "Эко Рос". (Российская Федерация).



**СООТВЕТСТВУЮТ** (~~не соответствуют~~) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (ненужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)  
 СанПиН 2.1.4.1110-02. "Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов хозяйственно-питьевого водоснабжения. СанПиН 2.1.4.1074 - 01. "Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества". СП 2.1.5.1059 - 01. "Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения".

Основанием для признания представленных документов соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):  
 Управление Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека по Ямало-Ненецкому автономному округу: заявка ООО "Эко Рос", вх. №71 от 10.05.2011г. ФГУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в Ямало- Ненецком автономном округе": экспертное заключение № 74 -Т от 03.05.2011г.




Главный государственный санитарный врач  
 (заместитель главного государственного санитарного врача)

**№1111570**

Формат А4. Бланк. Срок хранения 5 лет.

© ЗАО «Первый печатный двор», г. Москва, 2010 г., уровень «В».

## Письмо о принятии на утилизацию сточных вод на период строительства



Общество с ограниченной ответственностью  
**«ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»**  
 Территориально-производственное предприятие  
**«ЯМАЛНЕФТЕГАЗ»**

№ 26-08-478 Я Дата 13.07.2020 г.

на № ТМН/0105-4410 от 13.07.2020 г.

Главному инженеру  
 Тюменского филиала  
 ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

Копия: Руководителю проектного офиса  
 Проекта «Развитие месторождений  
 Большехетской впадины»  
 ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

М.Р. Хужину

О принятии на утилизацию сточных вод  
 на период строительства

Уважаемый Михаил Павлович!

В ответ на Ваше письмо № ТМН/0105-4410 от 13.07.2020г. по объекту «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пякяхинского месторождения» сообщаем, что подтверждаем возможность принятия, образующиеся в период строительства с последующей их утилизацией в следующих объемах:

- хозяйственно-бытовые сточные воды в объеме 12,7 м<sup>3</sup>/сут. (4764 м<sup>3</sup> за весь период строительства); в том числе на стройплощадке – 5,6 м<sup>3</sup>/сут. (1940 м<sup>3</sup>), в вахтовом поселке – 7,1 м<sup>3</sup>/сут. (2824 м<sup>3</sup>).
- производственные сточные воды (после гидроиспытаний трубопроводов) в объеме 12 м<sup>3</sup>/сут. (539 м<sup>3</sup> за весь период строительства);
- поверхностные сточные воды (во время выпадения атмосферных осадков, по мере накопления, максимальный расход 336,93 м<sup>3</sup>).

629008, Российская Федерация,  
 Тюменская обл., ЯНАО, Салехард,  
 ул. Матросова, 24

Тел. [34922] 2-98-04  
 Тел./факс [34922] 2-96-19, 2-96-21  
 e-mail: yng@lukoil.com

Вх. № 5427 13.07.20 20  
 ООО «Газпром проектирование»  
 Тюменский филиал

Прием и утилизацию проектом предусмотреть:

- хозяйственно-бытовых сточных вод на канализационные очистные сооружения (КОС) Пякяхинского месторождения;
- производственные сточные воды после завершения гидроиспытаний трубопроводов в емкости с последующим вывозом в приемные емкости очистных сооружений Пякяхинского месторождения.

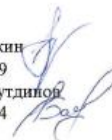
Прием сточных вод будет осуществляться в течение периода строительства объекта в рамках заключаемого договора с организацией выполняющей строительные-монтажные работы.

И.о. заместителя генерального директора  
 по капитальному строительству



Е.А. Зайкова

В.О. Узяркин  
 Тел. 29-509  
 М.Ф. Багаутдинов  
 Тел. 29-644



**Приложение П**  
**Сведения о наличии (отсутствии) источников водоснабжения и их**  
**ЗСО**



**АДМИНИСТРАЦИЯ ТАЗОВСКОГО РАЙОНА**  
**ДЕПАРТАМЕНТ**  
**ИМУЩЕСТВЕННЫХ И ЗЕМЕЛЬНЫХ**  
**ОТНОШЕНИЙ**

ул. Почтовая, д. 17, п. Тазовский, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629350.

Тел./факс: (34940) 2-28-16.

Сайт: www.dizoadm.ru. E-mail: dizo@tazovsky.yanao.ru

ОКПО 84675200, ОГРН 1088904000019, ИНН/КПП 8910004474/891001001

*21 05 20 № 1434*

На № ТМН/0105-2604 от 22.04.2020

Главному инженеру  
ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

О направлении информации

*Уважаемый Михаил Павлович!*

Рассмотрев Ваш запрос о предоставлении сведений по объектам «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция», «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения», «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения» (далее - Объекты), а также прилагаемый картографический материал, Департамент имущественных и земельных отношений Администрации Тазовского района сообщает следующее.

На территории Объектов, принадлежащие муниципальным предприятиям (организациям, учреждениям) зоны санитарной охраны поверхностных и подземных источников водоснабжения, отсутствуют.

Начальник Департамента

Дмитрий Сергеевич Плешков  
2-43-48



М.В. Воротников





ФЕДЕРАЛЬНОЕ  
АГЕНТСТВО ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
(РОСНЕДРА)

ДЕПАРТАМЕНТ  
ПО НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЮ  
ПО УРАЛЬСКОМУ ФЕДЕРАЛЬНОМУ  
ОКРУГУ  
(УРАЛНЕДРА)

ул. Вайнера, 55, г. Екатеринбург, 620014, а/я 317  
Тел. (343) 257-84-59, факс (343) 257-22-77  
телетайп 22-11-67 NEDRA. RU  
E-mail: ural@rosnedra.gov.ru

Главному инженеру  
Тюменского филиала  
ООО «Газпром проектирование»

М.П. Крушину

ул. Воровского, д. 2,  
г. Тюмень, 625019

18.05.2020 № А-06-14/980  
на № ТМН/0105-2607 от 22.04.2020

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ №279/20**  
**об отсутствии (наличии) полезных ископаемых в недрах под участком**  
**предстоящей застройки**

Дано Тюменский филиал ООО «Газпром проектирование» ИНН (0560022871) о том, что в недрах под участком работ по объектам:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения», месторождений пресных подземных вод и их зон санитарной охраны под объектами работ нет.

**Срок действия заключения составляет 1 год.**

Приложение: Схема участка работ с географическими координатами на 1 л. в 1 экз.

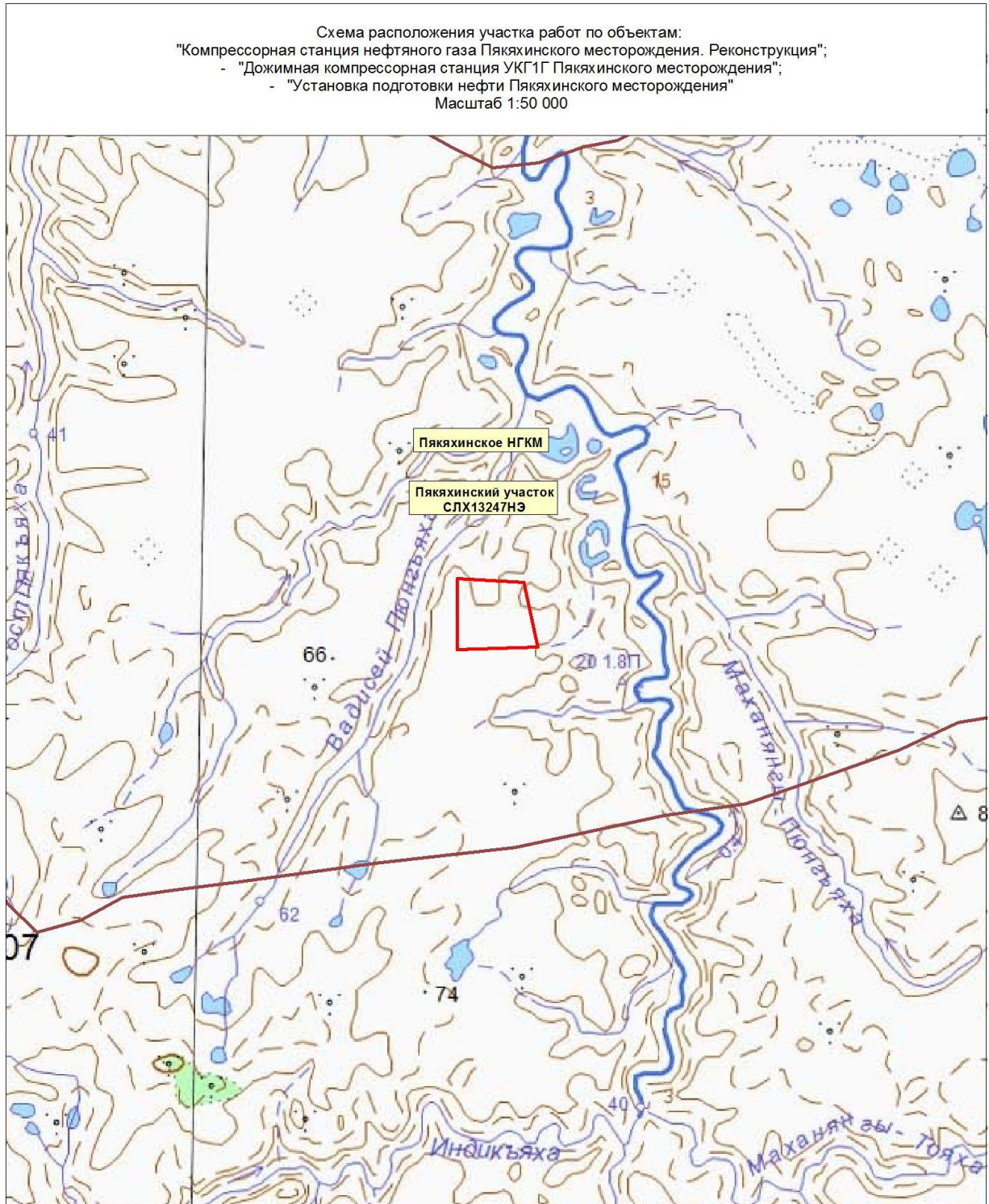
И.о. начальника отдела геологии  
и лицензирования по ЯНАО



Н.А. Полякова

Исп. Кочурова Е.А.  
тел. 8(34922) 4-07-59  
вх. № 1546 от 24.04.2020

Вх. № 3753 19.05.2020  
ООО «Газпром проектирование»  
Тюменский филиал



- Испрашиваемый участок
- Контур лицензии УВС
- Контур месторождения УВС

Географические координаты

Система координат Пулково-1942		
№ п/п	С.Ш.	В.Д.
1	67° 49' 24.27"	80° 05' 03.76"
2	67° 49' 22.93"	80° 06' 22.93"
3	67° 48' 54.06"	80° 06' 40.90"
4	67° 48' 52.23"	80° 05' 05.03"



**ДЕПАРТАМЕНТ ПРИРОДНО-РЕСУРСНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ,  
ЛЕСНЫХ ОТНОШЕНИЙ И РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА  
ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА**

ул. Матросова, д. 29, г. Салехард, Ямало-Ненецкий автономный округ, 629008  
Тел.: (34922) 9-93-41, 4-16-25. Тел./факс: (34922) 4-46-30, 4-10-38. E-mail: dprg@dprg.yanao.ru

№2701-17/25668 от 13.05.2020  
Ответ на №ТМН/0105-2605 от 22.04.2020

Главному инженеру Тюменского  
филиала ООО «Газпром  
проектирование»

М.П. Крушину

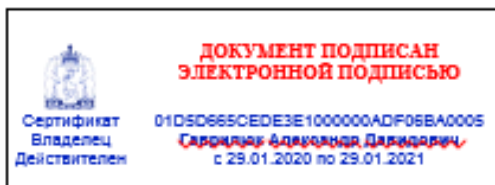
Уважаемый Михаил Павлович!

Рассмотрев Ваш запрос о предоставлении информации о наличии (отсутствии) зон санитарной охраны поверхностных источников питьевого и хозяйственно - бытового водоснабжения на территориях проектируемых объектов:

- «Компрессорная станция нефтяного газа Пяяхинского месторождения. Реконструкция»;
- «Дожимная компрессорная станция УКПГ Пяяхинского месторождения»;
- «Установка подготовки нефти Пяяхинского месторождения», сообщаю следующее.

На испрашиваемых территориях границы и режим зон санитарной охраны поверхностных источников питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения департаментом не устанавливались.

Первый заместитель  
директора департамента  
природно-ресурсного  
регулирования, лесных  
отношений и развития  
нефтегазового комплекса  
Ямало-Ненецкого  
автономного округа



А.Д. Гаврилюк

Корепанова Светлана Владимировна  
начальник отдела управления водных ресурсов  
8 (34922) 9-93-87, доб. 608 SVKorepanova@dprg.yanao.ru

## Приложение Р

### Расчетные концентрации загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах на период строительства

Состав загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых стоках, принимается согласно СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения», согласно таблице 19 «Количество загрязняющих веществ, приходящихся на одного жителя, приведены в таблице 1.

Таблица 1 Расчетные концентрации загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых сточных водах

Наименование показателя	Количество загрязняющих веществ на 1 человека, г/сут (согласно таблице 19 СП 32.13330.2012)	Количество вахтовиков, чел (согласно тому 6 ПОС)	Потребность воды, м <sup>3</sup> /с (согласно тому 6, ПОС)	Концентрации загрязняющих веществ в хозяйственно-бытовых стоках, мг/л
Взвешенные вещества	65	258 чел	5,6 м <sup>3</sup> /сут	31,31 мг/л
БПК неосветленной жидкости	60			28,9 мг/л
Азот аммонийных солей	10,5			5,06 мг/л
Фосфор общий	2,5			1,2 мг/л

1) Взвешенные вещества:

На 1 человека приходится 65 г/сут за 24 часа, а за 8 часов – 21,67 г/сут;  
 $(21,67 \text{ г/сут} * 258 \text{ чел} * 5,6 \text{ м}^3/\text{с}) / 1000 = 31,31 \text{ мг/л}$ .

2) БПК неосветленной жидкости:

На 1 человека приходится 60 г/сут за 24 часа, а за 8 часов – 20 г/сут;  
 $(20 \text{ г/сут} * 258 \text{ чел} * 5,6 \text{ м}^3/\text{с}) / 1000 = 28,9 \text{ мг/л}$ .

3) Азот аммонийных солей:

На 1 человека приходится 10,5 г/сут за 24 часа, а за 8 часов – 3,5 г/сут;  
 $(3,5 \text{ г/сут} * 258 \text{ чел} * 5,6 \text{ м}^3/\text{с}) / 1000 = 5,06 \text{ мг/л}$ .

4) Фосфор общий:

На 1 человека приходится 2,5 г/сут за 24 часа, а за 8 часов – 0,83 г/сут;  
 $(0,83 \text{ г/сут} * 258 \text{ чел} * 5,6 \text{ м}^3/\text{с}) / 1000 = 1,2 \text{ мг/л}$ .

## Приложение С

### Расчет объема дождевых сточных вод с территории площадки на период строительства

Расчет расходов поверхностных вод произведен на основании:

1. СП 131.13330.2012 «Строительная климатология»;
2. СП 32.13330.2012 «Канализация. Наружные сети и сооружения»;
3. Методические пособие. Рекомендации по расчету систем сбора, отведения и очистки поверхностного стока селитебных территорий, площадок предприятий и определению условий выпуска его в водные объекты» (ФГУП «НИИ ВОДГЕО»).

Объем дождевой сточной воды от расчетного дождя  $W_{оч}$ , отводимого на очистные сооружения, определяется по формуле:

$$W_{оч} = 10 \times h_a \times \psi_{mid} \times F, \quad (1)$$

где 10 – переводной коэффициент;

$h_a$  – максимальный суточный слой осадков за дождь. Сток от которого подвергается очистке в полном объеме, мм (среднее значение слоя осадков 45 мм, принят по тому 8.1, раздел 3.2.4.)

$\psi_{mid}$  – коэффициент стока для расчетного дождя определяется, как средневзвешенное значение в зависимости от постоянных значений коэффициента стока  $\psi_i$  для разного вида поверхностей по таблице 14 СП 32.13330.2012 и составит для грунтовых поверхностей 0,2;

$F$  – площадь стока (по данным тома 2, раздел 5);

Таблица 1 – Исходные данные для проведения расчета

Наименование	Показатель*	Коэффициент стока**
		постоянный
Дожимная компрессорная станция (ДКС) УКПГ		
общая площадь строительства, га	3,7437	0,2

\*- площадь принята согласно тома 2, раздел 5;  
 \*\*- коэффициент стока принят равным 0,2 в соответствии с таблицей 14 [2] как для грунтовых поверхностей

*Расчет дождевых сточных вод с площадки ДКС УКПГ*

$$W_{оч} = 10 \times 45 \times 0,2 \times 3,7437 = 336,93 \text{ м}^3,$$

$$336,93 \text{ м}^3 / 24 \text{ часа} = 14,04 \text{ м}^3/\text{час}.$$

Расчет качественной характеристики поверхностного стока с территории площадки

Удельное количество загрязнений в поверхностном стоке принимается в зависимости от характера поверхности водосбора и, в соответствии с п. 4.2.1 [3] определяется расчетом как средневзвешенная величина по формуле:

$$C_{ср} = \frac{\sum_{i=1}^n C_i \cdot F_i}{\sum_{i=1}^n F_i}$$

где  $C_i$  - концентрация загрязняющих веществ в поверхностных сточных водах, отводимых с различных площадей стока, мг/л, принимается по таблице 2 [3];

$F_i$  - площадь водосбора учитываемых поверхностей, га.

В производственно-дождевом стоке концентрации загрязняющих веществ составят:

- взвешенные вещества

$$C_{ср} = (3,7437 \cdot 2000) / 3,7437 = 2000 \text{ мг/л};$$

- нефтепродукты

$$C_{ср} = (3,7437 \cdot 70) / 3,7437 = 70 \text{ мг/л};$$


- БПК<sub>20</sub>

$$C_{ср} = (3,7437 \cdot 30) / 3,7437 = 30 \text{ мг/л}.$$

## Приложение Т

### Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и разрешение об установлении нормативов выбросов

#### Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

**УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
(РОСПРИРОДНАДЗОРА)  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ  
АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ**

(Управление Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу)

Мира ул., д. 40, г. Салехард, ЯНАО, 629008  
т. (34922) 4-51-30, 4-18-68 ф. (34922) 4-18-68  
E-mail: rpn89@rpn.gov.ru  
www.89.rpn.gov.ru

№ \_\_\_\_\_

на № \_\_\_\_\_ Экз. № 1

### Разрешение на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

На основании приказа Управления Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу от 29 декабря 2018г. № 43.14 -п.

обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

628486, РФ, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20

ОГРН 1028601441978, ИНН 8608048498

*для юридического лица - полное наименование, организационно-правовая форма, место нахождения, государственный регистрационный номер записи о создании юридического лица; идентификационный номер налогоплательщика;*

*для индивидуального предпринимателя - фамилия, имя и (в случае, если имеется) отчество индивидуального предпринимателя, место его жительства, данные документа, удостоверяющего его личность, основной государственный регистрационный номер записи о государственной регистрации индивидуального предпринимателя, идентификационный номер налогоплательщика*

**разрешается в период с «29» декабря 2018г. по «28» декабря 2025г.**  
осуществлять выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух.


Перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ, разрешенных к выбросу в атмосферный воздух стационарными источниками объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз – производственные площадки, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Тазовского района, Пяяхинского месторождения, Пяяхинского ЛУ – площадки №№ 1-9; Находкинский газовый промысел, Находкинский ЛУ – площадки №№ 10-18; Южно-Мессояхский ЛУ - площадки №№ 19-20; Хальмертаунтинский ЛУ - площадки №№ 21-23; Салекатский ЛУ - площадки №№ 24-26; Варейский ЛУ - площадка № 27;

*(наименования отдельных производственных территорий; фактический адрес осуществления деятельности)*


условия действия разрешения на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух по конкретным источникам и веществам указаны в приложениях № 1, № 2, № 3 (на 75 листах) к настоящему разрешению, являющихся его неотъемлемой частью.

Дата выдачи разрешения: «29» декабря 2018г.

Врио руководителя Управления  
Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому  
автономному округу



М.П.



подпись

В.М. Оречков



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ (РОСПРИРОДНАДЗОРА)  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ**

**ПРИКАЗ**

г. САЛЕХАРД

29.12.2018

№ 1324-П

**О выдаче разрешения на выброс загрязняющих веществ  
в окружающую среду обществу с ограниченной ответственностью  
«ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»  
(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)**

Руководствуясь п. 4.18 Положения об Управлении Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по Ямало-Ненецкому автономному округу, утвержденного приказом Росприроднадзора от 25 августа 2016г. № 554, на основании заявления ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» на получение разрешения на выброс загрязняющих веществ и прилагаемых к нему документов, **п р и к а з ы в а ю:**

1. Выдать ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ОГРН 1028601441978 ИНН 8608048498) разрешение на выброс загрязняющих веществ в окружающую среду в пределах установленных нормативов предельно допустимых выбросов стационарными источниками объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз – производственные площадки, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Тазовского района, Пяяхинского месторождения, Пяяхинского ЛУ – площадки №№ 1-9; Находкинский газовый промысел, Находкинский ЛУ – площадки №№ 10-18; Южно-Мессояхский ЛУ - площадки №№ 19-20; Хальмерпаютинский ЛУ - площадки №№ 21-23; Салекаптский ЛУ - площадки №№ 24-26; Варейский ЛУ - площадка № 27;

2. Выданное Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор) по Ямало-Ненецкому автономному округу на основании приказа № 63-п от 12.02.2016г. разрешение № 15 от 12.02.2016г. считать недействительным.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа оставляю за собой.

Врио руководителя



В.М. Оречков



ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ  
ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
(РОСПРИРОДНАДЗОРА)  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ  
АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ  
(Управление Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому  
автономному округу)

Мира ул., д. 40, г. Салехард, ЯНАО, 629008  
т. (34922) 4-51-30, 4-18-68 ф. (34922) 4-18-68  
E-mail: rpn89@rpn.gov.ru  
www.89.rpn.gov.ru

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная  
Сибирь»

Прибалтийская ул. 20,  
г. Когалым, ХМАО-Югра, РФ,  
628486

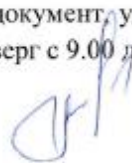
29.12.2018 № 8321  
на № 06/2-12-383Я от 05.12.2018

Настоящим сообщаем, что по результатам рассмотрения Проекта нормативов ПДВ для ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТПП «Ямалнефтегаз» Тазовский район) (далее – Заявитель), Управлением принято решение об установлении нормативов выбросов вредных (загрязняющих) веществ приказом Управления от 29 декабря 2018 № 1323 -п.

В соответствии с п. 50 Административного регламента Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по предоставлению государственной услуги по установлению предельно допустимых выбросов и временно согласованных выбросов, утвержденного приказом Минприроды России от 29.09.2015 № 414, заверенная копия приказа территориального органа Росприроднадзора об установлении ПДВ выдается Заявителю, либо представителю, выступающему от имени Заявителя, лично, либо по истечении 30 рабочих дней после их подписания направляется Заявителю по почте.

Приказ Управления об установлении ПДВ необходимо получить по адресу: г. Салехард, ул. Мира, 40. Уполномоченному лицу необходимо иметь при себе доверенность на получение материалов и документов, удостоверяющий личность. Выдача документов осуществляется вторник и четверг с 9.00 до 12.00.

Врио руководителя



В.М. Оречков

Христофорова Наталья Александровна  
8 (34922) 4-42-89



Приложение <\*> № 1  
к разрешению на выброс вредных (загрязняющих) веществ  
в атмосферный воздух от 29 декабря 2018г.  
выданному Управлением Росприроднадзора по ЯНАО

наименование территориального органа Росприроднадзора

Экз, № 1

Перечень и количество  
вредных (загрязняющих) веществ, разрешенных к выбросу в атмосферный воздух

общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

наименование юридического лица или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя

по

производственным площадкам ТПП «Ямалнефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

наименование отдельной производственной территории

Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, Пяяхинское месторождение, Пяяхинский ЛУ – площадки №№ 1-9; Находкинский газовый промысел, Находкинский ЛУ – площадки №№ 10-18; Южно-Мессояхский ЛУ - площадки №№ 19-20; Хальмерпаутинский ЛУ - площадки №№ 21-23; Салекаптский ЛУ - площадки №№ 24-26; Варейский ЛУ - площадка № 27

фактический адрес осуществления деятельности

<\*> Является неотъемлемой частью разрешения на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, выдаваемого территориальным органом Росприроднадзора.

<1> Вредные (загрязняющие) вещества и показатели их выбросов, не включенные в Приложение к разрешению на выброс вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух "Перечень и количество вредных (загрязняющих) веществ, разрешенных к выбросу в атмосферный воздух", не являются разрешенными к выбросу в атмосферный воздух.

№ п/п	Наименование вредного (загрязняющего) вещества	Класс опасности вредного (загрязняющего) вещества (I - IV)	Разрешенный выброс вредного (загрязняющего) вещества в пределах утвержденных нормативов ПДВ										Разрешенный выброс вредного (загрязняющего) вещества в пределах установленных ВСВ											
			г/с	т/г	с разбивкой по годам, т										г/с	т/г	с разбивкой по годам, т							
					2018г.	2019г.	2020г.	2021г.	2022г.	2023г.	2024г.	2025г.	2018	2019			2020	2021	2022	2023	2024	2025		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	0110	Ванадия пяти оксид	1	0,0003969	0,00072	0,00072	0,037641	0,037641	0,037641	0,037641	0,037641	0,037641	0,037641	0,037641	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2	2902	диоксида железа (железа оксид) /в пересчете на железо/	3	0,0473686	0,251845	0,251845	0,275472	0,289861	0,289861	0,289861	0,289861	0,289861	0,289861	0,289861	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	0143	Марганец и его соединения	2	0,0007476	0,005478	0,005478	0,00597	0,006289	0,006289	0,006289	0,006289	0,006289	0,006289	0,006289	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	0146	Медь, оксид меди, сульфат меди, хлорид меди (в пересчете на медь)	2	0,0000837	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	0,000024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	0203	Хром (Cr 6+)	1	0,000038	0,000042	0,000042	0,000043	0,000044	0,000044	0,000044	0,000044	0,000044	0,000044	0,000044	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	0301	Азота диоксид	3	921,2551194	2001,910555	2001,910555	2224,946127	2924,521427	2968,640081	2956,608199	2950,148979	2951,251413	2968,27449	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

7	0302	Азотная кислота	2	0,00025	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	0,000056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	0303	Аммиак	4	0,1694532	1,677613	1,677613	1,874973	2,072331	2,269691	2,467049	2,664407	2,861767	3,059125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	0304	Азота бисид	3	149,6966477	325,267152	325,267152	361,505751	475,184005	482,353298	480,398118	479,348494	479,527639	482,293889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	0316	Хлористый водород	2	0,0036633	0,006342	0,006342	0,176661	0,176661	0,176661	0,176661	0,176661	0,176661	0,176661	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	0322	Серная кислота	2	0,0000133	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	0,000003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	2902	Углерод (Сажа)	3	1510,592004	3351,939911	3351,939911	3469,041409	3407,596775	3151,163204	2924,946559	2803,217342	2823,269108	3141,832994	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13	0330	Серы диоксида	3	1,258984	0,910903	0,910903	1,014685	1,196228	1,22225	1,248272	1,274294	1,300316	1,326339	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	0333	Сероводород	2	0,0085077	0,082142	0,082142	0,091805	0,101469	0,111131	0,120793	0,130455	0,140117	0,149779	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
15	0337	Углерода оксид	4	10478,72497	40921,23863	40921,23863	43059,89877	46509,43593	44409,99229	42524,94689	41510,63005	41677,82139	44332,61375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	0342	Фториды газообразные (гидрофторид, кремний фторид) (в паровом виде)	2	0,0077022	0,016231	0,016231	0,371293	0,371467	0,371467	0,371467	0,371467	0,371467	0,371467	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	0344	Фториды твердые	2	0,000254	0,00111	0,00111	0,00119	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	0,00125	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	0410	Метан		1462,032025	6011,005882	6011,005882	8102,946598	10850,26669	12027,95591	11877,66936	11805,8463	11840,49184	12099,30122	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
19	0415	Углеводороды предельные C1-C5 (исключая метан)	4	751,2859589	1756,78416	1756,78416	1819,510287	1773,209711	1677,817216	1585,913636	1536,459491	1544,605702	1674,026687	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
20	0416	Углеводороды предельные C6-C10	3	16,5257795	417,071762	417,071762	419,459241	419,126818	427,732438	426,509256	425,85105	425,959472	427,681989	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
21	0602	Бензол	2	0,346235	15,324416	15,324416	15,428997	15,471486	15,800461	15,800461	15,800461	15,800461	15,800461	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	0616	Диметилбензол (ксилол) (смесь мета-, орто- и параизомеров)	3	0,7275699	8,447241	8,447241	8,72654	8,957288	9,166607	9,330505	9,494403	9,658301	9,822197	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23	0621	Метилбензол (Толуол)	3	0,4903478	13,767181	13,767181	14,169225	14,491981	14,943449	15,21105	15,47865	15,746251	16,013852	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	0627	Этилбензол (стирол)	3	0,03029	0,300039	0,300039	0,335338	0,370637	0,405935	0,441235	0,476533	0,511831	0,547131	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	0703	Бензапирен	1	0,0000164	0,000015	0,000015	0,000017	0,000017	0,000016	0,000016	0,000015	0,000015	0,000016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26	0906	Тетрахлорметан	2	0,000986	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	0,002592	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
27	1023	2,2- Оксидизтанол	4	0,0041349	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	0,444588	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
28	1052	Спирт метиловый	3	5,2084351	42,059676	42,059676	49,027879	55,5955	56,175334	56,175334	56,175334	56,175334	56,175334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

29	1061	Спирт этиловый	4	0,0232352	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	0,015534	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	1325	Формальдегид	2	0,0963348	0,313053	0,313053	0,351699	0,393307	0,428991	0,464675	0,500359	0,536043	0,571727	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	1401	Ацетон	4	0,0060239	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	0,006543	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	2704	Бензин (нефтяной, малосернистый в пересчете на углерод)	4	0,0044264	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	0,032082	-	-	-	-	-	-	-	-	-
33	2732	Керосин		1,5771429	0,243467	0,243467	0,317524	0,465638	0,465638	0,465638	0,465638	0,465638	0,465638	-	-	-	-	-	-	-	-	-
34	2735	Минеральное масло		0,2366358	2,130062	2,130062	2,134575	2,14193	2,14418	2,14418	2,14418	2,14418	2,14418	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	2752	Уайт-спирит		0,50975	3,604245	3,604245	3,702939	3,762636	3,762636	3,762636	3,762636	3,762636	3,762636	-	-	-	-	-	-	-	-	-
36	2754	Углеводороды предельные C12-C19	4	9,8485033	431,652675	431,652675	436,81622	438,567597	444,056124	444,056124	444,056124	444,056124	444,056124	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37	2902	Взвешенные вещества	3	0,2555933	0,71074	0,71074	0,7214	0,728248	0,728248	0,728248	0,728248	0,728248	0,728248	-	-	-	-	-	-	-	-	-
38	2907	Пыль неорганическая с содержанием кремния более 70 процентов	3	0,2764819	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	1,95135	-	-	-	-	-	-	-	-	-
39	2908	Пыль неорганическая с содержанием кремния 20-70 процентов	3	0,0002403	0,001083	0,001083	4,988833	6,764258	7,00086	7,00086	7,00086	7,00086	7,00086	-	-	-	-	-	-	-	-	-
40	2902	Взвешенные вещества (Пыль абразивная)		0,0064	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	0,005518	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ИТОГО:				X	55309,183	55309,183	60000,337	66913,763	65707,677	63339,751	62074,996	62307,156	65690,990	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ответственный исполнитель



Н.А. Христофорова

&lt;\*&gt; В строке "ИТОГО" указываются валовые выбросы (т/г) в целом по отдельной производственной территории

## Приказ об установлении нормативов выбросов



**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ  
УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ  
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ (РОСПРИРОДНАДЗОР)  
ПО ЯМАЛО-НЕНЕЦКОМУ АВТОНОМНОМУ ОКРУГУ**

**ПРИКАЗ**

г. САЛЕХАРД

29.12.2018

№ 1323-П

**об установлении нормативов выбросов**

вредных (загрязняющих) веществ (за исключением радиоактивных) в атмосферный воздух стационарных источников выбросов, находящихся на объектах хозяйственной и иной деятельности, подлежащих федеральному государственному экологическому надзору

Нормативы предельно допустимых выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух

**УСТАНОВЛЕННЫ**

обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

общество с ограниченной ответственностью

628486, РФ, ХМАО-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, 20

**ОГРН** 1028601441978

Полное наименование, организационно-правовая форма, место нахождения, государственный регистрационный номер записи о регистрации юридического лица, индивидуального предпринимателя

**ИНН** 8608048498

Идентификационный номер налогоплательщика

для объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз – производственные площадки, расположенных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа, Тазовского района, Пякяхинского месторождения, Пякяхинского ЛУ – площадки №№ 1-9; Находкинский газовый промысел, Находкинский ЛУ – площадки №№ 10-18; Южно-Мессояхский ЛУ - площадки №№ 19-20; Хальмерпаяотинский ЛУ - площадки №№ 21-23; Салекаттский ЛУ - площадки №№ 24-26; Варейский ЛУ - площадка № 27,

**на период с «29» декабря 2018 г. по «28» декабря 2025 г.**

Нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух по конкретным источникам и веществам прилагаются на 68 листах и являются неотъемлемой частью настоящего приказа.

Нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух по веществам по хозяйствующему субъекту в целом прилагаются на 3 листах и являются неотъемлемой частью настоящего приказа.

Врио руководителя



В.М. Оречков

Экз. № 1

**УСТАНОВЛЕННЫ**

Приказом Управления Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу от 29.02.2018 № 1323-п

Врио руководителя Управления В.М. Оревкин

Нормативы выбросов вредных (загрязняющих) веществ  
в атмосферный воздух по конкретным источникам и веществам

**общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

*наименование хозяйствующего субъекта или фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя*

по **производственным площадкам ТПП «Ямалнефтегаз ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

*наименование отдельной производственной территории*

**Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, Пякихинское месторождение, Пякихинский ЛУ – площадки №№ 1-9; Находкинский газовый промысел, Находкинский ЛУ – площадки №№ 10-18; Южно-Мессояхский ЛУ - площадки №№ 19-20; Хальмерпаютинский ЛУ - площадки №№ 21-23;**

**Салепкапский ЛУ - площадки №№ 24-26; Варейский ЛУ - площадка № 27**

*фактический адрес осуществления деятельности*

Норматив выбросов

№ п/п	Пр-во, шек, участка	№ инст.	Существующее положение 2018 год																										
			2019 год			2020 год			2021 год			2022 год			2023 год			2024 год			2025 год								
			г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св	г/с	т/г	пдв/св			
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	27			
Вещество 0110 Вода из водопровода																													
1	Площадка ТППО	0173	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0003969	0,000720	ПДВ
2	Площадка нефтесборки	0182	-----	-----	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ	0,0023415	0,036921	ПДВ
Всего по ЗВ:			0,0003969	0,000720	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ	0,0027384	0,037641	ПДВ
Вещество 2902 Выхлопные вещества (диоксида триоксида, (железа оксид) (в пересчете на железо))																													
1	БТО: Блок развозной-	0138	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ	0,0101847	0,039551	ПДВ
2	БТО: Блок ремонтно-	0055	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ	0,0092200	0,044356	ПДВ
3	Участки Ущелья	0637	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ	0,0060750	0,111179	ПДВ

27	1052	Сверх инвальный	3	7,208403	42,01990	ПДВ	6,146699	48,02788	ПДВ	7,075402	55,5955	ПДВ	7,592544	56,17533	ПДВ	7,592544	56,17533	ИДВ	7,592544	56,17533	ПДВ	7,592544	56,17533	ПДВ			
28	1001	Сверх инвальный	4	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ	0,023235	0,015534	ПДВ			
29	1321	Феррилолитес	2	0,096135	0,313653	ПДВ	0,104699	0,351699	ПДВ	0,111825	0,395307	ПДВ	0,121428	0,428991	ПДВ	0,12503	0,464675	ПДВ	0,128633	0,590359	ПДВ	0,132235	0,536943	ПДВ			
30	1401	Линтон	4	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ	0,006024	0,006543	ПДВ			
31	2704	Велтон (вафельный, полимерный) в пересчете на 1 кг сырья	4	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ	0,004426	0,032082	ПДВ			
32	2712	Кардон		1,577143	0,243467	ПДВ	1,695429	0,317924	ПДВ	1,92	0,465638	ПДВ	1,92	0,465638	ПДВ	1,92	0,465638	ПДВ	1,92	0,465638	ПДВ	1,92	0,465638	ПДВ			
33	2715	Микрополиамид		0,236636	2,130903	ПДВ	0,272	2,134575	ПДВ	0,339513	2,14193	ПДВ	0,357007	2,14418	ПДВ	0,357007	2,14418	ПДВ	0,357007	2,14418	ПДВ	0,357007	2,14418	ПДВ			
34	2732	Уайт-спорт		0,50975	3,604245	ПДВ	0,572188	3,702939	ПДВ	0,634625	3,762636	ПДВ	0,634625	3,762636	ПДВ	0,634625	3,762636	ПДВ	0,634625	3,762636	ПДВ	0,634625	3,762636	ПДВ			
35	2734	Утеплитель пенополиуретан СИ-С79	4	9,848503	431,6527	ПДВ	10,19602	436,8162	ПДВ	10,27165	438,5676	ПДВ	10,53046	444,0561	ПДВ	10,53046	444,0561	ПДВ	10,53046	444,0561	ПДВ	10,53046	444,0561	ПДВ			
36	2902	Воскештис целестал	3	0,255593	0,71074	ПДВ	0,273102	0,7214	ПДВ	0,29061	0,728248	ПДВ	0,29061	0,728248	ПДВ	0,29061	0,728248	ПДВ	0,29061	0,728248	ПДВ	0,29061	0,728248	ПДВ			
37	2907	Паль инвортановеска с содержанием металла в количестве более 70 процентов	3	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ	0,276482	1,95135	ПДВ			
38	2908	Паль инвортановеска с содержанием металла в количестве 20-70 процентов	3	0,00024	0,001083	ПДВ	1,339718	4,988833	ПДВ	2,29718	6,764298	ПДВ	2,507169	7,00086	ПДВ	2,507169	7,00086	ПДВ	2,507169	7,00086	ПДВ	2,507169	7,00086	ПДВ			
39	2902	Воскештис целестал (Паль абразивная)		0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ	0,0064	0,005518	ПДВ			
ИТОГО:				x	65308,74	ПДВ	x	99909,89	ПДВ	x	66913,32	ПДВ	x	65707,23	ПДВ	x	63319,51	ПДВ	x	62076,55	ПДВ	x	62306,71	ПДВ	x	65690,35	ПДВ
в том числе тырвал:				x	3354,868	ПДВ	x	3477,029	ПДВ	x	3417,381	ПДВ	x	3163,184	ПДВ	x	2934,968	ПДВ	x	2833,238	ПДВ	x	2833,29	ПДВ	x	3151,854	ПДВ
Жидкие/твердые:				x	51953,87	ПДВ	x	58522,86	ПДВ	x	63495,94	ПДВ	x	62546,05	ПДВ	x	60404,34	ПДВ	x	59261,31	ПДВ	x	59473,42	ПДВ	x	62538,69	ПДВ

Ответственный исполнитель



Н.А. Христофорова

## Приложение У

## Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Таблица У.1 – Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
<b>Площадка: 3 УКПГ существующая площадка (дополнительно к существующим выбросам факельной установки подготовки газа от площадки ДКС)</b>																				
37 Факельная система существующая	0200 Факел залп ДКС (сброс с фильтр-сепараторов)	1	1	Факел залп ДКС	0098	114,33	8,19	11,865	625,046	1681	900	495	900	495	0	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	7,3670508	84,357519565	0,040727
	0201 Факел залп ДКС (с поз.2)	1	2													0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	7,1828745	82,248581232	0,039710
	0202 Факел залп ДКС (при пуске)	1	2													0328	Углерод (Сажа)	12,278418	140,59586594	0,067880
	0203 Факел залп ДКС (при остановке)	1	2													0337	Углерод оксид	122,78418	1405,9586594	0,678802
	0204 Факел залп ДКС (оставш газ)	1	1													0410	Метан	3,0696045	35,148966485	0,016970
<b>Площадка: 14 ДКС проектируемые</b>																				
1 Площадка очистки газа (поз.1)	0003 Свеча продувочная	1	24	Свеча продувочная (залп)	0226	11,00	0,05	1,528	0,003	20	438	851	438	851	0	0410	Метан	2,0604088	737118,16654	0,474718
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,5573046	199377,59194	0,128403
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0033212	1188,1704517	0,000765
1 Площадка очистки газа (поз.1)	0003 Свеча продувочная	1	24	Свеча продувочная (залп)	0227	11,00	0,05	1,528	0,003	20	448	851	448	851	0	0410	Метан	2,0604088	737118,16654	0,474718
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,5573046	199377,59194	0,128403
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0033212	1188,1704517	0,000765
1 Площадка очистки газа (поз.1)	0003 Свеча продувочная	1	24	Свеча продувочная (залп) резерв	0228	11,00	0,05	1,528	0,003	20	459	851	459	851	0	0410	Метан	2,0604088	737118,16654	0,474718
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,5573046	199377,59194	0,128403
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0033212	1188,1704517	0,000765
1 Площадка очистки газа (поз.1)	0002 ФС	1	8760	Неорганизованный выброс	6072	2,00	0,00	0,000	0,000	0	434	850	464	850	13	0410	Метан	0,0007124	0,000000000	0,022452
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0002420	0,000000000	0,007640
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0001681	0,000000000	0,005302

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м3/с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м3	т/год
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000039	0,0000000000	0,000124	
															2754	Алканы С12-С19 (Углеводороды предельные С12-С19)	0,0001115	0,0000000000	0,003517	
2 Установка подг.газа на собств.нужды (поз.2)	0004 ПК, ФС	1	8760	Вентсистема	0229	3,50	0,32	0,770	0,060	20	470	812	470	812	0	0410	Метан	0,0006689	11,965061050	0,021105
															0415	Смесь предельных углеводородов С1Н4-С5Н12	0,0001340	2,3969474969	0,004256	
															0416	Смесь предельных углеводородов С6Н14-С10Н22	0,0000224	0,4006837607	0,000708	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000008	0,0143101343	0,000026	
															2754	Алканы С12-С19 (Углеводороды предельные С12-С19)	0,0000139	0,2486385836	0,000437	
2 Установка подг.газа на собств.нужды (поз.2)	0005 Свеча продувочная	1	1	Свеча продувочная (залп)	0230	5,00	0,05	4,074	0,008	20	466	810	466	810	0	0410	Метан	5,4944234	737118,15760	0,013187
															0415	Смесь предельных углеводородов С1Н4-С5Н12	1,4861457	199377,60535	0,003567	
															0416	Смесь предельных углеводородов С6Н14-С10Н22	0,0088567	1188,1928113	0,000021	
3 Установка компрес.агрегатов (поз.3)	0006 ГПА	1	8760	Труба выхлопная	0231	20,10	3,40	22,249	202,000	445	390	817	390	817	0	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	2,8600000	37,237152286	90,19300
															0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	2,7885000	36,306223479	87,93800	
															0337	Углерод оксид	5,1000000	66,401914916	160,8340	
3 Установка компрес.агрегатов (поз.3)	0008 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп)	0232	5,00	0,05	100,331	0,197	20	390	822	390	822	0	0410	Метан	124,92657	680602,56908	2,901241
															0415	Смесь предельных углеводородов С1Н4-С5Н12	23,957945	130523,38353	0,556649	
															0416	Смесь предельных углеводородов С6Н14-С10Н22	0,3216345	1752,2714062	0,007466	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0666382	363,04629144	0,001546	
3 Установка компрес.агрегатов (поз.3)	0009 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп)	0233	10,00	0,15	11,148	0,197	20	430	908	430	908	0	0410	Метан	130,03468	708431,65852	3,006548



Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	35,172115	191618,40975	0,813219	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,2096075	1141,9459939	0,004846	
3 Установка компрес.агрегатов (поз.3)	0010 ПК, ФС	1	8760	Неорганизованный выброс	6073	2,00	0,00	0,000	0,000	0	385	819	410	819	7	0410	Метан	0,0002240	0,0000000000	0,007070
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0000610	0,0000000000	0,001910	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0000004	0,0000000000	0,000012	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000220	0,0000000000	0,000694	
4 Установка компрес.агрегатов (поз.4)	0006 ГПА	1	8760	Труба выхлопная	0234	20,10	3,40	22,249	202,000	445	390	782	390	782	0	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	2,8600000	37,237152286	90,19300
															0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	2,7885000	36,306223479	87,93800	
															0337	Углерод оксид	5,1000000	66,401914916	160,8340	
4 Установка компрес.агрегатов (поз.4)	0008 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп)	0235	5,00	0,05	100,331	0,197	20	390	787	390	787	0	0410	Метан	124,92657	680602,56908	2,901241
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	23,957945	130523,38353	0,556649	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,3216345	1752,2714062	0,007466	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0666382	363,04629144	0,001546	
4 Установка компрес.агрегатов (поз.4)	0009 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп)	0236	10,00	0,15	11,148	0,197	20	433	908	433	908	0	0410	Метан	130,03468	708431,65852	3,006548
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	35,172115	191618,40975	0,813219	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,2096075	1141,9459939	0,004846	
4 Установка компрес.агрегатов (поз.4)	0010 ПК, ФС	1	8760	Неорганизованный выброс	6074	2,00	0,00	0,000	0,000	0	385	784	410	784	7	0410	Метан	0,0002240	0,0000000000	0,007070
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0000610	0,0000000000	0,001910	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0000004	0,0000000000	0,000012	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000220	0,0000000000	0,000694	

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
5 Установка компрес.агрегатов (поз.5)	0006 ГПА	1	8760	Труба выхлопная резерв	0237	20,10	3,40	22,249	202,000	445	390	747	390	747	0	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	2,8600000	37,237152286	90,19300
																0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	2,7885000	36,306223479	87,93800
																0337	Углерод оксид	5,1000000	66,401914916	160,8340
5 Установка компрес.агрегатов (поз.5)	0008 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп) резерв	0238	5,00	0,05	100,331	0,197	20	390	752	390	752	0	0410	Метан	124,92657	680602,56908	2,901241
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	23,957945	130523,38353	0,556649
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,3216345	1752,2714062	0,007466
																1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0666382	363,04629144	0,001546
5 Установка компрес.агрегатов (поз.5)	0009 Свеча продувочная	1	2	Свеча продувочная (залп) резерв	0239	10,00	0,15	11,148	0,197	20	435	908	435	908	0	0410	Метан	130,03468	708431,65852	3,006548
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	35,172115	191618,40975	0,813219
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,2096075	1141,9459939	0,004846
5 Установка компрес.агрегатов (поз.5)	0010 ПК, ФС	1	8760	Неорганизованный выброс резерв	6075	2,00	0,00	0,000	0,000	0	385	749	410	749	7	0410	Метан	0,0002240	0,000000000	0,007070
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0000610	0,000000000	0,001910
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0000004	0,000000000	0,000012
																1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000220	0,000000000	0,000694
9 Установка охлаждения газа (поз.9)	0013 Свеча продувочная	1	1	Свеча продувочная (залп)	0240	8,00	0,05	159,410	0,313	20	467	750	467	750	0	0410	Метан	824,16350	2826012,0838	6,171336
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	222,92185	764386,98848	1,669239
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	1,3284983	4555,3488267	0,009948
9 Установка охлаждения газа (поз.9)	0011 ФС	1	8760	Неорганизованный выброс	6076	2,00	0,00	0,000	0,000	0	466	774	481	774	15	0410	Метан	0,0005980	0,000000000	0,018850
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0001620	0,000000000	0,005100

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0000010	0,0000000000	0,000031	
12 Установка дренажных емкостей (поз.12)	0014 Емкость дренажная	1	8760	Свеча дыхательная	0241	3,00	0,05	1,528	0,003	20	411	848	411	848	0	0410	Метан	0,0033610	1202,4090354	0,000045
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0051306	1835,4893772	0,000068	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0142464	5096,6974358	0,000189	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0003361	120,24090354	0,000004	
															2754	Алканы C12-C19 (Углеводороды предельные C12-C19)	0,0095136	3403,5223443	0,000126	
12 Установка дренажных емкостей (поз.12)	0015 Емкость дренажная	1	8760	Свеча дыхательная	0242	3,00	0,05	1,528	0,003	20	416	848	416	848	0	2735	Масло минеральное нефтяное	0,0018525	662,73809523	0,000005
12 Установка дренажных емкостей (поз.12)	0012 ПК, ФС, насос	1	8760	Неорганизованный выброс	6077	2,00	0,00	0,000	0,000	0	402	848	419	848	10	0410	Метан	0,0013990	0,0000000000	0,044136
															0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0021370	0,0000000000	0,067379	
															0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0059323	0,0000000000	0,187082	
															1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0141770	0,0000000000	0,447087	
															2735	Масло минеральное нефтяное	0,0050240	0,0000000000	0,158437	
															2754	Алканы C12-C19 (Углеводороды предельные C12-C19)	0,0039615	0,0000000000	0,124931	
14 Сети внутриплощадочные	0016 ППУ	1	216	Труба выхлопная	0244	4,00	0,20	9,231	0,290	200	475	856	475	856	0	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0215338	128,65337122	0,016863
															0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0209955	125,43730579	0,016441	
															0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0435512	260,19600353	0,034104	
															0337	Углерод оксид	0,0615068	367,47147151	0,048165	
															0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000000	0,0002117955	0,000000	

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Номер источника выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год					скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
14 Сети внутриплощадочные	0001 ФС	1	8760	Неорганизованный выброс	6071	2,00	0,00	0,000	0,000	0	427	831	427	746	12	0410	Метан	0,0012531	0,0000000000	0,039504
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0003410	0,0000000000	0,010732
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0000067	0,0000000000	0,000210
																1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0003741	0,0000000000	0,011798
																2735	Масло минеральное нефтяное	0,0000030	0,0000000000	0,000095
																2754	Алканы C12-C19 (Углеводороды предельные C12-C19)	0,0000031	0,0000000000	0,000096
26 Емкость пром.сточных вод (поз.26)	0016 Емкость	1	8760	Вентиляционная труба	0243	2,10	0,10	0,382	0,003	20	449	811	449	811	0	0410	Метан	0,0000001	0,0357753358	0,000000
																0415	Смесь предельных углеводородов C1H4-C5H12	0,0000144	5,1516483516	0,000002
																0416	Смесь предельных углеводородов C6H14-C10H22	0,0004565	163,31440781	0,000075
																1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0002287	81,818192918	0,000033

Таблица У.2 – Параметры источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период строительства

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Количество источников под одним номером	Номер источника выброса	Номер режима (стадии) выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год							скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	23	24	25	26	27
<b>Площадка: 15 ДКС СМР</b>																						
1 Строительство объектов	08 ДЭС	1	15840	Труба выхлопная ДЭС	1	5501	1	5	0,15	150,11	2,652598	400	332	812	0,00	0,00	0,00	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,5333333	495,65522	7,632000
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,5200000	483,26387	7,441200
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0694444	64,53840	0,954000
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,1666667	154,89230	2,385000
																		0337	Углерод оксид	0,8611111	800,27669	12,402000
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000017	0,00155	0,000026
																		1325	Формальдегид	0,0166667	15,48926	0,238500
																		2732	Керосин	0,4027778	374,32299	5,724000
1 Строительство объектов	09 ДУ	1	6228	Труба выхлопная АМС	1	5502	1	5	0,15	154,61	2,732176	400	460	731	0,00	0,00	0,00	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,5493333	495,65521	6,320400
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,5356000	483,26385	6,162390
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0715278	64,53846	0,811300
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,1716667	154,89229	1,953250
																		0337	Углерод оксид	0,8869444	800,27664	10,321900
																		0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000017	0,00155	0,000022
																		1325	Формальдегид	0,0171667	15,48926	0,199075
																		2732	Керосин	0,4148611	374,32295	4,792800
1 Строительство объектов	01 Сварочные работы	1	953	Неорг. выброс сварка	1	6501	1	5	0	0	0	0	324	757	478	757	170	0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,0052511	0,00000	0,018016
																		0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0004118	0,00000	0,001413
																		0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0010200	0,00000	0,003499
																		0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0009945	0,00000	0,003412
																		0337	Углерод оксид	0,0125611	0,00000	0,043095
																		0342	Фториды газообразные	0,0008783	0,00000	0,003013
																		0344	Фториды плохо растворимые	0,0003778	0,00000	0,001296
																		2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>	0,0003778	0,00000	0,001296
1 Строительство объектов	02 Пересыпка щебня	1	127	Неорг. выброс пересыпка	1	6502	1	2	0	0	0	0	324	757	478	757	170	2909	Пыль неорганическая: до 20% SiO <sub>2</sub>	0,0670833	0,00000	0,018640
1 Строительство объектов	03 Покрасочные работы	1	2564	Неорг. выброс лакокраска	1	6503	1	2	0	0	0	0	324	757	478	757	170	0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0,1562500	0,00000	2,963813
																		0621	Метилбензол (Толуол)	0,0347222	0,00000	0,639000
																		2752	Уайт-спирит	0,3472222	0,00000	3,156813
																		2902	Взвешенные вещества	0,0375000	0,00000	1,136445

Цех (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Количество источников под одним номером	Номер источника выброса	Номер режима (стадии) выброса	Высота источника выброса (м)	Диаметр устья трубы (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площадного источника (м)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ		
	номер и наименование	количество (шт)	часов работы в год							скорость (м/с)	Объем на 1 трубу (м <sup>3</sup> /с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2		код	наименование	г/с	мг/м <sup>3</sup>	т/год
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	23	24	25	26	27
1 Строительство объектов	05 Зачистка швов	1	320	Неорг. выброс металлообработка	1	6504	1	2	0	0	0	0	324	757	478	757	170	0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,0040000	0,00000	0,004608
																		2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0,0026000	0,00000	0,002995
1 Строительство объектов	04 Заправка топливом	1	15840	Неорг. выброс заправка	1	6505	1	2	0	0	0	0	324	757	478	757	170	0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0003629	0,00000	0,000121
																		2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,1292371	0,00000	0,043211
1 Строительство объектов	06 Автотранспорт	1	15840	Неорг. выброс транспорт	1	6506	1	5	0	0	0	0	324	757	478	757	170	0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,1482984	0,00000	0,186754
	07 Спецтехника	1	15840															0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,1445910	0,00000	0,182085
																		0328	Углерод (Сажа)	0,0759675	0,00000	0,060064
																		0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0307408	0,00000	0,044751
																		0337	Углерод оксид	1,6156207	0,00000	1,685454
																		2732	Керосин	0,2443313	0,00000	0,245855

Таблица У.3 – Существующее положение (ОНВ. Нефтегазоконденсатный промысел Пяяхинское месторождения) из проекта ПДВ

Таблица 2.6.1 - Параметры выбросов загрязняющих веществ на существующее положение (ОНВ: Нефтегазоконденсатный промысел Пяяхинского месторождения) (стр. 105-119 из проекта ПДВ)

Цех (номер и наименование)	Участок (номер и наименование)	Источники выделения загрязняющих веществ			Наименование источника выброса загрязняющих веществ	Количество источников под одним номером	Номер выброса	Номер режима (стадии) выброс	Высота выброса	Диаметр устья (м)	Параметры газовой смеси на выходе из источника выброса			Координаты на карте схеме (м)				Ширина площади источника (м)	Наименование газ очистных у	Коэффициент безопасности газочистки	Средн. экв. / макс степень очистки (%)	Загрязняющее вещество		Выбросы загрязняющих веществ			Валовый выброс по источнику (т/год)	Примечание
		номер и наименование	количество (шт)	работы в год							(м/с)	Объем на 1 трубу (м3/с)	Температура (гр.С)	X1	Y1	X2	Y2					код	наименование	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	27	28	29
		Площадка: 1			Пяяхинский ЛУ, Нефтегазоконденсатный промысел Пяяхинского месторождения, Сборный пункт: УПН, КСНГ, УКПГ, УДиС, ПСП, КОС, НСППД, ПР, БПО, КЭ																							
1 УПН: Площадка входных сепараторов		1 Свеча продувочная от сепаратора СВ1.1	1	0,3000	свеча рассеивания	1	0001	1	6,00	0,05	0,458366	0,000900	20	763	845	763	845	0,00				0410	Метан	0,0001458	173,868132	0,000000	0,000000	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0798133	95178,253561	0,000072	0,000072	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,3050400	363763,614164	0,000275	0,000275	
																						0602	Бензол	0,0118080	14081,172161	0,000011	0,000011	
																						0616	Ксилол	0,0026969	3216,083435	0,000002	0,000002	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0083822	9995,867318	0,000008	0,000008	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,3210027	382799,312576	0,000289	0,000289	
1 УПН: Площадка входных сепараторов		2 Свеча продувочная от сепаратора СВ1.2	1	0,3000	свеча рассеивания	1	0002	1	6,00	0,05	0,458366	0,000900	20	763	837	763	837	0,00				0410	Метан	0,0001458	173,868132	0,000000	0,000000	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0798133	95178,253561	0,000072	0,000072	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,3050400	363763,614164	0,000275	0,000275	
																						0602	Бензол	0,0118080	14081,172161	0,000011	0,000011	
																						0616	Ксилол	0,0026969	3216,083435	0,000002	0,000002	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0083822	9995,867318	0,000008	0,000008	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,3210027	382799,312576	0,000289	0,000289	
1 УПН: Площадка входных сепараторов		3 Сепараторы входные СВ1.1, СВ1.2	2	876,0000	неорганизованный выброс	1	6001	1	6,00	0,00	0,000000	0,000000	0	740	841	761	841	14,00				0410	Метан	0,0000159	0,000000	0,000501	0,000501	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0119231	0,000000	0,376007	0,376007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0960042	0,000000	3,027587	3,027587	
																						0602	Бензол	0,0028416	0,000000	0,089612	0,089612	
																						0616	Ксилол	0,0008089	0,000000	0,025509	0,025509	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0022627	0,000000	0,071357	0,071357	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,1075526	0,000000	3,391778	3,391778	
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		1 Сепараторы нефтегазовые первой ступени С1.1, С1.2	2	876,0000	вентиляционная труба	10	0003	1	17,00	0,50	2,659543	0,522200	20	684	727	704	727	111,00				0410	Метан	0,0343899	7,068040	1,084520	1,084520	
		2 Газосепараторы СГ1.1, СГ1.2	2	876,0000																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0592866	12,184975	1,869666	1,869666	
		3 Отстойники первой ступени О1.1, О1.2	2	876,0000																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2621337	53,875457	8,266647	8,266647	

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	27	28	29
		4 Отстойники второй ступени O2.1, O2.2	2	8760,000 0																			0602	Бензол	0,0086542	1,778669	0,272944	0,272944
		5 Сепараторы нефтегазовые второй ступени C2.1, C2.2	2	8760,000 0																			0616	Ксилол	0,0022478	0,461983	0,070891	0,070891
		6 ЗРА цеха подготовки нефти (№1,2)	178	8760,000 0																			0621	Метилбензол (Толуол)	0,0065601	1,348275	0,206872	0,206872
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2866969	58,923848	9,041276	9,041276
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		7 Свеча продувочная	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0004	1	10,6 6	0,05	0,4074 37	0,0008 00	20	682	680	682	680	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661867	88794,4281 14	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835 165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,7032 97	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,29853 5	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,42261 9	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667 125	0,000240	0,000240
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		8 Свеча продувочная	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0005	1	10,6 6	0,05	0,4074 37	0,0008 00	20	682	690	682	690	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661867	88794,4281 14	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835 165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,7032 97	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,29853 5	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,42261 9	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667 125	0,000240	0,000240
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		9 Свеча продувочная	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0006	1	10,6 6	0,05	0,4074 37	0,0008 00	20	682	402	682	402	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661187	88703,1607 60	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835 165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,7032 97	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,29853 5	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,42261 9	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667 125	0,000240	0,000240
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		10 Свеча продувочная	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0007	1	10,6 6	0,05	0,4074 37	0,0008 00	20	681	741	681	741	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661867	88794,4281 14	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835 165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,7032 97	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,29853 5	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,42261 9	0,000006	0,000006



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	27	28	29
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667125	0,000240	0,000240
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		11 Свеча продувочная	1	0,3000	свеча рассеивания	1	0008	1	10,66	0,05	0,407437	0,000800	20	681	750	681	750	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661867	88794,428114	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,703297	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,298535	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,422619	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667125	0,000240	0,000240
2 УПН: Цех подготовки нефти (линии №1,2)		12 Свеча продувочная	1	0,3000	свеча рассеивания	1	0009	1	10,66	0,05	0,407437	0,000800	20	681	757	681	757	0,00				0410	Метан	0,0001209	162,196429	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0661867	88794,428114	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,2529600	339364,835165	0,000228	0,000228
																							0602	Бензол	0,0097920	13136,703297	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0022364	3000,298535	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0069511	9325,422619	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,2661973	357123,667125	0,000240	0,000240
3 УПН: Площадка подогревателей		1 Подогреватель нефти П1.1	1	6480,0000	дымовая труба подогревателя П1.1	1	0010	1	15,00	0,50	3,035403	0,596000	100	758	683	758	683	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0128736	29,512088	0,300315	0,300315	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0020920	4,795806	0,048801	0,048801
																							0337	Углерод оксид	0,0333760	76,512821	0,778595	0,778595
3 УПН: Площадка подогревателей		2 Подогреватель нефти П1.2	1	6480,0000	дымовая труба подогревателя П1.2	1	0011	1	15,00	0,50	3,035403	0,596000	100	757	692	757	692	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0128736	29,512088	0,300315	0,300315	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0020920	4,795806	0,048801	0,048801
																							0337	Углерод оксид	0,0333760	76,512821	0,778595	0,778595
3 УПН: Площадка подогревателей		3 Подогреватель нефти П1.3	1	6480,0000	дымовая труба подогревателя П1.3	1	0012	1	15,00	0,50	3,035403	0,596000	100	757	700	757	700	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0128736	29,512088	0,300315	0,300315	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0020920	4,795806	0,048801	0,048801
																							0337	Углерод оксид	0,0333760	76,512821	0,778595	0,778595
3 УПН: Площадка подогревателей		4 ЗРА площадки подогревателей	26	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6002	1	3,00	0,00	0,000000	0,000000	0	735	687	755	687	27,00				0410	Метан	0,0000037	0,000000	0,000117	0,000117	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0020368	0,000000	0,064233	0,064233
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0077846	0,000000	0,245494	0,245494
																							0602	Бензол	0,0003013	0,000000	0,009503	0,009503
																							0616	Ксилол	0,0000688	0,000000	0,002170	0,002170
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0002158	0,000000	0,006805	0,006805
																							1023	2,2'-Оксвдиэтанол (Диэтиленгликоль)	0,0095663	0,000000	0,301682	0,301682
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0081919	0,000000	0,258341	0,258341
4 УПН: Узел учета нефти		1 ЗРА узла учета нефти	15	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6003	1	3,00	0,00	0,000000	0,000000	0	701	653	710	653	8,00				0410	Метан	0,0000040	0,000000	0,000126	0,000126	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0021823	0,000000	0,068821	0,068821
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0083406	0,000000	0,263029	0,263029

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	27	28	29
																							0602	Бензол	0,0003229	0,000000	0,010182	0,010182
																							0616	Ксилол	0,0000737	0,000000	0,002325	0,002325
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0002312	0,000000	0,007291	0,007291
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0011703	0,000000	0,036906	0,036906
5 УПН: Площадка емкостей		1 Емкость дренажная для теплоносителя Е2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0013	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	760	660	760	660	0,00				1023	2,2'-Оксвдиэтанол (Диэтиленгликоль)	0,0960552	93720,1927 84	0,003073	0,003073	
5 УПН: Площадка емкостей		2 Емкость дренажная Е3	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0014	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	757	655	757	655	0,00				0410	Метан	0,0000007	0,698595	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0004707	459,261645	0,000037	0,000037
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0017990	1755,26026 0	0,000141	0,000141
																							0602	Бензол	0,0000695	67,805644	0,000005	0,000005
																							0616	Ксилол	0,0000158	15,378841	0,000001	0,000001
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000494	48,233283	0,000004	0,000004
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0018936	1847,53233 1	0,000148	0,000148
6 УПН: Площадка дренажных емкостей Е1.1...1.3		1 Емкость дренажная Е1.1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0015	1	7,00	0,05	0,9167 32	0,0018 00	20	701	797	701	797	0,00				0410	Метан	0,0000011	0,672576	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0007414	442,039453	0,000049	0,000049
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0028334	1689,43776 1	0,000188	0,000188
																							0602	Бензол	0,0001095	65,263156	0,000007	0,000007
																							0616	Ксилол	0,0000248	14,802045	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000779	46,424461	0,000005	0,000005
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0029824	1778,24943 6	0,000198	0,000198
6 УПН: Площадка дренажных емкостей Е1.1...1.3		2 Емкость дренажная Е1.2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0016	1	7,00	0,05	0,9167 32	0,0018 00	20	701	801	701	801	0,00				0410	Метан	0,0000011	0,672576	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0007414	442,039453	0,000049	0,000049
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0028334	1689,43776 1	0,000188	0,000188
																							0602	Бензол	0,0001095	65,263156	0,000007	0,000007
																							0616	Ксилол	0,0000248	14,802045	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000779	46,424461	0,000005	0,000005
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0029824	1778,24943 6	0,000198	0,000198
6 УПН: Площадка дренажных емкостей Е1.1...1.3		3 Емкость дренажная Е1.3	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0017	1	7,00	0,05	0,9167 32	0,0018 00	20	701	806	701	806	0,00				0410	Метан	0,0000011	0,672576	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0007414	442,039453	0,000049	0,000049
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0028334	1689,43776 1	0,000188	0,000188
																							0602	Бензол	0,0001095	65,263156	0,000007	0,000007
																							0616	Ксилол	0,0000248	14,802045	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000779	46,424461	0,000005	0,000005
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0029824	1778,24943 6	0,000198	0,000198
7 УПН: Блок дозирования химреагента УДХ1.1		1 Насосы дозирочные Н1, Н2	2	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0018	1	3,50	0,16	15,751 366	0,3167 00	20	719	828	719	828	0,00				1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0813435	275,663817	1,037925	1,037925	
		2 Насос закачки Н3	1	200,0 000																								
		3 Емкость хранения реагента V=2,3 м3	1	8760,000 0																								
8 УПН: Блок дозирования химреагента УДХ1.2		1 Насосы дозирочные НД1, НД2	2	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0019	1	3,50	0,16	15,751 366	0,3167 00	20	719	839	719	839	0,00				1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0813435	275,663817	1,037925	1,037925	

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	27	28	29
		2 Насос заправки НЗ	1	200,000																								
		3 Емкость хранения реагента V=2,3 м3	1	8760,000																								
9 УПН: Площадка факельных сепараторов		1 Сепараторы факельные СФ1, СФ2	2	8760,000	неорганизованный выброс	1	6004	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	828	516	856	516	17,00				0410	Метан	0,0228996	0,000000	0,722162	0,722162	
		2 ЗРА площадки факельных сепараторов	6	8760,000																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0079623	0,000000	0,251100	0,251100
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001120	0,000000	0,003532	0,003532
10 УПН: Площадка установки совмещенной факельной НД и ВД		1 Установка факельная Ф1 высокого давления	1	8760,000	факельная труба	1	0020	1	56,00	2,04	19,110000	62,522535	1008	900	423	900	423	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,4934766	112,085214	47,060628	47,060628	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2426899	18,213844	7,647352	7,647352
																							0328	Углерод (Сажа)	28,0026853	2101,597701	882,386775	882,386775
																							0337	Углерод оксид	233,3557109	17513,314176	7353,223122	7353,223122
																							0410	Метан	21,0282555	1578,167698	662,616973	662,616973
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	11,3764704	853,802547	358,481586	358,481586
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,1514141	11,363607	4,771180	4,771180
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000001	0,000006	0,000002	0,000002
10 УПН: Площадка установки совмещенной факельной НД и ВД		2 Установка факельная Ф2 низкого давления	1	8760,000	факельная труба	1	0021	1	53,15	1,50	22,940000	40,700642	1008	900	426	900	426	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,0186614	117,439739	30,652555	30,652555	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,1655325	19,083960	4,981040	4,981040
																							0328	Углерод (Сажа)	19,0999023	2201,995222	574,735413	574,735413
																							0337	Углерод оксид	159,1658526	18349,960197	4789,461771	4789,461771
																							0410	Метан	14,3428254	1653,559925	431,590148	431,590148
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	7,7595942	894,590406	233,494051	233,494051
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,1032757	11,906480	3,107668	3,107668
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000001	0,000012	0,000002	0,000002
11 УПН: Обязка площадки УПН		1 ЗРА трубопроводов площадки УПН	81	8760,000	неорганизованный выброс	1	6005	1	3,00	0,00	0,000000	0,000000	0	710	717	730	718	116,00				0410	Метан	0,0000215	0,000000	0,000679	0,000679	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0117845	0,000000	0,371635	0,371635
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0450392	0,000000	1,420358	1,420358
																							0602	Бензол	0,0017435	0,000000	0,054982	0,054982
																							0616	Ксилол	0,0003982	0,000000	0,012558	0,012558
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0012484	0,000000	0,039370	0,039370
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0473961	0,000000	1,494684	1,494684
12 УПН: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	1	800,000	неорганизованный выброс	1	6006	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	676	641	711	641	13,00				0616	Ксилол	0,0390625	0,000000	0,300150	0,300150	
																							2752	Уайт-спирит	0,0390625	0,000000	0,300150	0,300150
																							2902	Взвешенные вещества	0,0112750	0,000000	0,064944	0,064944

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	27	28	29
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	2 Свеча продувочная от ФС1	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0022	1	8,00	0,03	8,9636 06	0,0044 00	20	671	584	671	584	0,00				0410	Метан	2,7049600	659801,265 401	0,002434	0,002434	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,7559467	184392,593 323	0,000680	0,000680
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0059022	1439,68081 9	0,000005	0,000005
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	3 Свеча продувочная от ФС2	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0023	1	8,00	0,03	8,9636 06	0,0044 00	20	671	588	671	588	0,00				0410	Метан	2,7049600	659801,265 401	0,002434	0,002434	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,7559467	184392,593 323	0,000680	0,000680
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0059022	1439,68081 9	0,000005	0,000005
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	4 Свеча продувочная от ФС3	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0024	1	8,00	0,02	2,8647 89	0,0009 00	20	671	592	671	592	0,00				0410	Метан	0,5274672	629010,539 683	0,000475	0,000475	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,1474096	175787,597 884	0,000133	0,000133
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0011509	1372,46113 1	0,000001	0,000001
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	5 Свеча продувочная от ФС4	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0025	1	8,00	0,02	0,9549 30	0,0003 00	20	671	597	671	597	0,00				0410	Метан	0,1622976	580625,113 553	0,000146	0,000146	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0453568	162265,474 969	0,000041	0,000041
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0003541	1266,80464 0	0,000000	0,000000
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	6 Свеча продувочная от ФС5	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0026	1	8,00	0,03	8,9636 06	0,0044 00	20	671	601	671	601	0,00				0410	Метан	2,7049600	659801,265 401	0,002434	0,002434	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,7559467	184392,593 323	0,000680	0,000680
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0059022	1439,68081 9	0,000005	0,000005
13	КСНГ: Площадка фильтр сепараторов	1 Фильтр- сепараторы ФС1...ФС5	5	8760, 000 0	неорганизованн ый выброс	1	6007	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	654	593	670	593	21,00				0410	Метан	0,0247498	0,000000	0,780509	0,780509	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0094869	0,000000	0,299179	0,299179
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001561	0,000000	0,004921	0,004921
14	КСНГ: Установка компрессорная КУ1	1 Компрессор винтовой К1	1	8760, 000 0	вентиляционная труба	1	0027	1	5,00	0,30	11,317 685	0,8000 00	20	678	553	678	553	0,00				0410	Метан	0,0194035	26,031252	0,611909	0,611909	
		2 Насосы масляные Н2, Н3	2	7200, 000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0054226	7,274825	0,171008	0,171008
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000423	0,056749	0,001335	0,001335
																							2735	Масло минеральное нефтяное	0,0050262	6,743025	0,130280	0,130280
14	КСНГ: Установка компрессорная КУ1	3 Свеча продувочная от контура компрессора	1	0,300 0	свеча р ассеивания	1	0028	1	5,00	0,04	0,3183 10	0,0004 00	20	673	554	673	554	0,00				0410	Метан	0,2224830	596955,302 198	0,000200	0,000200	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0621766	166829,155 678	0,000056	0,000056
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0004855	1302,66941 4	0,000000	0,000000
14	КСНГ: Установка компрессорная КУ1	4 Свеча продувочная на трубопроводе	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0029	1	5,00	0,04	0,2387 32	0,0003 00	20	666	550	666	550	0,00				0410	Метан	0,2062532	737877,748 474	0,000186	0,000186	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0576409	206212,255 189	0,000052	0,000052
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0004500	1609,89011 0	0,000000	0,000000

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	27	28	29
15	КСНГ: Установка компрессорная КУ3	1 Компрессор винтовой К3	1	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0030	1	5,00	0,30	11,317 685	0,8000 00	20	680	543	680	543	0,00				0410	Метан	0,0194035	26,031252	0,611909	0,611909	
		2 Насосы масляные Н2, Н3	2	7200,000 0																		0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0054226	7,274825	0,171008	0,171008	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0000423	0,056749	0,001335	0,001335	
																						2735	Масло минеральное нефтяное	0,0050262	6,743025	0,130280	0,130280	
15	КСНГ: Установка компрессорная КУ3	3 Свеча продувочная от контура компрессора	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0031	1	5,00	0,04	1,1936 62	0,0015 00	20	674	543	674	543	0,00				0410	Метан	0,9406498	673041,248 840	0,000847	0,000847	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,2628805	188092,763 126	0,000237	0,000237	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0020525	1468,57753 4	0,000002	0,000002	
15	КСНГ: Установка компрессорная КУ3	4 Свеча продувочная на трубопроводе	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0032	1	5,00	0,04	0,3183 10	0,0004 00	20	666	542	666	542	0,00				0410	Метан	0,2299216	616914,183 150	0,000207	0,000207	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0642555	172407,156 593	0,000058	0,000058	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0005017	1346,13644 7	0,000000	0,000000	
16	КСНГ: Площадка установок компрессорных КУ2.1-2.4	1 Компрессоры винтовые К2.1-2.4	4	8760,000 0	вентиляционная труба	4	0033	1	5,00	0,30	11,317 685	0,8000 00	20	624	564	638	564	56,00				0410	Метан	0,0776141	26,031286	2,447637	2,447637	
		2 Насосы масляные	8	7920,000 0																		0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0216906	7,274892	0,684033	0,684033	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0001694	0,056816	0,005341	0,005341	
																						2735	Масло минеральное нефтяное	0,0201050	6,743092	0,573233	0,573233	
16	КСНГ: Площадка установок компрессорных КУ2.1-2.4	3 Свеча продувочная от К2.1	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0034	1	5,00	0,02	11,459 156	0,0036 00	20	641	540	641	540	0,00				0410	Метан	2,1639680	645139,015 059	0,001948	0,001948	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6047573	180294,962 251	0,000544	0,000544	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0047218	1407,69983 7	0,000004	0,000004	
16	КСНГ: Площадка установок компрессорных КУ2.1-2.4	4 Свеча продувочная от К2.2	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0035	1	5,00	0,02	11,459 156	0,0036 00	20	642	550	642	550	0,00				0410	Метан	2,1639680	645139,015 059	0,001948	0,001948	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6047573	180294,962 251	0,000544	0,000544	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0047218	1407,69983 7	0,000004	0,000004	
16	КСНГ: Площадка установок компрессорных КУ2.1-2.4	5 Свеча продувочная от К2.3	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0036	1	5,00	0,02	11,459 156	0,0036 00	20	642	578	642	578	0,00				0410	Метан	2,1639680	645139,015 059	0,001948	0,001948	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6047573	180294,962 251	0,000544	0,000544	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0047218	1407,69983 7	0,000004	0,000004	
16	КСНГ: Площадка установок компрессорных КУ2.1-2.4	6 Свеча продувочная от К2.4	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0037	1	5,00	0,02	11,459 156	0,0036 00	20	641	588	641	588	0,00				0410	Метан	2,1639680	645139,015 059	0,001948	0,001948	
																						0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,6047573	180294,962 251	0,000544	0,000544	
																						0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0047218	1407,69983 7	0,000004	0,000004	

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	27	28	29
17 КСНГ: Цех компрессорный		1 Компрессоры поршневые К4.1-4.3	3	8760,000 0	вентиляционная труба	3	0038	1	6,00	0,30	11,317 685	0,8000 00	20	582	571	603	571	43,00				0410	Метан	0,0510439	22,826408	1,609719	1,609719	
		2 Насосы масляные	9	300,0 000																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0142651	6,379234	0,449863	0,449863
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001114	0,049817	0,003512	0,003512
																							2735	Масло минеральное нефтяное	0,0226181	10,114627	0,024428	0,024428
17 КСНГ: Цех компрессорный		3 Свеча продувочная от К4.1	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0039	1	5,00	0,02	8,2760 57	0,0026 00	20	604	552	604	552	0,00				0410	Метан	1,5824016	653203,252 747	0,001424	0,001424	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4422288	182548,659 341	0,000368	0,000368
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0034528	1425,28937 7	0,000003	0,000003
17 КСНГ: Цех компрессорный		4 Свеча продувочная от К4.2	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0040	1	5,00	0,02	8,2760 57	0,0026 00	20	604	572	604	572	0,00				0410	Метан	1,5824016	653203,252 747	0,001424	0,001424	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4422288	182548,659 341	0,000398	0,000398
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0034528	1425,28937 7	0,000003	0,000003
17 КСНГ: Цех компрессорный		5 Свеча продувочная от К4.3	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0041	1	5,00	0,02	8,2760 57	0,0026 00	20	604	587	604	587	0,00				0410	Метан	1,5824016	653203,252 747	0,001424	0,001424	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,4422288	182548,659 341	0,000398	0,000398
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0034528	1425,28937 7	0,000003	0,000003
17 КСНГ: Цех компрессорный		6 Свеча продувочная на трубопроводе	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0042	1	5,00	0,02	3,5014 09	0,0011 00	20	580	554	580	554	0,00				0410	Метан	0,6762400	659801,265 401	0,000609	0,000609	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,1889867	184392,617 716	0,000170	0,000170
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0014756	1439,72960 4	0,000001	0,000001
17 КСНГ: Цех компрессорный		7 Свеча продувочная на трубопроводе	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0043	1	5,00	0,02	3,5014 09	0,0011 00	20	580	565	580	565	0,00				0410	Метан	0,6762400	659801,265 401	0,000609	0,000609	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,1889867	184392,617 716	0,000170	0,000170
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0014756	1439,72960 4	0,000001	0,000001
17 КСНГ: Цех компрессорный		8 Свеча продувочная на трубопроводе	1	0,300 0	свеча рассеивания	1	0044	1	5,00	0,02	3,5014 09	0,0011 00	20	580	574	580	574	0,00				0410	Метан	0,6762400	659801,265 401	0,000609	0,000609	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,1889867	184392,617 716	0,000170	0,000170
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0014756	1439,72960 4	0,000001	0,000001
18 КСНГ: Площадка емкостей		1 Емкость масла Е1.1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0045	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	577	596	577	596	0,00				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0002311	225,492917	0,000017	0,000017	
18 КСНГ: Площадка емкостей		2 Емкость дренажная Е1.2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0046	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	560	604	560	604	0,00				0410	Метан	0,0003023	294,990410	0,000025	0,000025	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0068470	6680,54440 2	0,000572	0,000572
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000064	6,221006	5,00e-07	5,00e-07
19 КСНГ: Склад масел		1 Насосы для выдачи масла Н1, Н2	2	100,0 000	вентиляционная труба	1	0047	1	8,50	0,25	10,638 171	0,5222 00	20	520	582	520	582	0,00				2735	Масло минеральное нефтяное	0,0060766	12,489031	0,034934	0,034934	
		2 ЗРА склада масел	8	8760,000 0																								
20 КСНГ: Площадка АВО газа и СРПИ		1 ЗРА СРПИ (метанол)	8	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6008	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	545	560	560	560	33,00				0410	Метан	0,0000183	0,000000	0,000576	0,000576	
		2 АВО газа	2	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0000051	0,000000	0,000161	0,000161

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	27	28	29
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	4,00e-08	0,000000	0,000001	0,000001
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0106405	0,000000	0,335549	0,335549
21 КСНГ: Дизельная электростанция		1 ДЭС 200 кВт	1	48,0000	выхлопная труба ДЭС	1	0048	1	7,70	0,05	420,370730	0,825400	400	771	546	771	546	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,4577778	1367,233467	0,059099	0,059099	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0743889	222,175461	0,009604	0,009604
																							0328	Углерод (Сажа)	0,0388889	116,148502	0,005154	0,005154
																							0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,0611111	182,518989	0,007731	0,007731
																							0337	Углерод оксид	0,4000000	1194,669961	0,051540	0,051540
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000007	0,002156	9,40e-08	9,40e-08
																							1325	Формальдегид	0,0083333	24,888858	0,001031	0,001031
																							2732	Керосин	0,2000000	597,334981	0,025770	0,025770
21 КСНГ: Дизельная электростанция		2 Резервуар для дизтоплива ДЭС	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0049	1	5,00	0,06	0,389045	0,001100	20	749	549	749	549	0,00				0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000073	7,075711	0,000002	0,000002	
																							2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0025827	2519,963916	0,000555	0,000555
22 КСНГ: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	1	1110,0000	неорганизованный выброс	1	6009	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	727	593	751	593	16,00				0616	Ксилол	0,0403125	0,000000	0,322178	0,322178	
																							2752	Уайт-спирит	0,0403125	0,000000	0,322178	0,322178
23 УКПГ: Цех ЗПА		1 Сепараторы-пробоуловители СП.1, СП.2	2	8760,0000	вентиляционная труба	6	0050	1	11,00	0,60	1,846905	0,522200	20	515	842	576	843	21,00				0410	Метан	1,3376639	458,209261	42,184571	42,184571	
		2 ЗРА цеха ЗПА	8	8760,0000																			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,5152430	176,493598	16,248704	16,248704
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0084335	2,888848	0,265959	0,265959
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0079719	2,730730	0,251402	0,251402
23 УКПГ: Цех ЗПА		3 Свеча продувочная от СП.1	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0051	1	7,00	0,06	0,035368	0,000100	20	523	855	523	855	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0113392	121699,106227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
23 УКПГ: Цех ЗПА		4 Свеча продувочная от СП.2	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0052	1	7,00	0,06	0,035368	0,000100	20	549	855	549	855	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0113392	121699,106227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
24 УКПГ: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		1 Сепаратор входной С1.1	1	8760,0000	вентиляционная труба	3	0053	1	12,50	0,40	4,155536	0,522200	20	560	781	580	781	57,00				0410	Метан	3,8529975	2639,645333	121,508127	121,508127	
		2 Сепаратор низкотемпературный С3.1	1	8760,0000																			0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0680725	46,635706	2,146734	2,146734
		3 ЗРА цеха	10	8760,0000																			0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0242911	16,641560	0,766043	0,766043
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0026573	1,820486	0,083801	0,083801
24 УКПГ: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		4 Свеча продувочная от сепаратора входного	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0054	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	560	756	560	756	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000

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	27	28	29
24 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		5 Свечи продувочные от блока эжекторов	5	0,1700	свеча рассеивания	1	0055	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	560	766	560	766	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
24 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		6 Свеча продувочная от блока сепаратора и разделительной секции	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0056	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	559	773	559	773	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
24 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		7 Свеча продувочная от разделителя жидкости	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0057	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	558	786	558	786	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
24 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №1		8 Свеча продувочная от блока выветривателя	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0058	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	558	795	558	795	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
25 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		1 Сепаратор входной С1.2	1	8760,0000	вентиляционная труба	3	0059	1	12,50	0,40	4,155536	0,522200	20	561	699	581	699	57,00				0410	Метан	3,8530535	2639,683698	121,509895	121,509895	
		2 Сепаратор низкотемпературный С3.2	1	8760,0000																		0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	1,4881710	1019,529246	46,930960	46,930960	
		3 ЗРА цеха	11	8760,0000																		0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0242911	16,641560	0,766043	0,766043	
																						1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0026573	1,820486	0,083801	0,083801	
25 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		4 Свеча продувочная от сепаратора входного	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0060	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	561	673	561	673	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
25 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		5 Свечи продувочные от блока эжекторов	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0061	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	561	680	561	680	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
25 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		6 Свеча продувочная от сепаратора С3.2 и разделительной секции	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0062	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	560	690	560	690	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212454	0,000014	0,000014
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,743590	0,000000	0,000000
25 УКПП: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		7 Свеча продувочная от разделителя жидкости	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0063	1	9,45	0,06	0,035368	0,000100	20	559	714	559	714	0,00				0410	Метан	0,0811488	870937,670330	0,000049	0,000049	



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	27	28	29
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212 454	'0,000014	'0,000014	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,74359 0	0,000000	0,000000	
25 УКПГ: Цех подготовки газа и газового конденсата №2		8 Свеча продувочная от блока выветривателя	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0064	1	9,45	0,06	0,0353 68	0,0001 00	20	559	723	559	723	0,00			0410	Метан	0,0811488	870937,670 330	0,000049	0,000049		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0226784	243398,212 454	0,000014	'0,000014	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0001771	1900,74359 0	'0,000000	'0,000000	
26 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №1		4 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0065	1	5,00	0,06	0,0353 68	0,0001 00	20	519	768	519	768	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	'0,000024	'0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	'0,000007	'0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	'0,000000	'0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		5 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0066	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	519	772	519	772	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		6 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0067	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	519	777	519	777	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		7 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0068	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	519	783	519	783	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		8 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0069	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	523	787	523	787	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		9 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0070	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	529	787	529	787	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000	
26 УКПГ: Площадка АВО газа и		10 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0071	1	6,00	0,06	0,0353 68	0,0001 00	20	535	787	535	787	0,00			0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024		

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	27	28	29
теплообменников №1																												
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
26 УКПГ: Площадка АВО газа и теплообменников №1		1 АВО газа №1	1	8760, 000 0	неорганизованный выброс	1	6010	1	3,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	521	776	537	776	19,00				0410	Метан	0,0000457	0,000000	0,001440	0,001440	
		2 Теплообменник Т1.1	1	8760, 000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0000127	0,000000	0,000403	0,000403
		3 Теплообменник Т3.1	1	8760, 000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0000001	0,000000	0,000003	0,000003
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000330	0,000000	0,001041	0,001041
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		4 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0072	1	5,00	0,06	0,0353 68	0,0001 00	20	521	685	521	685	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		5 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0073	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	521	690	521	690	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		6 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0074	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	521	696	521	696	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		7 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0075	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	521	702	521	702	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		8 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0076	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	521	706	521	706	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		9 Свеча продувочная	1	0,170 0	свеча рассеивания	1	0077	1	5,00	0,03	0,1414 71	0,0001 00	20	525	707	525	707	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835 165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0113392	121699,106 227	0,000007	0,000007

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	27	28	29
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		10 Свеча продувочная	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0078	1	6,00	0,06	0,035368	0,000100	20	535	707	535	707	0,00				0410	Метан	0,0405744	435468,835165	0,000024	0,000024	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0113392	121699,106227	0,000007	0,000007
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000885	949,835165	0,000000	0,000000
27 УКПГ Площадка АВО газа и теплообменников №2		1 АВО газа №1	1	8760,0000	неорганизованный выйрос	1	6011	1	3,00	0,00	0,000000	0,000000	0	522	694	538	696	22,00				0410	Метан	0,0000457	0,000000	0,001440	0,001440	
		2 Теплообменник Т2.1	1	8760,0000																			0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0000127	0,000000	0,000403	0,000403
		3 Теплообменник Т3.2	1	8760,0000																			0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000001	0,000000	0,000003	0,000003
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000330	0,000000	0,001041	0,001041
30 УКПГ Пункт измерения расхода		1 ЗРА	9	8760,0000	вентиляционная труба	1	0079	1	4,50	0,32	3,937841	0,316700	20	577	632	577	632	0,00				0410	Метан	0,0117780	39,914295	0,371432	0,371432	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0032916	11,154856	0,103803	0,103803
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000257	0,087094	0,000810	0,000810
31 УКПГ Узел сбора конденсата		1 Емкость для сбора конденсата Е11	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0080	1	8,60	0,10	0,140056	0,001100	20	524	720	524	720	0,00				0410	Метан	0,0003023	294,990410	0,000023	0,000023	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0068470	6680,544402	0,000515	0,000515
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000064	6,221006	5,00e-07	5,00e-07
31 УКПГ Узел сбора конденсата		2 Насосы НЗ.1, НЗ.2	2	500,0000	вентиляционная труба	2	0081	1	4,90	0,14	33,922739	0,522200	20	524	716	531	716	5,00				0410	Метан	0,0009352	0,961043	0,011687	0,011687	
		3 ЗРА насосной	10	8760,0000																			0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0211992	21,785001	0,264923	0,264923
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0053146	5,461459	0,167601	0,167601
32 УКПГ Площадка дренажных емкостей Е8.1, Е8.2		1 Емкость дренажная Е8.1	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0082	1	6,00	0,10	0,229183	0,001800	20	524	730	524	730	0,00				0410	Метан	0,0004762	283,927971	0,000029	0,000029	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0107840	6430,023928	0,000665	0,000665
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000100	5,988195	0,000001	0,000001
32 УКПГ Площадка дренажных емкостей Е8.1, Е8.2		2 Емкость дренажная Е8.2	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0083	1	6,00	0,10	0,229183	0,001800	20	524	735	524	735	0,00				0410	Метан	0,0004762	283,927971	0,000029	0,000029	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0107840	6430,023928	0,000665	0,000665
																							1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000100	5,988195	0,000001	0,000001
33 УКПГ Пункт учета конденсата		1 ЗРА пункта учета конденсата	13	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6012	1	3,00	0,00	0,000000	0,000000	0	523	665	537	665	5,00				0410	Метан	0,0007289	0,000000	0,022987	0,022987	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0165228	0,000000	0,521064	0,521064
34 УКПГ Установка подготовки газа на собственные нужды		1 Свеча продувочная	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0084	1	6,00	0,05	0,050930	0,000100	20	563	646	563	646	0,00				0410	Метан	0,0101436	108867,208791	0,000006	0,000006	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0028348	30424,776557	0,000002	0,000002
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000221	237,190476	0,000000	0,000000

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	27	28	29	
34 УКПГ Установка подготовки газа на собственные нужды		2 Свеча продувочная	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0085	1	6,00	0,05	0,050930	0,000100	20	563	652	563	652	0,00				0410	Метан	0,0101436	108867,208791	0,000006	0,000006		
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0028348	30424,776557	0,000002	0,000002	
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000221	237,190476	0,000000	0,000000	
34 УКПГ Установка подготовки газа на собственные нужды		3 Свеча продувочная	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0086	1	6,00	0,05	0,050930	0,000100	20	568	657	568	657	0,00				0410	Метан	0,0101436	108867,208791	0,000006	0,000006		
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0028348	30424,776557	0,000002	0,000002	
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000221	237,190476	0,000000	0,000000	
34 УКПГ Установка подготовки газа на собственные нужды		4 Свеча продувочная	1	0,1700	свеча рассеивания	1	0087	1	6,00	0,05	0,050930	0,000100	20	573	657	573	657	0,00				0410	Метан	0,0101436	108867,208791	0,000006	0,000006		
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0028348	30424,776557	0,000002	0,000002	
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000221	237,190476	0,000000	0,000000	
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		1 Насосы подачи метанола блока №1	8	2190,0000	вентиляционная труба	1	0088	1	9,40	0,25	14,146201	0,694400	20	632	651	632	651	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,3615546	558,816412	3,155402	3,155402		
		2 Насосы подачи метанола блока №2	6	2920,0000																									
		3 Насосы подачи метанола блока №3	2	500,0000																									
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		4 Емкость метанола E7.1	1	8760,0000	дыкательный клапан	1	0089	1	7,50	0,05	2,240902	0,004400	20	630	694	630	694	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0841228	20519,464202	0,240095	0,240095		
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		5 Емкость метанола E7.2	1	8760,0000	дыкательный клапан	1	0090	1	7,50	0,05	2,240902	0,004400	20	630	689	630	689	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0841228	20519,464202	0,240095	0,240095		
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		6 Емкость метанола E7.3	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0091	1	7,50	0,05	2,240902	0,004400	20	630	685	630	685	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0841228	20519,464202	0,131009	0,131009		
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		7 Емкость метанола E7.4	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0092	1	7,50	0,05	2,240902	0,004400	20	630	681	630	681	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0841228	20519,464202	0,131009	0,131009		
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		8 Емкость дренажная для слива метанола E7.5	1	8760,0000	свеча рассеивания	1	0093	1	7,50	0,05	0,203718	0,000400	20	625	673	625	673	0,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0672983	180571,445971	0,007396	0,007396		
35 УКПГ Узел приема и подачи метанола		9 ЗРА площадки узла	24	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6013	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	619	665	634	665	6,00				1052	Метанол (Метилсвый спирт)	0,0318876	0,000000	1,005607	1,005607		
36 УКПГ Дизельная электростанция		1 ДЭС 1 200кВт	1	12,0000	выклопная труба ДЭС	1	0094	1	7,71	0,05	420,370731	0,825396	400	648	793	648	793	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,4577778	1367,240092	0,014758	0,014758		
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0743889	222,176537	0,002398	0,002398	
																							0328	Углерод (Сажа)	0,0388889	116,149065	0,001287	0,001287	
																							0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,0611111	182,519873	0,001931	0,001931	
																							0337	Углерод оксид	0,4000000	1194,675751	0,012870	0,012870	
																							0703	Бенз/а/пир» (3,4-Бензпирен)	0,0000007	0,002156	2,40e-08	2,40e-08	
																							1325	Формальдегид	0,0083333	24,888979	0,000257	0,000257	
																							2732	Керосин	0,2000000	597,337875	0,006435	0,006435	
36 УКПГ Дизельная электростанция		2 ДЭС 2 200кВт	1	12,0000	выклопная труба ДЭС	1	0095	1	7,71	0,05	420,370731	0,825396	400	649	789	649	789	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,4577778	1367,240092	0,014758	0,014758		
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0743889	222,176537	0,002398	0,002398	
																							0328	Углерод (Сажа)	0,0388889	116,149065	0,001287	0,001287	

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	27	28	29
																							0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,0611111	182,519873	0,001931	0,001931
																							0337	Углерод оксид	0,4000000	1194,675751	0,012870	0,012870
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000007	0,002156	2,40e-08	2,40e-08
																							1325	Формальдегид	0,0083333	24,888979	0,000257	0,000257
																							2732	Керосин	0,2000000	597,337875	0,006435	0,006435
36 УКПГ Дизельная электростанция		3 Резервуар для дизтоплива ДЭС 1	1	8760,000 0	дыкательный клапан	1	0096	1	5,80	0,05	0,916732	0,001800	20	602	795	602	795	0,00				0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000114	6,810431	0,000002	0,000002	
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0040678	2425,465210	0,000555	0,000555
36 УКПГ Дизельная электростанция		4 Резервуар для дизтоплива ДЭС 2	1	8760,000 0	дыкательный клапан	1	0097	1	5,80	0,05	0,916732	0,001800	20	614	796	614	796	0,00				0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000114	6,810431	0,000002	0,000002	
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0040678	2425,465210	0,000555	0,000555
37 УКПГ Факельная система		2 Установка факельная вертикальная Ф1	1	360,000 0	факельная труба	1	0098	1	84,30	4,59	177,22400 0	2936,3330 05	1008	900	495	900	495	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	70,1185024	112,050502	90,800938	90,800938	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	11,3942566	18,208207	14,755152	14,755152
																							0328	Углерод (Сажа)	1314,7219197	2100,946918	1702,517594	1702,517594
																							0337	Углерод оксид	10956,0159978	17507,890984	14187,646616	14187,646616
																							0410	Метан	987,2734770	1577,679004	1278,483639	1278,483639
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	534,1235970	853,538158	691,670846	691,670846
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	7,1088717	11,360092	9,205733	9,205733
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000035	0,000006	0,000005	0,000005
37 УКПГ Факельная система		1 Сепаратор факельный СФ1	1	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6014	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	800	516	825	516	17,00				0410	Метан	0,0895515	0,000000	' 2,824097	' 2,824097	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0343263	0,000000	' 1,082513	' 1,082513
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0005646	0,000000	' 0,017806	' 0,017806
38 УКПГ Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	1	1080,000 0	неорганизованный выброс	1	6015	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	640	754	657	754	11,00				0616	Ксилол	0,0290625	0,000000	' 0,225990	' 0,225990	
																							2752	Уайт-спирит	0,0290625	0,000000	' 0,225990	' 0,225990
39 УДиС: Площадка входа сырья		4 Емкость дренажная 3-Е-7.1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0099	1	5,00	0,06	0,636620	0,001800	20	468	469	468	469	' 0,00				0410	Метан	0,0000011	' 0,672576	' 1,00e-07	' 1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0007414	442,039453	' 0,000049	' 0,000049
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0028334	1689,437761	0,000188	0,000188
																							0602	Бензол	0,0001095	65,263156	0,000007	0,000007
																							0616	Ксилол	0,0000248	14,802045	' 0,000002	' 0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000779	46,424461	' 0,000005	' 0,000005
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0029824	1778,249436	' 0,000198	' 0,000198
39 УДиС: Площадка входа сырья		5 Емкость дренажная 3-Е-5	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0100	1	6,00	0,06	0,636620	0,001800	20	471	464	471	464	' 0,00				0410	Метан	0,0000018	' 1,076241	' 1,00e-07	' 1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0012354	736,597468	' 0,000078	' 0,000078
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0047224	2815,730000	0,000299	0,000299
																							0602	Бензол	0,0001823	108,726612	0,000012	0,000012
																							0616	Ксилол	0,0000416	24,826891	0,000003	0,000003
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0001304	77,777369	' 0,000008	' 0,000008
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0049697	2963,210840	' 0,000314	' 0,000314

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	27	28	29
39 УДиС: Площадка входа сырья		1 Сепараторы нестабильного конденсата 3-О-2.1...2.2	2	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6016	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	529	382	548	382	' 55,00				0410	Метан	0,0232783	' 0,000000	' 0,733905	' 0,733905	
		2 Емкости нефти 3-Е-1.1...1.6 V=100 м3	6	8760,000 0																		0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,7236870	0,000000	22,684672	22,684672	
		3 ЗРА площадки входа сырья	40	8760,000 0																		0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0302105	0,000000	0,427011	0,427011	
																						0602	Бензол	0,0011678	0,000000	0,016529	0,016529	
																						0616	Ксилол	0,0002667	0,000000	0,003775	0,003775	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0008358	0,000000	0,011835	0,011835	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000191	0,000000	0,000603	0,000603	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0317922	0,000000	0,449356	0,449356	
40 УДиС: Насосная ЛВЖ		1 Насосы перекачки нестабильного конденсата	3	4573,000 0	вентиляционная труба	1	0101	1	9,40	0,40	4,1539 44	0,5220 00	20	505	359	505	359	0,00				0410	Метан	0,0012464	2,562665	0,025631	0,025631	
		2 Насосы перекачки нефти 3-Н-1.1...1.3	3	4688,000 0																		0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0343666	70,659578	0,703920	0,703920	
		3 Насосы перекачки нефти 3-Н-3.1...3.3	3	4100,000 0																		0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0244869	50,346383	0,492219	0,492219	
		4 ЗРА насосной	18	8760,000 0																		0602	Бензол	0,0009479	1,948933	0,019053	0,019053	
																						0616	Ксилол	0,0002164	0,444930	0,004351	0,004351	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0006787	1,395444	0,013643	0,013643	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000264	0,054280	0,000541	0,000541	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0257682	52,980805	0,517977	0,517977	
41 УДиС: Насосная ШФЛУ		1 Насосы перекачки ШФЛУ	3	1293,000 0	вентиляционная труба	1	0102	1	9,40	0,40	4,1539 44	0,5220 00	20	504	436	504	436	0,00				0410	Метан	0,0000731	0,150298	0,000877	0,000877	
		2 ЗРА насосной ШФЛУ	6	8760,000 0																		0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0289953	59,615896	0,347354	0,347354	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000526	0,108148	0,000631	0,000631	
42 УДиС: Площадка емкостей приема ШФЛУ		1 Емкость приема ШФЛУ 3-Е-4.1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0103	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	537	457	537	457	0,00				0410	Метан	0,0000224	21,844745	0,000004	0,000004	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0088759	8660,08772 2	0,001665	0,001665	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000161	15,728139	0,000003	0,000003	
42 УДиС: Площадка емкостей приема ШФЛУ		2 Емкость приема ШФЛУ 3-Е-4.2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0104	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	535	463	535	463	0,00				0410	Метан	0,0000224	21,844745	0,000004	0,000004	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0088759	8660,08772 2	0,001665	0,001665	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000161	15,728139	0,000003	0,000003	
42 УДиС: Площадка емкостей приема ШФЛУ		3 Емкость приема ШФЛУ 3-Е-4.3	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0105	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	536	468	536	468	0,00				0410	Метан	0,0000224	21,844745	0,000004	0,000004	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0088759	8660,08772 2	0,001665	0,001665	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000161	15,728139	0,000003	0,000003	
42 УДиС: Площадка емкостей приема ШФЛУ		4 Емкость приема ШФЛУ 3-Е-4.4	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0106	1	5,00	0,06	0,3890 45	0,0011 00	20	535	473	535	473	0,00				0410	Метан	0,0000224	21,844745	0,000004	0,000004	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0088759	8660,08772 2	0,001665	0,001665	
																						1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000161	15,728139	0,000003	0,000003	

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	27	28	29	
42 УДиС: Площадка емкостей приема ШФЛУ		5 ЗРА площадки (ШФЛУ)	8	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6017	1	3,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	528	465	540	465	19,00				0410	Метан	0,0000266	0,000000	0,000838	0,000838		
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0105346	0,000000	0,332219	0,332219	
																							1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000191	0,000000	0,000603	0,000603	
43 УДиС: Площадка выхода продукта		1 Буферные емкости подготовленной нефти 3-Е-3.1...3.2	2	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6018	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	529	427	549	427	18,00				0410	Метан	0,0000076	0,000000	' 0,000240	' 0,000240		
		2 ЗРА (нефть)	6	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0053964	0,000000	0,170182	0,170182	
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0397592	0,000000	' 1,253847	' 1,253847	
																							0602	Бензол	0,0012072	0,000000	0,038071	' 0,038071	
																							0616	Ксилол	0,0003364	0,000000	0,010608	' 0,010608	
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0009509	' 0,000000	' 0,029988	' 0,029988	
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0443151	0,000000	1,397522	1,397522	
44 УДиС: Площадка факельных сепараторов		1 Сепаратор факельный НД 3-Е-9	1	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6019	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	500	467	513	467	15,00				0410	Метан	0,0152941	0,000000	' 0,482317	' 0,482317		
		2 Сепаратор факельный ВД 3-Е-10	1	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0050471	0,000000	0,159164	0,159164	
		3 ЗРА	6	8760,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000640	0,000000	0,002020	' 0,002020	
45 УДиС: УДиС секция 1		1 Печь 1-П-1	1	6480,000 0	дымовая труба	1	0107	1	17,5 0	0,50	13,669 500	2,6840 00	100	369	427	369	427	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0579744	29,512088	1,352427	' 1,352427		
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0094208	4,795694	0,219769	' 0,219769	
																							0337	Углерод оксид	' 0,1503040	76,512821	3,506292	' 3,506292	
45 УДиС: УДиС секция 1		2 Печь 1-П-2	1	6480,000 0	дымовая труба	1	0108	1	17,5 0	0,50	15,946 052	3,1310 00	100	368	462	368	462	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0676296	29,512088	1,577663	1,577663		
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0109898	4,795710	0,256370	0,256370	
																							0337	Углерод оксид	' 0,1753360	76,512821	4,090238	' 4,090238	
45 УДиС: УДиС секция 1		3 Насосы горячей струи колонны деэтанзации	2	5839,000 0	вентиляционная труба	1	0109	1	9,40	0,40	5,5258 60	0,6944 00	20	432	463	432	463	0,00				0410	Метан	0,0009301	1,437556	0,022496	' 0,022496		
		4 Насосы горячей струи колонны стабилизации	2	4872,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0409313	63,263148	0,928723	' 0,928723	
		5 Насосы 1-Н-3.1, 1-Н-3.2	2	4854,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0114985	17,772006	0,279503	' 0,279503	
		6 ЗРА насосной	18	8760,000 0																			0602	Бензол	0,0004451	' 0,687944	0,010820	' 0,010820	
																							0616	Ксилол	0,0001017	0,157187	0,002471	0,002471	
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0003187	0,492581	0,007747	0,007747	
																							1052	Метанол (Метиловым спирт)	0,0000515	0,079598	0,001129	0,001129	
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0121003	18,702144	0,294130	0,294130	
45 УДиС: УДиС секция 1		7 Колонна деэтанзации нестабильного конденсата	1	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6020	1	3,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	382	431	465	432	40,00				0410	Метан	0,0070384	0,000000	0,221962	0,221962		
		8 Колонна стабилизации нестабильной нефтештуконденсатной смеси	1	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,1645171	0,000000	5,188219	5,188219	
		9 Емкость орошения колонны стабилизации 1-О-2	1	8760,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0822108	0,000000	2,592600	2,592600	

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	27	28	29
		10 Сепаратор газа 1-О-3	1	8760,000 0																			0602	Бензол	0,0023705	0,000000	0,074760	0,074760
		11 1-АВО-1	1	8760,000 0																			0616	Ксилол	0,0006746	0,000000	0,021274	0,021274
		12 1-АВО-2	1	8760,000 0																			0621	Метилбензол (Толуол)	0,0018872	0,000000	0,059519	0,059519
		13 Теплообменник 1-Т-1	1	8760,000 0																			1052	М этанол (М етиловый спирт)	0,0001415	0,000000	0,004463	0,004463
		14 Теплообменник 1-Т-2	3	8760,000 0																			2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0945224	0,000000	2,980861	2,980861
		15 Теплообменник 1-Т-3	1	8760,000 0																								
46 УДиС: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	1	1080,000 0	неорганизованный выброс	1	6021	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	404	493	426	493	22,00				0616	Ксилол	0,0356250	0,000000	0,277020	0,277020	
																							2752	Уайт-спирит	0,0356250	0,000000	0,277020	0,277020
47 ПСП: Концевая сепарационная установка		3 Емкость дренажная 4.1-Е-1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0110	1	5,00	0,06	1,7683 88	0,0050 00	20	225	44	225	44	0,00				0410	Метан	0,0000052	1,107175	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0035296	757,643264	0,000098	0,000098
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0134924	2896,17942 9	0,000375	0,000375
																							0602	Бензол	0,0005210	111,833270	0,000014	0,000014
																							0616	Ксилол	0,0001190	25,536292	0,000003	0,000003
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0003727	79,999518	0,000010	0,000010
																							2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0141991	3047,87422 2	0,000395	0,000395
47 ПСП: Концевая сепарационная установка		1 Сепараторы 4.1-О-1... 3	3	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6022	1	3,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	236	73	273	73	20,00				0410	Метан	0,0000090	0,000000	0,000282	0,000282	
		2 ЗРА (нефть)	6	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0064081	0,000000	0,202086	0,202086
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0479051	0,000000	1,510735	1,510735
																							0602	Бензол	0,0014483	0,000000	0,045674	0,045674
																							0616	Ксилол	0,0004050	0,000000	0,012772	0,012772
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0011429	0,000000	0,036043	0,036043
																							2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0534409	0,000000	1,685312	1,685312
48 ПСП: Дожимная компрессорная станция ДККС		1 Фильтр-сепаратор 4.5-ФС-1	1	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0111	1	5,00	0,20	25,464 791	0,8000 00	20	230	78	230	78	0,00				0410	Метан	0,0196732	26,393075	0,620414	0,620414	
		2 Компрессор винтовой 4.5-Н-1	1	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0055259	7,413410	0,174268	0,174268
		3 Насос перекачки шсла 4.5-Н-2	1	8760,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0000569	0,076336	0,001388	0,001388
		4 Насос 4.5-Н-3	1	8760,000 0																			1023	2,2'-Оксидиэтанол (Диэтиленгликоль)	0,0042567	5,710683	0,134240	0,134240
		5 Маслосепаратор 4.5-С-1	1	8760,000 0																			2735	М асло минеральное нефтяное	0,0025131	3,371512	0,079254	0,079254
		6 Газосепаратор 4.5-С-2	1	8760,000 0																								
49 ПСП: Площадка резервуаров с УПА		3 ЗРА узла переключающей арматуры (нефть)	13	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0112	1	6,00	0,20	16,615 776	0,5220 00	20	189	74	189	74	0,00				0410	Метан	0,0000035	0,007196	0,000109	0,000109	
																							0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	0,0018913	3,888615	0,059645	0,059645
																							0416	Смесь углеводородов предельных С6 С10	0,0072285	14,862185	0,227959	0,227959
																							0602	Бензол	0,0002798	0,575284	0,008824	0,008824
																							0616	Ксилол	0,0000639	0,131382	0,002015	0,002015
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0002004	0,412033	0,006319	0,006319
																							2754	Углеводороды предельные С12-С19	0,0076068	15,639990	0,239888	0,239888
49 ПСП: Площадка резервуаров с УПА		1 Резервуары технологические РВС-10 000 с нефтью 4.2-Е-1...2.4.2-Е-4	3	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6023	1	15,6 0	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	99	163	270	165	113,00				0410	Метан	0,0019457	0,000000	0,132729	0,132729	
		2 Резервуары товарные РВС-10	2	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных С1 С5	1,3313739	0,000000	90,819457	90,819457



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	27	28	29
		000 с нефтью 4.2-Е-3,4.2-Е-5																										
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	5,0896959	0,000000	347,192798	347,192798
																							0602	Бензол	0,1965199	0,000000	13,405576	13,405576
																							0616	Ксилол	0,0448736	0,000000	3,061050	3,061050
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,1405798	0,000000	9,589632	9,589632
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	5,3558977	0,000000	365,351712	365,351712
50 ПСП: Насосная внешняя и внутренняя перекачки нефти		1 Насосы внутренней перекачки	2	7665,000 0	вентиляционная труба	1	0113	1	8,50	0,30	7,384789	0,522000	20	88	77	88	77	0,00				0410	Метан	0,0000172	0,035364	0,000449	0,000449	
		2 Насосы внешней перекачки	7	6412,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0094650	19,460549	0,246396	0,246396
		3 ЗРА (нефть)	17	8760,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0361743	74,376306	0,941707	0,941707
																							0602	Бензол	0,0014003	2,879092	0,036453	0,036453
																							0616	Ксилол	0,0003198	0,657526	0,008327	0,008327
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0010027	2,061605	0,026103	0,026103
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0380673	78,268416	0,990986	0,990986
50 ПСП: Насосная внешняя и внутренняя перекачки нефти		5 Емкость дренажная 4.3-Е-1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0114	1	5,00	0,06	0,389045	0,001100	20	94	95	94	95	0,00				0410	Метан	0,0000011	1,118142	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0007844	765,295901	0,000068	0,000068
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0029983	2925,433766	0,000258	0,000258
																							0602	Бензол	0,0001158	112,962574	0,000010	0,000010
																							0616	Ксилол	0,0000264	25,794342	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000828	80,807702	0,000007	0,000007
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0031554	3078,661156	0,000272	0,000272
51 ПСП: Установка улавливания легких фракций		1 Газосепаратор 4.4-ГС-1	1	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0115	1	8,60	0,30	7,384789	0,522000	20	212	74	212	74	0,00				0410	Метан	0,0197352	40,576633	0,613320	0,613320	
		2 Газосепаратор 4.4-ГС-2	1	8760,000 0																			0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0122153	25,115314	0,180307	0,180307
		3 Насос откачки конденсата 4.4-Н-1	1	365,000 0																			0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0000425	0,087485	0,001342	0,001342
		4 Насос системы охлаждения 4.4-Н-2	1	365,000 0																			1023	2,2'-Оксидизтанол (Диэтиленгликоль)	0,0042567	8,752004	0,005593	0,005593
		5 Компрессор 4.4-КМ-1	1	8760,000 0																			1052	Метанол (Метиловый спирт)	0,0000064	0,013159	0,000008	0,000008
52 ПСП: СИКН		1 ЗРА (нефть)	23	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0116	1	6,00	0,30	7,384789	0,522000	20	88	40	88	40	0,00				0410	Метан	0,0000061	0,012542	0,000193	0,000193	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0033474	6,882434	0,105564	0,105564
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0127935	26,304124	0,403457	0,403457
																							0602	Бензол	0,0004952	1,018158	0,015618	0,015618
																							0616	Ксилол	0,0001131	0,232540	0,003567	0,003567
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0003546	0,729077	0,011183	0,011183
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0134630	27,680652	0,424569	0,424569
53 ПСП: Площадка емкостей неучтенной нефти		1 Емкость для сбора неучтенной нефти 5-Е-1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	3	0117	1	5,00	0,06	0,389045	0,001100	20	275	99	275	99	0,00				0410	Метан	0,0000011	0,372714	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0007844	255,098634	0,000054	0,000054
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0029983	975,144589	0,000206	0,000206
																							0602	Бензол	0,0001158	37,654191	0,000008	0,000008

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	27	28	29
																							0616	Ксилол	0,0000264	8,598114	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000828	26,935901	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводород оды пр едель ные C12-C19	0,0031554	1026,220385	0,000217	0,000217
53 ПСП: Площадка емкостей неучтенной нефти		2 Емкость для сбора неучтенной нефти 5-E-2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0118	1	5,00	0,06	0,389045	0,001100	20	274	134	274	134	0,00				0410	Метан	0,0000005	0,447842	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0003137	306,118165	0,000052	0,000052
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0011993	1170,173506	0,000197	0,000197
																							0602	Бензол	0,0000463	45,185225	0,000008	0,000008
																							0616	Ксилол	0,0000106	10,317932	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000331	32,322691	0,000005	0,000005
																							2754	Углеводород оды пр едель ные C12-C19	0,0012621	1231,464462	0,000208	0,000208
53 ПСП: Площадка емкостей неучтенной нефти		3 Емкость для сбора неучтенной нефти 5-E-3	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0119	1	6,00	0,06	0,389045	0,001100	20	273	201	273	201	0,00				0410	Метан	0,0000011	1,118142	1,00e-07	1,00e-07	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0007844	765,295901	0,000060	0,000060
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0029983	2925,433766	0,000231	0,000231
																							0602	Бензол	0,0001158	112,962574	0,000009	0,000009
																							0616	Ксилол	0,0000264	25,794342	0,000002	0,000002
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000828	80,807702	0,000006	0,000006
																							2754	Углеводород оды пр едель ные C12-C19	0,0031554	3078,661156	0,000243	0,000243
54 ПСП: Пункт налива нефти		1 Пункт налива нефти	1	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6024	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	49	68	73	68	15,00				0410	Метан	0,0001680	0,000000	' 0,004858	' 0,004858	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	' 0,1169870	0,000000	' 1,488506	' 1,488506
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	' 0,1452960	0,000000	' 2,276405	' 2,276405
																							0602	Бензол	0,0044274	0,000000	' 0,072570	' 0,072570
																							0616	Ксилол	0,0000756	0,000000	' 0,003989	' 0,003989
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0009726	' 0,000000	' 0,018476	' 0,018476
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0000418	0,000000	0,003470	0,003470
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		1 Вытяжной шкаф №1 (мочная)	1	730,000	вентиляционная труба	1	0120	1	3,00	0,18	10,020867	0,255000	20	45	98	45	98	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	' 0,0000811	0,341339	0,000070	' 0,000070	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	' 0,0016700	7,028801	0,001449	' 0,001449
																							1401	Пропан-2-он (Ацетон)	' 0,0006370	2,681046	0,001674	' 0,001674
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0002930	' 1,233197	' 0,000770	' 0,000770
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		2 Вытяжной шкаф №2 (мочная)	1	730,000	вентиляционная труба	1	0121	1	3,00	0,18	10,020867	0,255000	20	41	98	41	98	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000811	0,341339	0,000070	0,000070	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0016700	7,028801	0,001449	0,001449
																							1401	Пропан-2-он (Ацетон)	' 0,0006370	2,681046	0,001674	' 0,001674
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0002930	1,233197	0,000770	' 0,000770
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		3 Вытяжной шкаф №12 (аналитич.зал №1)	1	1460,000 0	вентиляционная труба	1	0122	1	3,00	0,18	8,099218	0,206100	20	36	99	36	99	0,00				0302	Азотная кислота (по молекуле HNO3)	' 0,0002500	' 1,301868	' 0,000056	' 0,000056	
																							0322	Серная кислота (по молекуле H2SO4)	' 0,0000133	' 0,069259	' 0,000003	' 0,000003
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000811	0,422326	0,000426	0,000426
55 ПСП: Химическая лаборатория		4 Вытяжной шкаф №12а (аналитич.зал №1)	1	730,000	вентиляционная труба	1	0123	1	3,00	0,18	7,981326	0,203100	20	31	98	31	98	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	' 0,0000811	0,428564	0,000213	' 0,000213	

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	27	28	29
лаборатория ЛФХИ																												
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	' 0,0015976	8,442345	' 0,000696	' 0,000696
																							1401	Пропан-2-он (Ацетон)	' 0,0006094	3,220309	' 0,000265	' 0,000265
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		5 Вытяжной шкаф №12 б (аналитич.зал №1)	1	888,0000	вентиляционная труба	1	0124	1	3,00	0,18	8,209251	0,208900	20	26	98	26	98	' 0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	' 0,0000811	' 0,416665	' 0,000022	' 0,000022	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0016700	8,579915	0,000222	0,000222
																							1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,0006370	3,272698	0,000170	0,000170
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0002930	1,505338	' 0,000937	' 0,000937
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		6 Вытяжной шкаф №16 (аналитич.зал №1)	1	888,0000	вентиляционная труба	1	0125	1	3,00	0,18	8,405739	0,213900	20	20	94	20	94	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000811	0,406926	0,000022	0,000022	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0016700	8,379356	0,000222	0,000222
																							1401	Пропан-2-он (Ацетон)	0,0006370	3,196198	0,000170	0,000170
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,0002930	1,470151	0,000937	0,000937
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		7 Вытяжной шкаф №12 (аналитич.зал №2)	1	37,0000	вентиляционная труба	1	0126	1	3,00	0,18	6,385846	0,162500	20	20	90	20	90	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000811	0,535639	0,000011	0,000011	
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		8 Вытяжной шкаф №12б (хроматографическая)	1	12,0000	вентиляционная труба	1	0127	1	3,00	0,18	9,454983	0,240600	20	20	86	20	86	0,00				0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000776	0,346155	0,000003	0,000003	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0015976	7,126518	0,000069	0,000069
55 ПСП: Химическая лаборатория ЛФХИ		9 Вытяжной шкаф №12 (хроматографическая)	1	74,0000	вентиляционная труба	1	0128	1	3,00	0,18	9,234916	0,235000	20	20	83	20	83	0,00				1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0016700	7,626997	0,000445	0,000445	
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,0002930	1,338150	0,000078	0,000078
56 ПСП: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	2	800,0000	неорганизованный выброс	1	6025	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	217	31	246	31	15,00				0616	Ксилол	0,0343750	0,000000	0,263520	0,263520	
																							2752	Уайт-спирит	0,0343750	0,000000	0,263520	0,263520
																							2902	Взвешенные вещества	0,0100833	0,000000	0,058080	0,058080
57 КОС: Площадка отстойников пластовой воды		1 Отстойники пластовой воды ОВ-100	3	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6026	1	6,00	0,00	0,000000	0,000000	0	689	392	711	392	66,00				0410	Метан	0,0000046	0,000000	0,000143	0,000143	
		2 Отстойники с патронными фильтрами ОПФ-3000	3	8760,0000																			0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0034019	0,000000	0,107285	0,107285
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0274336	0,000000	0,865144	0,865144
																							0602	Бензол	0,0008061	0,000000	0,025423	0,025423
																							0616	Ксилол	0,0002199	0,000000	0,006935	0,006935
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0006363	0,000000	0,020068	0,020068
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0307055	0,000000	0,968331	0,968331
58 КОС: Площадка резервуаров-накопителей очищенной пластовой		1 Резервуары очищенной пластовой воды РВС-2000	4	8760,0000	неорганизованный выброс	1	6027	1	12,40	0,00	0,000000	0,000000	0	743	408	770	408	104,00				0410	Метан	0,0001238	0,000000	0,001928	0,001928	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0847108	0,000000	1,318894	1,318894
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,3238399	0,000000	5,041986	5,041986
																							0602	Бензол	0,0125039	0,000000	0,194678	0,194678
																							0616	Ксилол	0,0028552	0,000000	0,044453	0,044453
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0089446	0,000000	0,139262	0,139262
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,3407774	0,000000	5,305692	5,305692

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	27	28	29
59 КОС: Емкость для нефти		1 Емкость для сбора нефти ЕДП-1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0129	1	5,00	0,06	0,389045	0,001100	20	695	448	695	448	0,00				0410	Метан	0,0000011	1,118142	1,00e-07	1,00e-07	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0,0007844	765,295901	0,000058	0,000058	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	0,0029983	2925,433766	0,000220	0,000220	
																						0602	Бензол	0,0001158	112,962574	0,000008	0,000008	
																						0616	Ксилол	0,0000264	25,794342	0,000002	0,000002	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000828	80,807702	0,000006	0,000006	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0031554	3078,661156	0,000232	0,000232	
60 КОС: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	2	540,000 0	неорганизованный выброс	1	6028	1	5,00	0,00	0,000000	0,000000	0	731	478	758	476	10,00				0616	Ксилол	0,0375000	0,0000000	0,193185	0,193185	
																						2752	Уайт-спирит	0,0375000	0,0000000	0,193185	0,193185	
																						2902	Взвешенные вещества	0,0110000	0,0000000	0,042768	0,042768	
																						0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,6988619	168,199063	53,532483	53,532483	
61 КОС: Факельная система		1 Устройство факельное горизонтальное ГФУ - 5	1	8760,000 0	факельная труба	1	0130	1	2,00	2,69	8,403000	47,578728	1013	986	433	986	433	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,6988619	168,199063	53,532483	53,532483	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2760651	27,332352	8,699028	8,699028	
																						0337	Углерод оксид	14,1571825	1401,658862	446,104024	446,104024	
																						0410	Метан	0,2733725	27,065766	8,614185	8,614185	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,1478970	14,642825	4,660349	4,660349	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0019684	0,194885	0,062027	0,062027	
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1,40e-08	0,000001	4,46e-07	4,46e-07	
61 КОС: Факельная система		2 Устройство факельное горизонтальное ГФУ - 5	1	8760,000 0	факельная труба	1	0131	1	2,00	2,69	8,403000	47,578728	1013	986	383	986	383	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,6988619	168,199063	53,532483	53,532483	
																						0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2760651	27,332352	8,699028	8,699028	
																						0337	Углерод оксид	14,1571825	1401,658862	446,104024	446,104024	
																						0410	Метан	0,2733725	27,065766	8,614185	8,614185	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,1478970	14,642825	4,660349	4,660349	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0019684	0,194885	0,062027	0,062027	
																						0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	1,40e-08	0,000001	4,46e-07	4,46e-07	
62 НСППД: Площадка буферных		1 Буферные емкости БЕ1.1...1.3	3	8760,000 0	неорганизованный выброс	1	6029	1	6,00	0,00	0,000000	0,000000	0	631	473	650	472	23,00				0410	Метан	0,0000003	0,0000000	0,000009	0,000009	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0002045	0,0000000	0,006449	0,006449	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0016449	0,0000000	0,051874	0,051874	
																						0602	Бензол	0,0000499	0,0000000	0,001574	0,001574	
																						0616	Ксилол	0,0000124	0,0000000	0,000392	0,000392	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000336	0,0000000	0,001059	0,001059	
																						2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0018345	0,0000000	0,057854	0,057854	
63 НСППД: БКНС		1 Насосы ЦНС Н1.1...1.4	4	3131,000 0	вентиляционная труба	1	0132	1	8,00	0,30	7,384789	0,522000	20	647	424	647	424	0,00				0410	Метан	0,0000002	0,000411	0,000002	0,000002	
																						0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0000936	0,192447	0,001056	0,001056	
																						0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0003576	0,735245	0,004030	0,004030	
																						0602	Бензол	0,0000142	0,029196	0,000160	0,000160	
																						0616	Ксилол	0,0000028	0,005757	0,000032	0,000032	
																						0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000085	0,017476	0,000096	0,000096	

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	27	28	29
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0003746	0,770198	0,004222	0,004222
63 НСППД: БКНС		2 Емкость для слива масла Е2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0133	1	3,00	0,06	0,1414 71	0,0004 00	20	643	458	643	458	0,00				2735	Масло шнерьальное нефтяное	0,0000924	248,041136	0,000015	0,000015	
64 НСППД Площадка др енажных		1 Емкость дренажная Е1.1	1	8760,000 0	свеча р ассеивания	1	0134	1	6,00	0,06	0,6366 20	0,0018 00	20	642	493	642	493	0,00				0410	Метан	0,0000005	0,302898	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0002780	165,768000	0,000018	0,000018
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0010625	633,542440	0,000070	0,000070
																							0602	Бензол	0,0000411	24,523993	0,000003	0,000003
																							0616	Ксилол	0,0000094	5,604803	0,000001	0,000001
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000292	17,412452	0,000002	0,000002
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0011181	666,692462	0,000074	0,000074
64 НСППД: Площадка др енажных		2 Емкость дренажная Е1.2	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0135	1	6,00	0,06	0,6366 20	0,0018 00	20	646	493	646	493	0,00				0410	Метан	0,0000005	0,302898	0,000000	0,000000	
																							0415	Смесь углеводородов предельных C1 C5	0,0002780	165,768000	0,000018	0,000018
																							0416	Смесь углеводородов предельных C6 C10	0,0010625	633,542440	0,000070	0,000070
																							0602	Бензол	0,0000411	24,523993	0,000003	0,000003
																							0616	Ксилол	0,0000094	5,604803	0,000001	0,000001
																							0621	Метилбензол (Толуол)	0,0000292	17,412452	0,000002	0,000002
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0011181	666,692462	0,000074	0,000074
65 ПР: Площадка для слива/налива метанола из автоцистерн		1 ЗРА (метанол)	5	8760,000 0	неорганизован ный выброс	1	6030	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	907	805	930	805	11,00				1052	М етанол (М етиловый спирт)	0,0978168	0,000000	0,496125	0,496125	
		2 Слив метанола из автоцистерн	1	730,0 000																								
		3 Стояк наливной для слива метанола в автоцистерну	1	730,0 000																								
66 ПР: Насосная метанола		1 Насосы перекачки метанола Н-1.1, 1.2	2	1460,000 0	вентиляционная труба	1	0136	1	9,50	0,20	22,103 438	0,6944 00	20	894	838	894	838	0,00				1052	Метанол (Метилловый спирт)	0,0602528	93,126331	0,596024	0,596024	
		2 ЗРА (метанол)	8	8760,000 0																								
67 ПР: Площадка резервуаров метанола		3 Емкость дренажная Е1.1	1	8760,000 0	свеча рассеивания	1	0137	1	7,00	0,05	0,5602 25	0,0011 00	20	922	835	922	835	0,00				1052	Метанол (Метилловый спирт)	0,0672983	65662,3439 89	0,004734	0,004734	
67 ПР: Площадка резервуаров метанола		1 Резервуары запаса метанола	2	8760,000 0	неорганизован ный выброс	1	6031	1	12,3 0	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	947	823	101 4	823	31,00				1052	М етанол (М етиловый спирт)	0,7650775	0,000000	0,843118	0,843118	
		2 ЗРА (метанол)	6	8760,000 0																								
67 ПР: Площадка резервуаров метанола		4 Резервуары запаса метанола РВ1.3...1.4	2	8760,000 0	неорганизован ный выброс	1	6032	1	12,3 0	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	944	710	101 1	710	40,00				1052	М етанол (М етиловый спирт)	0,7571056	0,000000	0,591716	0,591716	
68 ПР: Участок окрасочных работ		1 Окрасочные работы	2	300,0 000	неорганизован ный выброс	1	6033	1	5,00	0,00	0,0000 00	0,0000 00	0	953	748	101 0	749	16,00				0616	Ксилол	0,0356250	0,000000	0,088155	0,088155	
																							2752	Уайт-спирит	0,0356250	0,000000	0,088155	0,088155
																							2902	Взвешенные вещества	0,0104500	0,000000	0,016553	0,016553
69 БПО: Блок ремонтно- эк сплу атационный		1 Токарный станок	2	2603,000 0	вентиляционная труба	2	0138	1	8,00	0,16	25,962 150	0,5220 00	20	120	564	125	564	26,00				0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0,0101847	10,470145	0,039551	0,039551	
		2 Фрезерный станок	1	932,0 000																			0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	0,0001103	0,113391	0,000579	0,000579
		3 Абразивно-отрезной станок	1	264,0 000																			0146	М едь оксид (М еди оксид) (в пересчете на медь)	0,0000837	0,086046	0,000024	0,000024
		4 Сварочные работы	1	4120,000 0																			0203	Хром (Хром шестивалентный) (в пересчете на хрома (VI) оксид)	0,0000186	0,019121	0,000016	0,000016
		5 Газовая резка	1	576,0 000																			0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,0082268	8,457372	0,023704	0,023704

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	27	28	29
																							0337	Углерод оксид	' 0,0108142	11,117288	' 0,034622	' 0,034622
																							0342	Фториды газообразные	' 0,0000967	0,099410	' 0,000579	' 0,000579
																							0344	Фториды плохо растворимые	' 0,0000288	' 0,029607	' 0,000192	' 0,000192
																							2902	Взвешенные вещества	0,0416000	42,765919	0,086543	0,086543
																							2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO2	' 0,0000151	0,015523	' 0,000187	' 0,000187
69 БПО: Блок ремонтно-эксплуатационный		6 Заточный станок	1	359,0000	вентиляционная труба	1	0139	1	2,00	0,20	16,615776	0,522000	20	121	539	121	539	0,00				2902	Взвешенные вещества	' 0,0096000	19,738116	' 0,012407	' 0,012407	
																							2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	' 0,0032000	6,579372	' 0,004136	' 0,004136
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		1 Вытяжные шкафы №77,119,125 (П.72)	3	2409,0000	вентиляционная труба	3	0140	1	6,55	0,25	6,451759	0,316700	20	90	602	94	602	11,00				1401	Пропан-2-он (Ацетон)	' 0,0005733	0,647616	' 0,000075	' 0,000075	
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0008790	0,992943	' 0,007623	' 0,007623
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		2 Вытяжные шкафы №77,119 (П.73)	2	36,0000	вентиляционная труба	2	0141	1	6,55	0,20	10,080874	0,316700	20	90	615	93	615	' 10,00				1401	Пропан-2-он (Ацетон)	' 0,0003822	' 0,647616	' 0,000004	' 0,000004	
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0005860	' 0,992943	' 0,000076	' 0,000076
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		3 Вытяжные шкафы №77,119 (П.74)	2	730,0000	вентиляционная труба	2	0142	1	6,55	0,20	10,080874	0,316700	20	89	626	93	626	8,00				0906	Тетрахлорид углерода (Углерод четыреххлористый)	0,0009860	1,670721	0,002592	0,002592	
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0033400	5,659439	0,002200	0,002200
																							2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	' 0,0001622	0,274839	' 0,001540	' 0,001540
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		4 Вытяжные шкафы №77,125 (П.77)	2	183,0000	вентиляционная труба	2	0143	1	6,55	0,20	10,080874	0,316700	20	90	635	93	635	7,00				0303	Аммиак	' 0,0000984	0,166733	0,000064	' 0,000064	
																							0316	Соляная кислота	0,0002640	0,447333	0,000174	0,000174
																							1061	Этанол (Спирт этиловый)	0,0033400	5,659439	0,002200	0,002200
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		5 Вытяжной шкаф №77 (П.41)	1	96,0000	вентиляционная труба	1	0144	1	3,00	0,20	10,080874	0,316700	20	94	643	94	643	0,00				2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,0000811	0,274839	0,000101	0,000101	
70 БПО: Химическая лаборатория ЛФХИ		6 Вытяжной шкаф №77 (П.45)	1	3650,0000	вентиляционная труба	1	0145	1	3,00	0,20	10,080874	0,316700	20	94	650	94	650	0,00				2704	Бензин (нефтяной, малосернистый)	0,0000811	0,274839	0,003850	0,003850	
71 КЭ: ГТЭС-36		1 Газотурбинный агрегат	1	8760,0000	дымовая труба	1	0146	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	183	825	183	825	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
71 КЭ: ГТЭС-36		2 Газотурбинный агрегат	1	8760,0000	дымовая труба	1	0147	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	192	825	192	825	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
71 КЭ: ГТЭС-36		3 Газотурбинный агрегат	1	8760,0000	дымовая труба	1	0148	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	201	825	201	825	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
71 КЭ: ГТЭС-36		4 Газотурбинный агрегат	1	8760,0000	дымовая труба	1	0178	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	209	826	209	826	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453

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	27	28	29
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
71 КЭ: ГТЭС-36		5 Газотурбинный агрегат	1	8760,000 0	дымовая труба	1	0179	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	226	818	226	818	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
71 КЭ: ГТЭС-36		6 Газотурбинный агрегат	1	8760,000 0	дымовая труба	1	0180	1	17,50	1,70	41,015495	93,097000	688	226	808	226	808	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	1,7896910	67,671080	56,439709	56,439709	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,2908250	10,996559	9,171453	9,171453
																							0337	Углерод оксид	9,9332640	375,592605	313,255404	313,255404
72 КЭ: В спомогательный блок ГТЭС		1 Емкости масла	6	8760,000 0	вентиляционная труба	1	0149	1	7,00	0,30	9,823750	0,694400	20	164	825	164	825	0,00				2735	М асло минеральное нефтяное	0,0151943	23,484142	0,007622	0,007622	
		2 Насосы масла	6	135,0000																								
73 КЭ: Эл ектр останция дизельная		1 ДЭС 200 кВт	1	240,0000	выклопная труба ДЭС	1	0150	1	7,71	0,05	420,37073 1	0,825396	400	173	772	173	772	0,00				0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0,4577778	1367,240092	0,295427	0,295427	
																							0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0743889	222,176537	0,048007	0,048007
																							0328	Углерод (Сажа)	0,0388889	116,149065	0,025764	0,025764
																							0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0,0611111	182,519873	0,038646	0,038646
																							0337	Углерод оксид	0,4000000	1194,675751	0,257640	0,257640
																							0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0000007	0,002156	4,72e-07	4,72e-07
																							1325	Формальдегид	0,0083333	24,888979	0,005153	0,005153
																							2732	Керосин	0,2000000	597,337875	0,128820	0,128820
73 КЭ: Эл ектр останция дизельная		2 Резервуар дизельного топлива V=25 м3	1	8760,000 0	дыкательный клапан	1	0151	1	5,80	0,05	0,916732	0,001800	20	174	768	174	768	0,00				0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000114	6,810431	0,000002	0,000002	
																							2754	Углеводороды предельные C12-C19	0,0040678	2425,465210	0,000555	0,000555

**Приложение Ф**  
**Исходные данные для расчетов выбросов ЗВ и отходов в период**  
**строительства/реконструкции по данным ПОС**

**Ведомость потребности в основных строительных машинах, механизмах и транспорте**

Наименование машин и механизмов	Мощность кВт	Марка (тип)	Для всех этапов
1 Экскаватор в карьере, емкостью ковша 1- 1,6 м <sup>3</sup> (в карьере)	125	ЭО – 5126	1
2 Экскаватор, емкостью ковша - 0,65 м <sup>3</sup> (колесный)	74	ЭО – 4321	1
3 Бульдозер гусеничный	79,96	ДЗ-171.1	2
4 Автогрейдер	100	ДЗ-143	1
5 Борона (посев трав)	-	Дисковая	1
6 Сеялка ( посев трав)	-	-	1
7 Каток игольчатый, кулачковый (посев трав)	37	ДУ-26А	1
8 Каток пневмоколесный полуприцепной 25 т	158	ДУ – 16Г	1
9 Пневмотрамбовка	74	ПТ-32	4
10 Кран на автомобильном ходу грузоподъемностью 200 т	345	Liebherr LTM 1200	1
11 Кран на автомобильном ходу грузоподъемностью 100, 50 т	88	КС-5363ХЛ	1
12 Кран на автомобильном ходу грузоподъемностью 25т	176	КС-54711	1
13 Бурильно-крановая машина глубина бурения до 15 м или на гусеничном ходу типа"Беркут"	242	БКМ-1501 Беркут	1
14 Буровой станок для устройства фундаментов рядом с существующими сооружениями	50		1
15 Сварочный агрегат: - на 1 пост	28	АДД 1х250 АС-500	1
16 Сварочный трансформатор	20, 45	ТС-300; ТДМ - 501	4
17 Автомобильный гидроподъемник	325	ВС-28К на базе КАМАЗ	1
18 Передвижная электростанция ( В вахтовом поселке)		ДЭС-500	1
19 Компрессорная станция	74	ДК-9; (9 м <sup>3</sup> /мин, 0,6 МПа)	2
20 Компрессорная станция	515	АМС4 (70 м <sup>3</sup> /мин, 10 МПа)	2
21 Наполнительный агрегат	220	АН 261 (260 м <sup>3</sup> /ч)	2
22 Опрессовочный агрегат	96	АО-161 (13 МПа)	2
23 Автоматизированный комплекс контроля сварочных работ	169	ЛКС 2	1
24 Стационарный бетоносмеситель	2,2	БСГ-550	2
25 Стационарный растворосмеситель	2,2	СО-400 РШ	2
26 Трубовоз	176	КАМАЗ 44262	1
27 Тягач седельный с прицепом	265	КАМАЗ	1
28 Автосамосвал	190	Г/п 15 т	19
29 Бортовой автомобиль грузоподъемностью от 10 до 15 т	176	УРАЛ - 4320,	4
30 Автобус вахтовый	176	УРАЛ – вахта, на 32 места	5
31 Топливозаправщик	176	УРАЛ - 4320	1
32 Пожарный автомобиль	176	АЦ-40, на базе УРАЛ 43202	1
33 Спецтехника для вывоза жидких бытовых отходов	176	на базе УРАЛ 43202	1



## Ведомость объемов работ

Распределение по объектам строительства (в т.ч. по видам работ)	Ед. изм.	Всего	Строительство площадки	Площадка очистки газа поз. 1	Блок-боксы подготовки газа на собственные нужды поз. 2	Агрегат компрессорный поз. 3.1 - 5.1	Блок автоматики поз. 3.2 - 5.2	Блок пожаротушения поз. 3.3 - 5.3	Установка охлаждения газа поз. 9	Установка воздушно-компрессорная поз. 11	Площадка емкостей поз. 12	Площадка свечей поз. 13	Блочная комплектная трансформаторная подстанция поз. 10 и 16	Мачта прожекторная с молниеводом ПМС-29.3 поз. 17-19, 31	Молниевод МС-40.2 поз. 20 - 21	Мачта прожекторная с молниеводом ПМС-32.5 поз. 23-24	Емкость промышленных сточных вод V=12,5м3 поз. 26	Молниевод поз. 28-29	Внутриплощадочные сети
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Строительство площадки</b>																			
<i>Подготовительные работы</i>																			
1	Уборка снега с площадки бульдозером с перемещением до 50 м	га	3,74	3,74															
		м3	18691	18691															
2	Разбивка теодолитных ходов	км	0,84	0,84															
3	Разбивка основных осей крупных зданий и сооружений	км	0,35	0,35															
4	Разбивка границ участка с переносом в натуру	км	3,74	3,74															
5	Изготовление и установка бетонных столбов для закрепления разбивочного базиса и границ участка в натуру	шт	44	44															
6	Изготовление и установка деревянных столбов для закрепления осей зданий и сооружений	шт	400	400															
7	Разбивочные работы внутриплощадочных проездов	км	0,09	0,09															
<i>Земляные работы</i>																			
8	Разработка грунта в карьере и в карьере «Марато» с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами	м3	154030	154030															
9	Транспортирование грунта, автосамосвалами с карьера «Марато» на территорию площадки	м3	154030	154030															
		т	246448	246448															
		км		33,7 км															
10	Работа на отвале при транспортировании грунта бульдозером	м3	154030	154030															
11	Уплотнение грунта без поливки водой пневматическим прицепным катком	м3	154030	154030															
12	Планировка насыпи и откосов механизированным способом	м2	37381	37381															
<i>Устройство внутриплощадочных проездов из плит</i>																			
13	Устройство выемки (корыта) бульдозером с перемещением грунта во временный отвал на расстояние до 50м	м3	1467	1467															
14	Устройство основания из грунта укрепленного 12 % цемента толщиной 0,15 м	м2	4751	4751															
		м3	713	713															
15	Устройство прослойки из нетканого синтетического материала в основании щебеночного покрытия	м2	5663	5663															
16		м2	4356	4356															

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	Устройство дорожных покрытий из сборных железобетонных плит 1ПДН-14	м3	610	610															
		шт	388	388															
17	Устройство радиусов поворота из монолитного цементобетона малой механизацией h=0,14 м	м2	395	395															
		м3	55	55															
		т	7,05	7,05															
18	Устройство обочин из щебня	м3	112	112															
	<i>Устройство внутриплощадочных проездов из щебня</i>																		
19	Устройство выемки (корыта) бульдозером с перемещением грунта временный отвал на расстояние до 50м	м3	379	379															
20	Устройство прослойки из нетканого синтетического материала в основании щебеночного покрытия	м2	1641	1641															
21	Устройство покрытия из щебня	м3	476	476															
22	<i>Устройство тротуаров</i>																		
23	Устройство тротуаров из сборных ж/б плит ТК.8	м2	464,63	464,63															
24		шт	826	826															
	<b>Строительство сооружений</b>																		
	<i>Земляные работы</i>																		
25	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м3	1584,15						210,15		1096						278		
26	Доработка грунта вручную в котлованах, траншеях без креплений с откосами	м3	41,72						36,18				0,54				5		
27	Доработка грунта вручную в котлованах, траншеях с креплениями	м3	49,05				43,08			3,57	2,4								
28	Копание ям вручную без креплений для стоек и столбов	м3	2,54							0,6			1,94						
29	Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами (в резерв)	м3	1571								1110						461		
30	Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами (из резерва)	м3	1110								1110								
31	Разравнивание лишнего грунта	м3	490,06				246,17		126,20	0,67	96,48		0,54				20		
32	Разработка грунта с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами (погрузка лишнего грунта)	м3	2824,99				2215,54		84,13		64,32						461		
33	Засыпка траншей и котлованов с перемещением грунта до 5 м бульдозерами	м3	1152								915						237		
34	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	376,87				286,83		36	3,5	22,6		1,94				26		
35	Уплотнение грунта пневматическими трамбовками	м3	2843,98				1434,09		36	0,35	1136		0,54				237		
36	Планировка площадей: ручным способом	м3	5,60							4,2	1,4								
37	Устройство подстилающих слоев песчаных	м3	1161,58				1147,26				8,42						5,9		
38	Устройство подстилающих слоев щебеночных	м3	267,10						264,6	2,5									
39	Устройство подстилающих слоев бетонных	м3	70,32				70,26			0,06									
40	Устройство дорожных покрытий из сборных прямоугольных железобетонных плит	м3	0,22							0,22									
41	Устройство теплоизоляционного слоя из пенопласта	м2	199,03				184,71				8,42						5,9		
	<i>Устройство фундаментов</i>																		
42	Бурение скважин диаметром 100 мм	м	296,00						288,00	8									

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
43	Бурение скважин диаметром 140 мм	м	330,24						233,91	96,33									
44	Бурение скважин диаметром 150 мм	м	421,92												210,96			210,96	
45	Бурение скважин диаметром 200 мм	м	1779,96						1735,02	44,94									
46	Бурение скважин диаметром 250 мм	м	2254,47		197,64	430,10	178,35	308,49	181,80		624,328	37,74	245,12				50,9		
47	Бурение скважин диаметром 300 мм	м	1225,25								10,241	88,80	104,00	326,09	499,20		196,92		
48	Бурение скважин диаметром 350 мм	м	103,07										103,07						
49	Бурение скважин диаметром 400 мм	м	3182,54						3053,70				128,84						
50	Бурение скважин диаметром 500 мм	м	11,22															11,22	
51	Погружение дизель-молотом копровой установки на базе трактора стальных свай	т	142,92							93,30	6,03				15,43	12,72		15,43	
52	Крепление скважин обсадными трубами при шнековом бурении:																		
53	Диаметр обсадной трубы до 700 мм;	м	12,00														12		
54	Диаметр обсадной трубы до 500 мм;	м	371,24					242,40					128,84						
55	Диаметр обсадной трубы до 400 мм;	м	235,26									22,40	16,00	120,06	76,80				
56	Диаметр обсадной трубы до 300 мм	м	433,39		65,10	139,80	28,80	113,10	58,59			11,20						16,8	
57	Установка в скважины стальных свай	м	7533,94		231	479,5	3740,88	393,12	209,04		653,2	132,00	104,00	972,00	499,20		120		
58	Заполнение полостей свай и скважин цементно-песчаным раствором	м3	525,42		2,22	1,52	311,61	2,17	1,94	43,70	12,5874	1,52	0,49	55,74	2,35		11,44	78,132	
59	Заполнение полостей свай бетоном	м3	181,56		1,62	3,57	80,79	2,72	1,19	23,27	3,894	0,44	1,12	18,03	5,39	17,66	3,94	0,26	17,66
60	Огрунтовка и окраска металлической поверхности	м2	11795,60		141,75	337,80	5529,27	321,30	157,23	1674,00	667,95	37,60	75,00	910,98	360,00	726,36	112,00	18	726,36
61	Извлечение обсадных труб из скважин	м	1024,84		65,10	139,80	271,20	113,10	58,59			33,60	16,00	248,90	76,80			1,75	
62	Устройство монолитных конструкций железобетонных фундаментов под оборудование	м3	1164,93				1164,93												
63	Устройство гидроизоляции боковой обмазочной	т	33,08				33,08												
64	Устройство гидроизоляции боковой обмазочной	м2	720,39				720,39												
	<i>Термометрическая трубка, погружаемая вместе со свайей</i>																		
65	Шнековое бурение скважин диаметром 250 мм	м	3,90				3,60										0,3		
66	Шнековое бурение скважин диаметром 100 мм	м	151,30				141,60										9,7		
67	Установка в скважины стальных свай	м	308,91		4,12		184,71						43,60	63,68			12,8		
68	Устройство заглушки на свай из толстолистовой стали	т	0,04		0,002		0,03							0,004			0,001		
69	Засыпка в межтрубное пространство песка	м3	0,91				0,86										0,05		
70	Огрунтовка и окраска металлической поверхности	м2	152,46		5,10		76,50						33,96	36,00			0,9		
71	Монтаж крышки термометрической скважины	т	0,38		0,015		0,156						0,132	0,058			0,017		
72	Изоляция плитами из минеральной ваты	м3	0,296		0,022		0,168							0,086			0,02		
73	Устройство кожуха	м2	0,15		0,10		0,006						0,002	0,004			0,04		
74	Изоляция изделиями из пенопласта	м3	0,04		0,002		0,02						0,01	0,008			0,002		
75	Установка деревянного щита из доски	м2	0,02		0,001		0,01						0,005	0,004			0,0024		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	<i>Устройство подполья и отмостки</i>																		
76	Уплотнение грунта щебнем	м2	1521,44		116,10	172,80	352,80	198,93	111,42		200		360,39				9		
77	Устройство подстилающих слоев бетонных	м3	143,31		11,61	20,06	35,28	17,91	9,75		17,1		30,69				0,9		
78	Укладка бруса в температурном шве	м3	0,49		0,05	0,04	0,08	0,04			0,12		0,158						
	<i>Площадка монолитная</i>																		
79	Разработка грунта с перемещением до 10 м бульдозерами	м3	146,05		105,3						40,75								
80	Разработка грунта вручную в траншеях и котлованах с креплениями	м3	0,78		0,03						0,75								
81	Разработка грунта с погрузкой на автомобили-самосвалы экскаваторами	м3	138,08		105,33						32,75								
82	Разравнивание лишнего грунта	м3	65,50								65,5								
83	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	8,75								8,75								
84	Уплотненный щебнем грунт с пропиткой битумом	м2	608,35		433,35						175								
85	Устройство бетонной подготовки	м3	60,84		43,34						17,5								
86	Устройство стен и плоских днищ из бетона	м3	108,00		74,25						33,75								
87	Армирование каре сетками	т	11,08		8,67						2,41								
88	Установка закладных деталей	т	0,23		0,14						0,09								
89	Установка сальников	т	0,17		0,09						0,08								
90	Установка металлических решеток прямиков	т	0,052		0,027						0,025								
91	Устройство герметизации мест прохода свай в бетонной площадке мастикой	м	114,50		94,5						20								
92	Устройство гидроизоляции боковой оклеечной мест прохода свай через площадку и ж/б стен прямка	м2	102,30		91,8						10,5								
93	Устройство гидроизоляции боковой обмазочной	м2	142,81		27,81						115								
	<i>Монтаж металлических конструкций</i>																		
94	Монтаж оголовков	т	9,87		0,18	0,42	0,17	0,67	0,35	2,30	1,64	0,20	1,02	1,19	0,54	0,54	0,12	0,54	
95	Монтаж ростверков	т	12,17		0,94						7,30			1,54	0,80	0,80		0,80	
96	Монтаж опор	т	11,64								1,20	2,57	7,86						
97	Монтаж опорных плит	т	0,99														0,99		
98	Монтаж балок, стоек, связей	т	61,90			4,44	0,22	2,00	1,00	35,28	7,90		3,17	7,89					
99	Монтаж площадок входа	т	27,20			1,18		1,82	3,17	15,36	5,67								
100	Монтаж площадок обслуживания	т	8,71								3,64			5,07					
101	Монтаж площадок с настилом и ограждением	т	40,32							40,32									
102	Монтаж кабельной эстакады	т	10,06					2,17						7,89					
103	Монтаж цокольного ограждения	т	5,36					2,90	1,22		1,24								
104	Монтаж болтов анкерных, хомутов	т	1,53								0,31	0,10		0,44	0,21	0,21	0,04	0,21	
105	Огрунтовка и окраска металлической поверхности	м2	13282,56		69,70	421,16	26,07	1842,32	953,08	5461,16	2310,51	165,80	759,54	857,59	192,00	66,12	64,00	27,4	66,12
	<b>Монтаж компрессорных агрегатов</b>																		
106	Монтаж кожуха муфты	т	0,12					0,12											
107	Установка вентиляторов крышных	шт	6					6											
108	Установка клапанов воздушных утепленных КВУ с электрическим или пневматическим приводом периметром до 3200 мм	шт	9					9											
109	Установка клапанов лепестковых к осевым вентиляторам	шт	6					6											
110	Установка калориферов	шт	6					6											
111	Установка вентиля, задвижек, затворов, клапанов обратных,	шт	3					3											

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	кранов проходных на трубопроводах из стальных труб диаметром до 25 мм																		
112	Огрунтовка и окраска металлических поверхностей	м2	96,00			96,00													
113	Обработка огнезащитным составом	м2	258,09			258,09													
114	Монтаж оборудования на открытой площадке:																		
115	- рама, масса 9,737 т;	шт	3			3													
116	- рама блока двигателя, масса 6,513 т;	шт	3			3													
117	- рама блока всасывания, масса 2,593 т;	шт	3			3													
118	- рама для выкатки двигателя, масса 1,021 т;	шт	3			3													
119	- контейнер, масса 8,615 т;	шт	3			3													
120	- створки, масса 0,353 т;	шт	3			3													
121	- улитка, масса 2,913 т;	шт	3			3													
122	- отсек, масса 3,2 т;	шт	6			6													
123	- перегородка, масса 0,4537 т;	шт	6			6													
124	- крыша, масса 1,5328 т;	шт	6			6													
125	- стенка, масса 0,6996 т;	шт	3			3													
126	- переходник, масса 2,46 т;	шт	3			3													
127	- стенка, масса 0,2827 т;	шт	9			9													
128	- блок промежуточный, масса 10,25 т;	шт	3			3													
129	- блок всасывания, масса 2,24 т;	шт	3			3													
130	- блок шумоглушения, масса 4,789 т;	шт	6			6													
131	- блок переходника диффузорного, масса 2,120 т;	шт	3			3													
132	- блок очистки воздуха, масса 30,749 т;	шт	3			3													
133	- противообледенительная система, масса 17,8773 т;	шт	3			3													
134	- опоры системы выхлопной, масса 23,53 т;	шт	3			3													
135	- компенсатор, масса 0,2543 т;	шт	3			3													
136	- агрегатный блок подготовки топливного газа, масса 4,616 т;	шт	3			3													
137	- блок вентиляции, масса 3,1 т;	шт	3			3													
138	- маслоохладитель, масса 1,72 т	шт	3			3													
139	- зашивки, масса 0,5142 т	шт	3			3													
140	Монтаж кожуха вентиляционного	т	0,41			0,41													
141	Монтаж лотков, решеток, затворов из полосовой и тонколистовой стали	т	0,17			0,166													
142	Монтаж балок	т	12,45			12,45													
143	Установка дефлекторов диаметром патрубка 500 мм	шт	9			9													
144	Монтаж стяжек, люлек, этажерок сушил и других деталей из сортовой стали	т	2,25			2,25													
145	Монтаж рекуператоров, экранов, коробок, загрузочных и разгрузочных камер вращающихся печей и сушил из листовой стали	т	0,33			0,33													
146	Монтаж вставок, опор	т	2,57			2,57													
147	Монтаж площадок с настилом и ограждением из стали	т	19,76			19,76													
148	Монтаж лестниц	т	2,02			2,02													
149	Монтаж стоек	т	0,11			0,11													
150	Монтаж рельсов	т	0,31			0,31													
151	Защита листовой сталью	т	0,02			0,02													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
152	Монтаж воздуховода	т	3,18			3,18													
153	Монтаж шита массой 0,027 т	шт	3			3													
154	Установка шкафа пожарного	шт	6			6													
155	Установка кранов пожарных диаметром 50 мм	шт	6			6													
156	Установка кранов шаровых:																		
157	- Ду 50 мм;	шт	3			3													
158	- Ду 65 мм;	шт	3			3													
159	- Ду 80 мм	шт	21			21													
160	Монтаж клапана электромагнитного Ду 25																		
161	- Ду 25 мм;	шт	3			3													
162	- Ду 80 мм	шт	3			3													
163	Установка клапана обратного Ду 80 мм	шт	6			6													
164	Установка регулятора расхода дискового Ду 50 мм	шт	6			6													
165	Установка фильтров воздушных сетчатых	шт	6			6													
166	Установка фильтров воздушных ячейковых	м2	74,40			74,40													
167	Установка бобышек, штуцеров	шт	6			6													
168	Монтажные работы по ЦБК	шт	3			3													
169	Монтаж и сборка диффузора выхлопа с блоком шумоглушения выхлопа, масса оборудования 25,291 т	шт	3			3													
170	Монтаж трансмиссии	шт	3			3													
171	Прокладка трубопроводов водоснабжения из стальных водогазопроводных оцинкованных труб диаметром 15 мм	м	4,20			4,20													
172	Прокладка трубопроводов отопления и водоснабжения из стальных электросварных труб:																		
173	- диаметром 50 мм;	м	27,00			27,00													
174	- диаметром 80 мм	м	9,00			9,00													
175	Прокладка трубопровода в помещениях или на открытых площадках в пределах цехов, монтируемый из труб и готовых деталей:																		
176	- диаметр трубопровода наружный 8 мм;	м	27,81			27,81													
177	- диаметр трубопровода наружный 14 мм;	м	59,76			59,76													
178	- диаметр трубопровода наружный 18 мм;	м	1,44			1,44													
179	- диаметр трубопровода наружный 28 мм;	м	0,42			0,42													
180	- диаметр трубопровода наружный 33,5 мм;	м	21,02			21,02													
181	- диаметр трубопровода наружный 38 мм;	м	121,29			121,29													
182	- диаметр трубопровода наружный 45 мм;	м	103,88			103,88													
183	- диаметр трубопровода наружный 57 мм;	м	180,07			180,07													
184	- диаметр трубопровода наружный 76 мм;	м	28,18			28,18													
185	- диаметр трубопровода наружный 89 мм;	м	105,66			105,66													
186	- диаметр трубопровода наружный 108 мм;	м	46,38			46,38													
187	- диаметр трубопровода наружный 206 мм;	м	3,18			3,18													

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
188	- диаметр трубопровода наружный 234 мм;	м	0,86			0,86													
189	- диаметр трубопровода наружный 250 мм;	м	39,63			39,63													
190	- диаметр трубопровода наружный 426 мм	м	4,07			4,07													
191	Установка фасонных частей стальных сварных диаметром 100-250 мм	т	0,31			0,31													
192	Изоляция матами минераловатными	м3	0,42			0,42													
193	Изоляция трубопроводов конструкциями теплоизоляционными комплектными на основе цилиндров минераловатных на синтетическом связующем	м3	1,26			1,26													
194	Покрытие поверхности изоляции трубопроводов сталью оцинкованной	м2	0,09			0,09													
195	Изоляция трубопроводов конструкциями теплоизоляционными комплектными на основе цилиндров минераловатных на синтетическом связующем	м3	7,62			7,62													
196	Окраска металлических поверхностей	м2	354,00			354,00													
<b>Мачта прожекторная</b>																			
197	Монтаж прожекторной мачты	т	23,40											14,78		8,62			
198	Установка стальных отдельно стоящих молниеотводов со шпилем	т	12,70												6,35			6,35	
199	Монтаж промежуточных площадок с настилом и ограждением	т	7,99											5,16		2,83			
200	Огрунтовка и окраска металлической поверхности	м2	2843,36											1280,00	267,68	1028,00		267,68	
<b>Электроснабжение</b>																			
201	Прокладка кабеля	м	1949,20										1607,20	228,00		114			
202	Монтаж трубы стальной по установленным конструкциям	м	174,00											112,00		62			
203	Монтаж лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	3,03										3,03						
204	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	138,00											96,00		42			
205	Заделка концевая сухая кабеля с пластмассовой и резиновой изоляцией напряжением	шт	62										48	8		6			
206	Прокладка проводника заземляющего из полосовой стали	м	96,70										66,70	20		10			
207	Прокладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	124,50										34,50	60		30			
208	Монтаж стойки сборных кабельных конструкций	шт	120										120						
209	Установка полки кабельной, устанавливаемой на стойках	шт	923										923						
210	Монтаж ящика с предохранителями, устанавливаемого на конструкции на полу	шт	8											4	2	2			
211	Монтаж ящика, устанавливаемого на конструкции на стене или колонне	шт	2													2			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
212	Монтаж прожектора, отдельно устанавливаемого на стальной мачте	шт	40											24	4	12			
	<b>Внутриплощадочные сети</b>																		
213	Шнековое бурение скважин диаметром до 250 мм	м	1261,28																1261,28
214	Шнековое бурение скважин диаметром до 300мм	м	1859,71																1859,71
215	Шнековое бурение скважин диаметром до 400мм	м	894,01																894,01
216	Шнековое бурение скважин диаметром до 500мм	м	724,00																724,00
217	Крепление скважины	м	1387,23																1387,23
218	Извлечение труб из скважины	м	1387,23																1387,23
219	Установка в скважины стальных свай	м3	307,11																307,11
220	Перфорация свай	м2	381,81																381,81
221	Заполнение бетоном полых свай и свай-оболочек	м3	26,29																26,29
222	Очистка и обеспыливание металлической поверхности	м2	8485,30																8485,30
223	Огрунтовка и окраска	м2	3818,06																3818,06
	<i>Опоры под трубопроводы</i>																		
224	Монтаж опорных конструкций	т	153,00																153,00
225	Монтаж связей и распорок	т	6,03																6,03
226	Монтаж балок	т	42,95																42,95
227	Очистка и обеспыливание металлической поверхности	м2	5757,26																5757,26
228	Огрунтовка и окраска	м2	5757,26																5757,26
	<i>Кабельная эстакада</i>																		
229	Монтаж опорных конструкций	т	13,10																13,10
230	монтаж ригелей и элементов крепления	т	45,53																45,53
231	Очистка и обеспыливание металлической поверхности	м2	174,49																174,49
232	Огрунтовка и окраска	м2	174,49																174,49
233	Монтаж каркаса укрытий	т	3,29																3,29
234	Монтаж ограждающих конструкций стен из профилированного листа (обшивка коробов )	м2	252,34																252,34
	<i>Площадки обслуживания</i>																		
235	Уплотнение грунта щебнем	м2	93,26																93,26
236	Укладка плиты под лестницу	м2	0,99																0,99
237	Монтаж балок	т	5,20																5,20
238	Монтаж стоек	т	1,95																1,95
239	Монтаж площадок с настилом и ограждением из стали	т	7,41																7,41
240	Монтаж лестниц	т	4,94																4,94
241	Очистка и обеспыливание металлической поверхности	м2	968,78																968,78
242	Огрунтовка и окраска	м2	968,78																968,78
	<i>Пролетные строения</i>																		
243	Монтаж опорных конструкций	т	6,01																6,01
244	Монтаж связей и распорок	т	1,42																1,42
245	Монтаж унифицированных эстакад	т	4,48																4,48
246	Огрунтовка и окраска металлических поверхностей	м2	11371,38																11371,38
	<i>Сети автоматизации пожаротушения (АИПТ)</i>																		
247	Прокладка кабеля по непроходным эстакадам	м	15864,48								4,17	9,4							15850,95
248	Затягивание проводов в проложенные трубы и металлические рукава	м	182,23		155,23						12,00	12,00							3



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
249	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт	1614,00		96,00						72,00	48,00							1398
250	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля	шт	147,00		24,00						15,00	12,00							96
251	Устройство короба металлического на конструкциях, кронштейнах, по фермам и колоннам	м	1852,50								7,50								1845
252	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	65,40		38,40						12,00	12,00							3
253	Устройство заземлителя горизонтального из стали	м	37,70		13,91						19,50	3,84							0,45
254	Монтаж газового газоанализатора	шт	12		8						2	2							
255	Монтаж трубы стальной во взрывоопасных и пожароопасных помещениях по установленным конструкциям, с креплением накладными скобами, диаметр до 40 мм	м	144		144,00														
	<i>Сети сигнализации охранной</i>																		
256	Монтаж металлического короба на конструкциях, кронштейнах, по фермам и колоннам	м	3000																3000
257	Монтаж полки кабельной, устанавливаемой на стойках	м	3800																3800
258	Прокладка провода в лотках	м	3760																3760
259	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	80																80
260	Затягивание провода в проложенные трубы и металлические рукава	м	80																80
261	Прокладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	20																20
262	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт.	100																100
263	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля	шт.	50																50
	<i>Сети сигнализации охранной периметральной</i>																		
264	Монтаж короба металлического	м	1980																1980
265	Устройство трубопроводов из асбестоцементных труб	км	0,15																0,15
266	Разработка грунта вручную в траншеях без креплений с откосами	м3	75																75
267	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	75																75
268	Прокладка провода в лотках	м	11280																11280
269	Монтаж полки кабельной, устанавливаемой на стойках	шт	1200																1200
270	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	225																225
271	Затягивание провода в проложенные трубы и металлические рукава первого одножильного или многожильного в общей оплетке	м	225																225
272	Прокладка кабеля	м	150																150
273	Прокладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	90																90
274	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт	450																450
275	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля	шт	225																225

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
276	Установка приборов ПС приемно-контрольные, пусковые	шт	3																3
277	Монтаж отдельно устанавливаемого блока питания	шт	3																3
278	Монтаж извещателя ОС автоматического контактного	шт	36																36
279	Монтаж устройства ультразвукового, блока питания и контроля	шт	6																6
280	Прокладка элемента вибрационного чувствительного	м	1230																1230
281	Монтаж прибора опτικο-электрического в одноблочном исполнении	шт	3																3
	<i>Сети сигнализации пожарной</i>																		
282	Устройство трубопроводов из асбестоцементных труб	км	0,10																0,1
283	Разработка грунта вручную в траншеях без креплений с откосами	м3	40																40
284	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	40																40
285	Установка полки кабельной на стойках	шт	90																90
286	Установка короба металлического на конструкциях, кронштейнах, по фермам и колоннам	м	1500																1500
287	Прокладка трубы стальной по установленным стальным конструкциям	м	40																40
288	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	80																80
289	Прокладка кабеля по установленным конструкциям и лоткам с креплением на поворотах и в конце трассы	м	18500																18500
290	Прокладка кабеля в проложенных трубах, блоках и короба	м	220																220
291	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт	556																556
292	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля		168																168
293	Проводник заземляющий из медного изолированного провода	м	20																20
294	Монтаж громкоговорителя на столбе или крыше	шт	24																24
295	Монтаж цифрового внешнего взрывобезопасного переговорного устройства	шт	8																8
296	Монтаж поста управления кнопочного	шт	4																4
	<i>Сети системы охранного и технологического видеонаблюдения</i>																		
297	Устройство трубопроводов из асбестоцементных труб с соединением полиэтиленовыми муфтами	м	150																150
298	Разработка грунта вручную в траншеях без креплений с откосами	м3	75																75
299	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	75																75
300	Установка камер телевизионных передающих	шт	69																69

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
301	Установка полки кабельной на стойках	шт	1500																1500
302	Устройство стоек сборных кабельных конструкций	шт	750																750
303	Монтаж рукава металлического наружным диаметром до 48 мм	м	708																708
304	Устройство трубы стальной по установленным конструкциям, по стенам с креплением скобами	м	300																300
305	Затягивание провода в проложенные трубы и металлические рукава	м	708																708
306	Прокладка кабеля в проложенных трубах, блоках и коробах	м	450																450
307	Прокладка провода в лотках	м	25872																25872
308	Проводник заземляющий из медного изолированного провода	м	300																300
309	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт	720																720
310	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля	шт	360																360
	<i>Сети автоматизации (АСУ ТП)</i>																		
311	Прокладка кабеля	м	49980																49980
312	Присоединение к зажимам жил проводов или кабелей	шт	627																627
313	Заделка концевая сухая для контрольного кабеля	шт	184,50																185
314	Монтаж трубы стальной по установленным конструкциям	м	484,50																485
315	Установка полки кабельной, устанавливаемой на стойках	шт	4390,50																4391
316	Установка лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	13,31																13,3116
317	Установка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	306																306
318	Установка: - станции управления (СУ САУ ДКС); - панели управления (ПУ САУ ДКС); - станции управления (САР КЦ); - шкафа серверного и рабочих станций ГПА; - шкафа серверного и рабочих станций ДКС	компл.	5																5
319	Установка САУ АВО	компл.	3																3
320	Установка комплекта ПРУ ГПА для размещения в помещении операторной (включая ПРУ – 3 шт., конструктивы для размещения, монтажный комплект)	шт	3																3
321	Установка рабочей станции (АРМ ГПА основ./резерв.)	шт	1																1
322	Установка рабочей станции (АРМ ДКС основ./резерв.)	шт	1																1
323	Установка источников бесперебойного питания ИБП и ШБН ДКС	шт	2																2
324	Установка комплекта оборудования для доработки серверов АСУ ТП УКПП (включая комплект лицензионного ПО и работы по программной	шт	2																2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	интеграции вновь поставляемых САУ в существующую АСУ ТП УКПГ)																		
	<i>Сети автоматизации АСУ ЭС</i>																		
325	Прокладка кабеля	м	1411,20																1411,2
326	Монтаж оптического кросса с учетом измерений на волоконно-оптическом кабеле	кросс	2																2
327	Установка полки кабельной, устанавливаемой на стойках	шт	1000																1000
328	Установка лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	3,96																3,96
329	Прокладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	0,48																0,48
	<i>Сети электроснабжения</i>																		
330	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м3	541,80																541,8
331	Засыпка траншей и котлованов бульдозерами	м3	536,40																536,4
332	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	5,40																5,4
333	Монтаж щитов заводского исполнения	м	5,80																5,8
334	Монтаж преобразователя ИБП	шт	2																2
335	Монтаж поста управления кнопочного	шт	25																25
336	Установка коробки с зажимами для кабелей и проводов	шт	36																36
337	Прокладка кабеля	м	37524																37524
338	Монтаж трубы по установленным конструкциям	м	242																242
339	Установка стойки сборных кабельных конструкций	шт	2795																2795
340	Установка полки кабельной, устанавливаемой на стойках	шт	14905																14905
341	Установка лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	23,61																23,612
342	Устройство перемычки заземляющей тросовой	шт	174																174
343	Покладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	536																536
344	Прокладка проводника заземляющего из полосовой стали	м	1275,06																1275,06
345	Заземлитель вертикальный из круглой стали	шт	3																3
346	Герметизация проходов при вводе кабелей во взрывоопасные помещения	проход	250																250
347	Огрунтовка металлических поверхностей	м2	112																112
	<i>Электрообогрев трубопроводов</i>																		
348	Устройство шкафа управления электрообогревом	шт	2																2
349	Устройство датчика температуры	шт	37																37
350	Прокладка кабеля	м	18812																18812
351	Заделка концевая сухая для кабеля	шт	404																404
352	Установка коробки (ящик) с зажимами для кабелей и проводов, устанавливаемая на конструкции на стене или колонне	шт	203																203
353	Установка трубы стальной по установленным конструкциям, в	м	277,0																277

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	готовых бороздах, по основанию пола																		
354	Установка лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	4,50																4,5
355	Прокладка проводника заземляющего из медного изолированного провода	м	1097																1097
	<i>Электроосвещение наружное</i>																		
356	Разработка грунта в отвал экскаваторами	м3	29,40																29,4
357	Засыпка траншей и котлованов бульдозерами	м3	29,10																29,1
358	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	0,30																0,3
359	Установка блока управления шкафного исполнения или распределительный пункт, устанавливаемого на стене	шт	2																2
360	Устройство поста управления кнопочного взрывозащищенного	шт	6																6
361	Установка кронштейнов специальных на опорах для светильников, сварные металлические	шт	186																186
362	Установка коробки с зажимами для кабелей и проводов, устанавливаемой на конструкции на стене или колонне	шт	189																189
363	Прокладка кабеля	м	6007																6007
364	Прокладка волоконно-оптического кабеля	м	80																80
365	Заделка концевая сухая	шт	4																4
366	Установка трубы стальной по установленным конструкциям, по фермам, колоннам и другим стальным конструкциям	м	34																34
367	Монтаж рукава металлического	м	349																349
	<i>Сети технологические</i>																		
368	Монтаж трубопроводов, прокладываемых на эстакадах, кронштейнах и других специальных конструкциях, в пределах территории ограниченной генеральным планом, монтируемые из труб и готовых деталей																		
369	До 5 м																		
370	- диаметр трубы 32x4 мм;	м	8,07																8,07
371	- диаметр трубы 57x4 мм;	м	1764,90																1764,9
372	- диаметр трубы 57x6 мм;	м	587,99																587,99
373	- диаметр трубы 89x4 мм;	м	309,40																309,4
374	- диаметр трубы 108x4 мм;	м	5,80																5,8
375	- диаметр трубы 108x8 мм;	м	281,20																281,2
376	- диаметр трубы 159x6 мм;	м	113,30																113,3
377	- диаметр трубы 159x9 мм;	м	18,43																18,43
378	- диаметр трубы 219x6 мм;	м	175,70																175,7
379	- диаметр трубы 219x12 мм;	м	449,01																449,01
380	- диаметр трубы 273x15 мм;	м	39,32																39,32
381	- диаметр трубы 325x16 мм;	м	44,63																44,6
382	- диаметр трубы 426x22 мм;	м	182,02																182,02
383	- диаметр трубы 530x17 мм;	м	1162,46																1162,46
384	Свыше 5 м																		
385	- диаметр трубы 32x4 мм;	м	8,78																8,78
386	- диаметр трубы 57x4 мм;	м	843,20																843,20
387	- диаметр трубы 57x6 мм;	м	424,69																424,69

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
388	- диаметр трубы 89x4 мм;	м	308,70																308,70
389	- диаметр трубы 108x4 мм;	м	9,30																9,30
390	- диаметр трубы 159x6 мм;	м	435,00																435,00
391	- диаметр трубы 159x9 мм;	м	46,23																46,23
392	- диаметр трубы 219x6 мм;	м	9,00																9,00
393	- диаметр трубы 325x8 мм;	м	911,30																911,30
394	- диаметр трубы 426x22 мм;	м	41,76																41,76
395	- диаметр трубы 530x17 мм;	м	268,20																268,20
396	Продувка трубопроводов воздухом и промывка их водой;	м3	443,05																443,05
397	Антикоррозионная обработка трубопроводов надземных	м2	13626,49																13626,49
398	Тепловая изоляция трубопроводов. Маты прошивные теплоизоляционные в обкладке из металлической сетки	м3	274,94																274,94
399	Покрытие поверхности изоляции стальной оцинкованной	м2	6194,20																6194,2
<i>Сети телефонизации</i>																			
400	Разработка грунта вручную в траншеях без креплений с откосами	м3	7,50																7,5
401	Засыпка вручную траншей, пазух котлованов и ям	м3	7,50																7,5
402	Окраска срезов металлических деталей	м2	15																15
403	Прокладка кабеля	м	4700																4700
404	Установка лотка металлического штампованного по установленным конструкциям	т	2,88																2,878
405	Монтаж рукава металлического	м	35																35
406	Монтаж коробов с зажимами и кожухи металлические для защиты вводов и электрооборудования	шт	5																5
407	Устройство трубопроводов в земле	м	80																80
408	Устройство гидроизоляции подземных и инженерных сооружений, горизонтальных поверхностей	м2	0,10																0,1
409	Прокладка волоконно-оптических кабелей в траншее	м	70																70
410	Монтаж козырька светозащитного	шт	3																3
411	Монтаж взрывозащитного громкоговорителя	шт	13																13
412	Установка розетки штепсельной нетопленного типа	шт	3				3,00												
413	Прокладка короба	м	30				30,00												
414	Установка аппарата телефонного настенного	шт	3				3,00												
415	Установка кассет герметизирующих разборного типа	шт	2				1,00		1,00										
416	Пробивка проёмов в конструкциях из кирпича	м3	0,00023				0,00007		0,000165										
417	Заделка проходов при прокладке кабелей по стенам и потолкам	шт	4				3,00		1,00										
<b>Обязка блок-боксов и монтаж оборудования</b>																			
418	Монтаж опорных конструкций для крепления трубопроводов внутри зданий и сооружений	т	0,05														0,0464		
419	Монтаж крана шарового приварного:																		
420	- Ду 50 мм;	шт	9,00							9,00									
421	- Ду 500 мм	шт	6,00		6,00														
422	Монтаж крана шарового фланцевого:																		

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
423	- Ду 25 мм;	шт	23,00		23,00														
424	- Ду 50 мм;	шт	21,00		16,00					3,00	2,00								
425	- Ду 150 мм	шт	9,00							9,00									
426	Монаж клапана обратного:																		
427	- Ду 50 мм;	шт	9,00		1,00					6,00	2,00								
428	- Ду 80 мм;	шт	2,00								2,00								
429	- Ду 500 мм	шт	3,00		3,00														
430	Монаж клапана запорного Ду 15 мм	шт	6,00							2,00	4,00								
431	Монаж клапана регулирующего:																		
432	- Ду 25 мм;	шт	2,00							2,00									
433	- Ду 50 мм	шт	1,00		1,00														
434	Монтаж блока предохранительных клапанов	шт	1,00							1,00									
435	Монтаж задвижки клиновой:																		
436	- Ду 50 мм;	шт	2,00								2,00								
437	- Ду 80 мм	шт	4,00								4,00								
438	Монтаж муфты сливной Ду 80 мм	шт	1,00								1,00								
439	Монтаж затвора быстросействующего байонетного типа	шт	2,00		2,00														
440	Прокладка надземных трубопроводов монтируемых из труб и готовых деталей:																		
441	- 18 x 1,5 мм;	м	4,53							0,66	3,87								
442	- 32 x 3 мм;	м	5,99		5,00					0,99									
443	- 57 x 4 мм;	м	191,71		128,00					40,51	23,20								
444	- 57 x 6 мм;	м	53,00		53,00														
445	- 89 x 4 мм;	м	22,20							9,00	13,20								
446	- 159 x 5 мм;	м	51,59							51,59									
447	- 219 x 6 мм;	м	2,68							2,68									
448	- 325 x 8 мм;	м	93,00		93,00														
449	- 530 x 15 мм	м	197,00		197,00														
450	Прокладка подземных трубопроводов монтируемых из труб и готовых деталей:																		
451	- Ду 57x4 мм;	м	3,00								3,00								
452	- Ду 89x4 мм	м	1,65								1,65								
453	Продувка трубопроводов воздухом и промывка их водой	м3	47,30		46,00					1,18	0,11								
454	Нанесение систем защитных (лакокрасочных) покрытий на металлические поверхности	м2	1390,94		1281,00					85,46	24,48								
455	Изоляция матами прошивными теплоизоляционными из базальтового холста в обкладке из стеклоткани	м3	23,17		4,50					16,75	0,80						1,12		
456	Изоляция поверхностей трубопроводов штучными изделиями из пенополиуретана	м3	0,39								0,07						0,32		
457	Обертывание поверхности изоляции рулонными материалами насухо с проклейкой швов	м2	17,45								5,60						11,845		
458	Покрытие изоляции сталью оцинкованной S = 0,7 мм	м2	178,15		79,00					67,00	13,70						18,45		
459	Монтаж электрических прокладок из фторопласта:	м2	0,10								0,10								
460	- 250x80x4;	шт	1,00								1,00								
461	- 250x150x4	шт	1,00								1,00								
	<b>Монтаж крупногабаритного оборудования (кроме поз. 3.1-5.1, см. выше), блок-боксов</b>																		
462	Монтаж блок-бокса подготовки газа на собственные нужды, масса 84 т	шт	1,00			1,00													

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
463	Монтаж блока фильтра-сепаратора, масса 32 т	шт	3,00		3,00															
464	Монтаж установки охлаждения газа в составе: – Блок аппаратов воздушного охлаждения; – Блок аппаратов воздушного охлаждения масса 58,5 т	компл.	1,00							1,00										
465	Монтаж модульной компрессорной станции в составе: - компрессор - 3 шт; - осушитель - 2 шт масса 57,5 т	компл.	1,00								1,00									
466	Монтаж ресивера азота, V=20 м3, масса 11 т	шт	2,00								2,00									
467	Монтаж воздухохранилища V=50 м3, масса 8,3 т	шт	2,00								2,00									
468	Монтаж емкости для слива масла V=25 м3 в комплекте полупогружной насосный агрегат, масса 4,465 т	шт	1,00									1,00								
469	Монтаж емкости емкость дренажной подземной V = 25 м3 в комплекте с полупогружным электронасосом, масса 8 т	шт	1,00									1,00								
470	Монтаж емкости промышленных сточных вод, масса 6,47 т	шт	1,00															1		
471	Монтаж подстанции двухтрансформаторной комплектной в блочно-модульном здании полной заводской готовности, масса 39,67 т	шт	2,00											2						
	Электроды	т	3,81																	
	Объем отвозимого грунта (излишки грунта)	м3	2963,07																	



## Приложение X

### Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

#### Период строительства

#### Расчет выбросов загрязняющих веществ при заправке топливом спецтехники

Расчет произведен программой «АЗС-ЭКОЛОГ», версия 2.2.15 от 06.06.2017

Copyright© 2008-2017 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Объект: №485 ДКС

Площадка: 15, Цех: 1

Тип источника выбросов: Автозаправочные станции

Название источника выбросов: №4 Заправка топливом

Источник выделения: №1 Источник №1

Наименование жидкости: Дизельное топливо

Вид хранимой жидкости: Дизельное топливо

#### Результаты расчетов по источнику выделения

Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0.1296000	0.0433320

Код	Название вещества	Содержание, %	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0.28	0.0003629	0.0001213
2754	Углеводороды предельные C12-C19	99.72	0.1292371	0.0432106

#### Расчетные формулы

Максимально-разовый выброс при закатке в баки автомобилей:

$$M = C_6^{\max} \cdot V_{\text{ч. факт}} \cdot (1 - n_2/100) \cdot \text{Цикл}_a / 3600 \quad (7.2.2 [1])$$

Общий валовый выброс нефтепродуктов:

$$G = G^{\text{зак}} + G^{\text{пр}} \quad (7.2.3 [1])$$

Валовый выброс нефтепродуктов при закатке (хранении) в резервуар и баки машин:

$$G^{\text{зак}} = [(C_p^{03} \cdot (1 - n_1/100) + C_6^{03} \cdot (1 - n_2/100)) \cdot Q^{03} + (C_p^{\text{вл}} \cdot (1 - n_1/100) + C_6^{\text{вл}} \cdot (1 - n_2/100)) \cdot Q^{\text{вл}}] \cdot 10^{-6} \quad (7.2.4 [1])$$

Валовый выброс нефтепродуктов при проливах:

$$G^{\text{пр}} = J \cdot (Q^{03} + Q^{\text{вл}}) \cdot 10^{-6} \quad (1,35; 1,36 [2])$$

Код	Название вещества	Общий валовый выброс нефтепродуктов, т/год	Валовый выброс нефтепродуктов при закатке (хранении) в резервуар и баки машин, т/год	Общий валовый выброс нефтепродуктов при проливах, т/год
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0.0001213	0.0000057	0.0001156
2754	Углеводороды предельные C12-C19	0.0432106	0.0020263	0.0411844

#### Исходные данные

Конструкция резервуара: наземный вертикальный

Максимальная концентрация паров нефтепродукта при заполнении баков автомашин, г/куб. м ( $C_6^{\max}$ ): 777.600

Нефтепродукт: бензин автомобильный

Климатическая зона: 1

Фактический максимальный расход топлива через ТРК, куб. м/ч ( $V_{\text{ч. факт}}$ ): 3.000

Коэффициент двадцатиминутного осреднения Цикл<sub>a</sub> = Т цикл<sub>a</sub>/20 [мин]=0.2000

Продолжительность производственного цикла (Т цикл<sub>a</sub>): 4.00 мин 0.00 сек

Концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении резервуаров, г/куб. м:

Весна-лето ( $C_p^{\text{вл}}$ ): 1.06

Осень-зима ( $C_p^{03}$ ): 0.79

Концентрация паров нефтепродуктов в выбросах паровоздушной смеси при заполнении баков автомашин, г/куб. м:

Весна-лето ( $C_6^{вл}$ ): 1.76

Осень-зима ( $C_6^{оз}$ ): 1.31

Количество нефтепродуктов, закачиваемое в резервуар, куб. м:

Весна-лето ( $Q^{вл}$ ): 413.000

Осень-зима ( $Q^{оз}$ ): 413.000

Сокращение выбросов при закачке резервуаров, % ( $n_1$ ): 0.00

Сокращение выбросов при заправке баков, % ( $n_2$ ): 0.00

Удельные выбросы при проливах, г/м<sup>3</sup> (J): 50

Программа основана на следующих методических документах:

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», утвержденные приказом Госкомэкологии России N 199 от 08.04.1998. Учтены дополнения от 1999 г., введенные НИИ Атмосфера. Письмо НИИ Атмосфера от 29.09.2000 г. по дополнению расчета выбросов на АЗС.
2. «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012 год.
3. Приказ Министерства энергетики РФ от 13 августа 2009 г. N 364 Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 17.09.2010 N 449)
4. Методическое письмо НИИ Атмосфера №07-2-465/15-0 от 06.08.2015

### **Расчет выбросов загрязняющих веществ от дизельных установок Расчёт по программе 'Дизель' (Версия 2.0)**

Программа основана на следующих документах:

ГОСТ Р 56163-2014 «Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу. Метод расчета выбросов от стационарных дизельных установок»

«Методика расчёта выделений загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». НИИ АТМОСФЕРА, Санкт-Петербург, 2001 год.

Дизель (версия 2.0) (с) Интеграл 2001-2015

Организация: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ" Регистрационный номер: 01-15-0053

#### **Источник выбросов:**

**Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 8**

**Название: ДЭС, Источник выделений: [1] ДЭС-500**

#### **Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		%	г/сек
0337	Углерод оксид	0.8611111	12.402000	0.0	0.8611111	12.402000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.5333333	7.632000	0.0	0.5333333	7.632000
2732	Керосин	0.4027778	5.724000	0.0	0.4027778	5.724000
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0694444	0.954000	0.0	0.0694444	0.954000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.1666667	2.385000	0.0	0.1666667	2.385000
1325	Формальдегид	0.0166667	0.238500	0.0	0.0166667	0.238500
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000001667	0.000026235	0.0	0.000001667	0.000026235
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.5200000	7.441200	0.0	0.5200000	7.441200

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

**Расчётные формулы****До газоочистки:**

**Максимально-разовый выброс:**  $M_i = (1/3600) * e_i * P_o / X_i$  [г/с]

**Валовый выброс:**  $W_i = (1/1000) * q_i * G_T / X_i$  [т/год]

**После газоочистки:**

**Максимально-разовый выброс:**  $M_i = M_i * (1 - f/100)$  [г/с]

**Валовый выброс:**  $W_i = W_i * (1 - f/100)$  [т/год]

**Исходные данные:**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_o = 500$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T = 477$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_i$ ):

$X_{CO} = 1$ ;  $X_{NOx} = 1$ ;  $X_{SO2} = 1$ ;  $X_{остальные} = 1$ .

**Удельные выбросы на единицу полезной работы стационарной дизельной установки на режиме эксплуатационной мощности ( $e_i$ ) [г/кВт\*ч]:**

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
6.2	9.6	2.9	0.5	1.2	0.12	0.000012

**Удельные выбросы на один килограмм дизельного топлива при работе стационарной дизельной установки с учетом совокупности режимов, составляющих эксплуатационный цикл ( $q_i$ ) [г/кг топлива]:**

Углерод оксид	Оксиды азота NOx	Керосин	Углерод черный (Сажа)	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	Формальдегид	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)
26	40	12	2	5	0.5	0.000055

**Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):**

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_o = 230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H = 5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог} = 673$  [K]

$Q_{ог} = 8.72 * 0.000001 * b_o * P_o / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 2.652598$  [м<sup>3</sup>/с]

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Название: ДУ

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки		С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год	г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.8869444	10.321900	0.8869444	10.321900
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.5493333	6.320400	0.5493333	6.320400
2732	Керосин	0.4148611	4.792800	0.4148611	4.792800
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0715278	0.811300	0.0715278	0.811300
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.1716667	1.953250	0.1716667	1.953250
1325	Формальдегид	0.0171667	0.199075	0.0171667	0.199075
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000001717	0.000021624	0.000001717	0.000021624
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.5356000	6.162390	0.5356000	6.162390

Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ): 2.876583 [м<sup>3</sup>/с]

**Источники выделения:**

№	Название	Название загрязняющего вещества	До газоочистки		После газоочистки		Q <sub>ог</sub>
			г/с	т/год	г/с	т/год	
1	Компрессорная станция АМС4 - 2 шт.	Углерод оксид	0.8869444	4.290000	0.8869444	4.290000	2.876583
		Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.5493333	2.640000	0.5493333	2.640000	

	Керосин	0.4148611	1.980000	0.4148611	1.980000		
	Углерод черный (Сажа)	0.0715278	0.330000	0.0715278	0.330000		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.1716667	0.825000	0.1716667	0.825000		
	Формальдегид	0.0171667	0.082500	0.0171667	0.082500		
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000001717	0.000009075	0.000001717	0.000009075		
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.5356000	2.574000	0.5356000	2.574000		
2	Компрессорная станция ДК-9 - 2 шт.	Углерод оксид	0.1274444	0.618800	0.1274444	0.618800	0.392585
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0789333	0.380800	0.0789333	0.380800		
	Керосин	0.0596111	0.285600	0.0596111	0.285600		
	Углерод черный (Сажа)	0.0102778	0.047600	0.0102778	0.047600		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0246667	0.119000	0.0246667	0.119000		
	Формальдегид	0.0024667	0.011900	0.0024667	0.011900		
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000247	0.000001309	0.000000247	0.000001309		
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0769600	0.371280	0.0769600	0.371280		
3	Наполнительный агрегат АН 261 - 2 шт.	Углерод оксид	0.3788889	1.838200	0.3788889	1.838200	1.167143
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.2346667	1.131200	0.2346667	1.131200		
	Керосин	0.1772222	0.848400	0.1772222	0.848400		
	Углерод черный (Сажа)	0.0305556	0.141400	0.0305556	0.141400		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0733333	0.353500	0.0733333	0.353500		
	Формальдегид	0.0073333	0.035350	0.0073333	0.035350		
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000733	0.000003889	0.000000733	0.000003889		
	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.2288000	1.102920	0.2288000	1.102920		
4	Опрессовочный агрегат АО - 161 - 2 шт.	Углерод оксид	0.1653333	0.802100	0.1653333	0.802100	0.509299
	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.1024000	0.493600	0.1024000	0.493600		
	Керосин	0.0773333	0.370200	0.0773333	0.370200		
	Углерод черный (Сажа)	0.0133333	0.061700	0.0133333	0.061700		
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0320000	0.154250	0.0320000	0.154250		
	Формальдегид	0.0032000	0.015425	0.0032000	0.015425		
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000320	0.000001697	0.000000320	0.000001697		
	Азот (II)	0.0998400	0.481260	0.0998400	0.481260		

	оксид (Азота оксид)						
5	Бурильно-крановая машина "Беркут" БКМ - 1501 - 1 шт.	Углерод оксид	0.4167778	2.022800	0.4167778	2.022800	1.283858
		Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.2581333	1.244800	0.2581333	1.244800	
		Керосин	0.1949444	0.933600	0.1949444	0.933600	
		Углерод черный (Сажа)	0.0336111	0.155600	0.0336111	0.155600	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0806667	0.389000	0.0806667	0.389000	
		Формальдегид	0.0080667	0.038900	0.0080667	0.038900	
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000807	0.000004279	0.000000807	0.000004279	
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.2516800	1.213680	0.2516800	1.213680	
6	Бурильный станок - 1 шт.	Углерод оксид	0.1000000	0.480000	0.1000000	0.480000	0.265260
		Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0572222	0.275200	0.0572222	0.275200	
		Керосин	0.0500000	0.240000	0.0500000	0.240000	
		Углерод черный (Сажа)	0.0097222	0.048000	0.0097222	0.048000	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0152778	0.072000	0.0152778	0.072000	
		Формальдегид	0.0020833	0.009600	0.0020833	0.009600	
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000181	0.000000880	0.000000181	0.000000880	
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0557917	0.268320	0.0557917	0.268320	
7	Сварочный агрегат на 1 пост АДД 1x250 - 1 шт.	Углерод оксид	0.0560000	0.270000	0.0560000	0.270000	0.148546
		Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0320444	0.154800	0.0320444	0.154800	
		Керосин	0.0280000	0.135000	0.0280000	0.135000	
		Углерод черный (Сажа)	0.0054444	0.027000	0.0054444	0.027000	
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0085556	0.040500	0.0085556	0.040500	
		Формальдегид	0.0011667	0.005400	0.0011667	0.005400	
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000101	0.000000495	0.000000101	0.000000495	
		Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0312433	0.150930	0.0312433	0.150930	

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [1] Компрессорная станция АМС4 - 2 шт.

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.8869444	4.290000	0.0	0.8869444	4.290000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.5493333	2.640000	0.0	0.5493333	2.640000
2732	Керосин	0.4148611	1.980000	0.0	0.4148611	1.980000
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0715278	0.330000	0.0	0.0715278	0.330000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.1716667	0.825000	0.0	0.1716667	0.825000
1325	Формальдегид	0.0171667	0.082500	0.0	0.0171667	0.082500
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000001717	0.000009075	0.0	0.000001717	0.000009075
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.5356000	2.574000	0.0	0.5356000	2.574000

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

#### Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=515$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=165$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_1$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

#### Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [К]

$Q_{ог}=8.72 * 0.000001 * b_э * P_э / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 2.732176$  [м<sup>3</sup>/с]

#### Источник выбросов:

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [2] Компрессорная станция ДК-9 - 2 шт.

#### Результаты расчётов:

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.1274444	0.618800	0.0	0.1274444	0.618800
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0789333	0.380800	0.0	0.0789333	0.380800
2732	Керосин	0.0596111	0.285600	0.0	0.0596111	0.285600
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0102778	0.047600	0.0	0.0102778	0.047600
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0246667	0.119000	0.0	0.0246667	0.119000
1325	Формальдегид	0.0024667	0.011900	0.0	0.0024667	0.011900
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000247	0.000001309	0.0	0.000000247	0.000001309
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0769600	0.371280	0.0	0.0769600	0.371280

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

#### Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=74$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=23.8$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_1$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

**Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):**

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [K]

$$Q_{ог}=8.72*0.000001*b_э*P_э/(1.31/(1+T_{ог}/273))=0.392585 \text{ [м}^3/\text{с]}$$

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [3] Наполнительный агрегат АН 261 - 2 шт.

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.3788889	1.838200	0.0	0.3788889	1.838200
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.2346667	1.131200	0.0	0.2346667	1.131200
2732	Керосин	0.1772222	0.848400	0.0	0.1772222	0.848400
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0305556	0.141400	0.0	0.0305556	0.141400
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0733333	0.353500	0.0	0.0733333	0.353500
1325	Формальдегид	0.0073333	0.035350	0.0	0.0073333	0.035350
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000733	0.000003889	0.0	0.000000733	0.000003889
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.2288000	1.102920	0.0	0.2288000	1.102920

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NO_x}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NO_x}$ .

**Исходные данные:**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=220$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=70.7$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_i$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NO_x}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

**Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):**

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [K]

$$Q_{ог}=8.72*0.000001*b_э*P_э/(1.31/(1+T_{ог}/273))=1.167143 \text{ [м}^3/\text{с]}$$

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [4] Опредсочный агрегат АО - 161 - 2 шт.

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.1653333	0.802100	0.0	0.1653333	0.802100
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.1024000	0.493600	0.0	0.1024000	0.493600
2732	Керосин	0.0773333	0.370200	0.0	0.0773333	0.370200
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0133333	0.061700	0.0	0.0133333	0.061700
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0320000	0.154250	0.0	0.0320000	0.154250
1325	Формальдегид	0.0032000	0.015425	0.0	0.0032000	0.015425
0703	Бенз/а/пирен	0.000000320	0.000001697	0.0	0.000000320	0.000001697

	(3,4-Бензпирен)					
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0998400	0.481260	0.0	0.0998400	0.481260

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

**Исходные данные:**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=96$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=30.85$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_1$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

**Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):**

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [K]

$Q_{ог}=8.72 * 0.000001 * b_э * P_э / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 0.509299$  [м<sup>3</sup>/с]

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [5] Бурильно-крановая машина "Беркут" БКМ - 1501 - 1 шт.

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год
0337	Углерод оксид	0.4167778	2.022800	0.0	0.4167778	2.022800
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.2581333	1.244800	0.0	0.2581333	1.244800
2732	Керосин	0.1949444	0.933600	0.0	0.1949444	0.933600
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0336111	0.155600	0.0	0.0336111	0.155600
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0806667	0.389000	0.0	0.0806667	0.389000
1325	Формальдегид	0.0080667	0.038900	0.0	0.0080667	0.038900
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000807	0.000004279	0.0	0.000000807	0.000004279
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.2516800	1.213680	0.0	0.2516800	1.213680

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

**Исходные данные:**

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=242$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=77.8$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_1$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

**Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):**

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [K]

$Q_{ог}=8.72 * 0.000001 * b_э * P_э / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 1.283858$  [м<sup>3</sup>/с]

**Источник выбросов:**

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [6] Бурильный станок - 1 шт.

**Результаты расчётов:**

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		г/сек	т/год



0337	Углерод оксид	0.1000000	0.480000	0.0	0.1000000	0.480000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0572222	0.275200	0.0	0.0572222	0.275200
2732	Керосин	0.0500000	0.240000	0.0	0.0500000	0.240000
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0097222	0.048000	0.0	0.0097222	0.048000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0152778	0.072000	0.0	0.0152778	0.072000
1325	Формальдегид	0.0020833	0.009600	0.0	0.0020833	0.009600
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000181	0.000000880	0.0	0.000000181	0.000000880
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0557917	0.268320	0.0	0.0557917	0.268320

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

#### Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=50$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=16$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_i$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

#### Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{ог}=673$  [К]

$Q_{ог}=8.72 * 0.000001 * b_э * P_э / (1.31 / (1 + T_{ог} / 273)) = 0.26526$  [м<sup>3</sup>/с]

#### Источник выбросов:

Площадка: 15, Цех: 1, Источник: 9

Источник выделений: [7] Сварочный агрегат на 1 пост АДЦ 1х250 - 1 шт.

#### Результаты расчётов:

Код	Название вещества	Без учёта газоочистки.		Газооч.	С учётом газоочистки	
		г/сек	т/год		%	г/сек
0337	Углерод оксид	0.0560000	0.270000	0.0	0.0560000	0.270000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0320444	0.154800	0.0	0.0320444	0.154800
2732	Керосин	0.0280000	0.135000	0.0	0.0280000	0.135000
0328	Углерод черный (Сажа)	0.0054444	0.027000	0.0	0.0054444	0.027000
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0.0085556	0.040500	0.0	0.0085556	0.040500
1325	Формальдегид	0.0011667	0.005400	0.0	0.0011667	0.005400
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0.000000101	0.000000495	0.0	0.000000101	0.000000495
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0312433	0.150930	0.0	0.0312433	0.150930

Нормирование выбросов оксидов азота производится в соотношении  $M_{NO_2} = 0.4 * M_{NOx}$  и  $M_{NO} = 0.39 * M_{NOx}$ .

#### Исходные данные:

Эксплуатационная мощность стационарной дизельной установки  $P_э=28$  [кВт]

Расход топлива стационарной дизельной установкой за год  $G_T=9$  [т]

Коэффициент, зависящий от страны-производителя дизельной установки ( $X_i$ ):

$X_{CO}=1$ ;  $X_{NOx}=1$ ;  $X_{SO_2}=1$ ;  $X_{остальные}=1$ .

#### Объёмный расход отработавших газов ( $Q_{ог}$ ):

Удельный расход топлива на эксплуатационном (или номинальном) режиме работы двигателя  $b_э=230$  [г/кВт\*ч]

Высота источника выбросов  $H=5$  [м]

Температура отработавших газов  $T_{от}=673$  [К]

$Q_{от}=8.72 \cdot 0.000001 \cdot b_{э} \cdot P_{э} / (1.31 / (1 + T_{от}/273)) = 0.148546$  [м<sup>3</sup>/с]

### Расчет выбросов загрязняющих веществ при зачистке сварочных швов

Расчет произведен программой «Металлообработка» версия 3.0.25 от 14.09.2018

Copyright© 1997-2017 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Объект: №485 ДКС

Площадка: 15, Цех: 1

Название источника выбросов: №5 Зачистка швов

Операция: №1 Операция № 1

Технологическая операция: Механическая обработка металлов

#### Результаты расчетов

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка (j)	С учетом очистки	
		г/с	т/год	%	г/с	т/год
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0.0026000	0.002995	0.00	0.0026000	0.002995
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0.0040000	0.004608	0.00	0.0040000	0.004608

#### Расчетные формулы

Расчет выброса пыли:

Максимальный выброс ( $M_{в}^{yог}$ )

для n ИЗА, работающего менее 20-ти минут

$M_{в} = n \cdot K_{гр} \cdot q_i \cdot t_i / 1200$ , г/с (3.5, 3.6 [1])

$M_{в}^{yог} = M_{в} \cdot (1-j)$ , г/с (3.15 [1])

Валовый выброс ( $M_{в}^{yог г}$ )

$M_{в}^{г} = 3.6 \cdot n \cdot q_i \cdot K_{гр} \cdot T \cdot 10^{-3}$ , т/год (3.13, 3.14 [1])

$M_{в}^{yог г} = M_{в}^{г} \cdot (1-j)$ , т/год (3.16 [1])

Вид оборудования: Круглошлифовальные станки (Диаметр круга 150 мм)

Тип охлаждения: Охлаждение отсутствует

Количество станков (n): 1 шт.

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ). Для металлической и абразивной пыли 0.2, для других твердых компонентов (и компонентов СОЖ) 0.4

Код	Название вещества	Поправочный коэффициент
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0.20
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	0.20

Время работы станка за год (T): 320 ч

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 20 мин. (1200 с)

#### Удельные выделения загрязняющих веществ

Код	Название вещества	$q_i$ , г/с
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд)	0.0130000
	Пыль металлическая	0.0200000

#### Состав металлической пыли

Код	Название вещества	Содержание компонента, %
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	100.0

Программа основана на следующих методических документах:

1. «Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (материалов) (по величинам удельных выделений)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2015
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное), НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012
3. Расчетная инструкция (методика) «Удельные показатели образования вредных веществ, выделяющихся в атмосферу от основных видов технологического оборудования предприятий радиоэлектронного комплекса», Санкт-Петербург, 2006
4. Информационное письмо НИИ Атмосфера №2. Исх. 07-2-200/16-0 от 28.04.2016
5. Информационное письмо НИИ Атмосфера №4. Исх. 07-2-650/16-0 от 07.09.2016

### **Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении покрасочных работ**

**Расчет произведен программой «Лакокраска» версия 3.0.13 от 16.09.2016**

Copyright© 1997-2016 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Объект: №485 ДКС

Площадка: 15, Цех: 1

Название источника выбросов: №3 Покрасочные работы

Тип источника выбросов: Неорганизованный источник (местные отсосы отсутствуют)

#### **Результаты расчетов**

Код	Название	Без учета очистки		С учетом очистки	
		г/с	т/год	г/с	т/год
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.1562500	2.963813	0.1562500	2.963813
0621	Метилбензол (Толуол)	0.0347222	0.639000	0.0347222	0.639000
2752	Уайт-спирит	0.3472222	3.156813	0.3472222	3.156813
2902	Взвешенные вещества	0.0375000	1.136445	0.0375000	1.136445

#### **Результаты расчетов по операциям**

Название источника	Син.	Код загр. в-ва	Название загр. в-ва	Без учета очистки		С учетом очистки	
				г/с	т/год	г/с	т/год
Операция № 1 Уайт-спирит		2752	Уайт-спирит	0.3472222	3.077500	0.3472222	3.077500
Операция № 2 Армакот		0621	Метилбензол (Толуол)	0.0347222	0.639000	0.0347222	0.639000
		2902	Взвешенные вещества	0.0375000	0.690120	0.0375000	0.690120
Операция № 3 Грунтовка ГФ-021		0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.1562500	2.884500	0.1562500	2.884500
		2902	Взвешенные вещества	0.0229167	0.423060	0.0229167	0.423060
Операция № 4 Эмаль ПФ-115		0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.0781250	0.079313	0.0781250	0.079313
		2752	Уайт-спирит	0.0781250	0.079313	0.0781250	0.079313
		2902	Взвешенные вещества	0.0229167	0.023265	0.0229167	0.023265

#### **Исходные данные по операциям:**

**Операция: №1 Операция № 1 Уайт-спирит**

**Результаты расчетов**

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка ( $\eta_1$ )	С учетом очистки	
		г/с	т/год		г/с	т/год
2752	Уайт-спирит	0.3472222	3.077500	0.00	0.3472222	3.077500

**Расчетные формулы****Расчет выброса летучей части:**

Максимальный выброс ( $M_M$ )

$$M_M = M_o + M_o^c \quad (4.9 [1])$$

Максимальный выброс для операций окраски ( $M_o$ )

$$M_o = P_o \cdot \delta'_p \cdot f_p \cdot (1 - \eta_1) \cdot \delta_i / 1000 \cdot t_i / 1200 / 3600 \quad (4.5, 4.6 [1])$$

Максимальный выброс для операций сушки ( $M_o^c$ )

$$M_o^c = P_c \cdot \delta''_p \cdot f_p \cdot (1 - \eta_1) \cdot \delta_i / 1000 \cdot t_i / 1200 / 3600 \quad (4.7, 4.8 [1])$$

Валовый выброс для операций окраски ( $M_o^r$ )

$$M_o^r = M_o \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \quad (4.13, 4.14 [1])$$

Валовый выброс для операций сушки ( $M_o^r$ )

$$M_c^r = M_o^c \cdot T_c \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \quad (4.15, 4.16 [1])$$

Валовый выброс ( $M^r$ )

$$M^r = M_o^r + M_c^r \quad (4.17 [1])$$

**Исходные данные**

Используемый лакокрасочный материал:

Вид	Марка	$f_p$ , %
Растворитель	Уайт-спирит	100.000

$f_p$  - доля летучей части (растворителя) в ЛКМ

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 10 мин. (600 с)

Расчет производился с учетом двадцатиминутного осреднения.

Масса ЛКМ, расходуемых на выполнение окрасочных работ ( $P_o$ ), кг/ч: 2.5

Масса покрытия ЛКМ, высушиваемого за 1 час ( $P_c$ ), кг/ч: 2.5

Способ окраски:

Способ окраски	Пары растворителя (% мас. от общего содержания растворителя в краске)	
	при окраске ( $\delta'_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %
Пневматический	25.000	75.000

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ): 0.4

Операция производилась полностью.

Общая продолжительность операций сушки за год ( $T_c$ ), ч: 1231

Общая продолжительность операций нанесения ЛКМ за год ( $T$ ), ч: 1231

Содержание компонентов в летучей части ЛКМ

Код	Название вещества	Содержание компонента в летучей части ( $\delta_i$ ), %
2752	Уайт-спирит	100.000

**Операция: №2 Операция № 2 Армакот****Результаты расчетов**

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка ( $\eta_1$ )	С учетом очистки	
		г/с	т/год		г/с	т/год
0621	Метилбензол (Толуол)	0.0347222	0.639000	0.00	0.0347222	0.639000
2902	Взвешенные вещества	0.0375000	0.690120	0.00	0.0375000	0.690120

**Расчет выброса аэрозоля:**

Максимальный выброс аэрозоля ( $M_o^a$ )

$$M_o^a = P_o \cdot \delta'_a \cdot (100 - f_p) \cdot (1 - \eta_1) \cdot K_{гр} \cdot K_o / 10 \cdot t_i / 1200 / 3600 \quad (4.3, 4.4 [1])$$

Валовый выброс аэрозоля ( $M_o^{a,r}$ )

$$M_o^{a,r} = M_o^a \cdot T \cdot 3600 \cdot 10^{-6} \quad (4.11, 4.12 [1])$$

При расчете валового выброса двадцатиминутное осреднение не учитывается

Коэффициент оседания аэрозоля краски в зависимости от длины газоздушного тракта  $K_o = 1$ , т.к. длина воздуховода менее 2 м (либо воздуховод отсутствует)

### Исходные данные

Используемый лакокрасочный материал:

Вид	Марка	$f_p$ %
Грунтовка	Армокот С101	10.000

$f_p$  - доля летучей части (растворителя) в ЛКМ

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 10 мин. (600 с)

Расчет производился с учетом двадцатиминутного осреднения.

Масса ЛКМ, расходуемых на выполнение окрасочных работ ( $P_o$ ), кг/ч: 2.5

Масса покрытия ЛКМ, высушиваемого за 1 час ( $P_c$ ), кг/ч: 2.5

Способ окраски:

Способ окраски	Доля аэрозоля при окраске			Пары растворителя (% мас. от общего содержания растворителя в краске)		
	при окраске ( $\delta_a$ ), %	при окраске ( $\delta'_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %	при окраске ( $\delta'_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %
Пневматический	30.000	25.000	75.000			

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ): 0.4

Операция производилась полностью.

Общая продолжительность операций сушки за год ( $T_c$ ), ч: 2556

Общая продолжительность операций нанесения ЛКМ за год ( $T$ ), ч: 2556

Содержание компонентов в летучей части ЛКМ

Код	Название вещества	Содержание компонента в летучей части ( $\delta_i$ ), %
0621	Метилбензол (Толуол)	100.000

### Операция: №3 Операция № 3 Грунтовка ГФ-021

#### Результаты расчетов

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка ( $\eta_1$ ), %	С учетом очистки	
		г/с	т/год		г/с	т/год
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.1562500	2.884500	0.00	0.1562500	2.884500
2902	Взвешенные вещества	0.0229167	0.423060	0.00	0.0229167	0.423060

### Исходные данные

Используемый лакокрасочный материал:

Вид	Марка	$f_p$ %
Грунтовка	ГФ-021	45.000

$f_p$  - доля летучей части (растворителя) в ЛКМ

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 10 мин. (600 с)

Расчет производился с учетом двадцатиминутного осреднения.

Масса ЛКМ, расходуемых на выполнение окрасочных работ ( $P_o$ ), кг/ч: 2.5

Масса покрытия ЛКМ, высушиваемого за 1 час ( $P_c$ ), кг/ч: 2.5

Способ окраски:

Способ окраски	Доля аэрозоля при окраске			Пары растворителя (% мас. от общего содержания растворителя в краске)		
	при окраске ( $\delta_a$ ), %	при окраске ( $\delta'_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %	при окраске ( $\delta'_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %
Пневматический	30.000	25.000	75.000			

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ): 0.4

Операция производилась полностью.

Общая продолжительность операций сушки за год ( $T_c$ ), ч: 2564

Общая продолжительность операций нанесения ЛКМ за год ( $T$ ), ч: 2564

Содержание компонентов в летучей части ЛКМ

Код	Название вещества	Содержание компонента в летучей части ( $\delta_i$ ), %
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	100.000

### Операция: №4 Операция № 4 Эмаль ПФ-115

#### Результаты расчетов

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка ( $\eta_1$ ), %	С учетом очистки	
		г/с	т/год		г/с	т/год
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	0.0781250	0.079313	0.00	0.0781250	0.079313
2752	Уайт-спирит	0.0781250	0.079313	0.00	0.0781250	0.079313
2902	Взвешенные вещества	0.0229167	0.023265	0.00	0.0229167	0.023265

#### Исходные данные

Используемый лакокрасочный материал:

Вид	Марка	$f_p$ , %
Эмаль	ПФ-115	45.000

$f_p$  - доля летучей части (растворителя) в ЛКМ

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 10 мин. (600 с)

Расчет производился с учетом двадцатиминутного осреднения.

Масса ЛКМ, расходуемых на выполнение окрасочных работ ( $P_o$ ), кг/ч: 2.5

Масса покрытия ЛКМ, высушиваемого за 1 час ( $P_c$ ), кг/ч: 2.5

Способ окраски:

Способ окраски	Доля аэрозоля при окраске	Пары растворителя (% мас. от общего содержания растворителя в краске)	
		при окраске ( $\delta'_a$ ), %	при сушке ( $\delta''_p$ ), %
Пневматический	30.000	25.000	75.000

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ): 0.4

Операция производилась полностью.

Общая продолжительность операций сушки за год ( $T_c$ ), ч: 141

Общая продолжительность операций нанесения ЛКМ за год ( $T$ ), ч: 141

Содержание компонентов в летучей части ЛКМ

Код	Название вещества	Содержание компонента в летучей части ( $\delta_i$ ), %
0616	Диметилбензол (Ксилол) (смесь изомеров о-, м-, п-)	50.000
2752	Уайт-спирит	50.000

Программа основана на методических документах:

1. «Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выделений)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2015
2. Информационное письмо НИИ Атмосфера №2. Исх. 07-2-200/16-0 от 28.04.2016
3. Информационное письмо НИИ Атмосфера №4. Исх. 07-2-650/16-0 от 07.09.2016

**Расчет выбросов загрязняющих веществ от погрузочно-разгрузочных работ**  
**Расчет произведен программой «РНВ-Эколог», версия 4.20.5.4 от 25.12.2012**  
**Copyright© 1994-2012 Фирма «ИНТЕГРАЛ»**

*Программа основана на следующих методических документах:*

1. «Методическое пособие по расчету выбросов от неорганизованных источников в промышленности строительных материалов», Новороссийск, 2001 г.
2. «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух», СПб, 2012 г.
3. Письмо НИИ Атмосфера № 07-2/930 от 30.08.2007 г.
4. Письмо НИИ Атмосфера № 07-2/929 от 30.08.2007 г.
5. «Отраслевая методика расчета количества отходящих, уловленных и выбрасываемых в атмосферу вредных веществ предприятиями по добыче угля», Пермь, 2003 г.
6. Письмо НИИ Атмосфера № 1-2157/11-0-1 от 25.10.2011 г.
7. Письмо НИИ Атмосфера № 07-2-746/12-0 от 14.12.2012 г.

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"  
 Регистрационный номер: 01-15-0053

*Предприятие №485, ДКС Пякxинское месторождение*  
*Источник выбросов №2, цех №1, площадка №15*  
*Пересыпка щебня*  
*Тип: 5 Пересыпка пылящих материалов*

**Результаты расчета**

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
2909	Пыль неорганическая: до 20% SiO <sub>2</sub>	0.0670833	0.018640

**Разбивка по скоростям ветра**  
**Вещество 2909 - Пыль неорганическая: до 20% SiO<sub>2</sub>**

Скорость ветра (U), (м/с)	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
1.5	0.0291667	
2.0	0.0350000	
2.5	0.0350000	
3.0	0.0350000	
3.5	0.0350000	
4.0	0.0350000	
4.5	0.0350000	
5.0	0.0408333	
6.0	0.0408333	
6.2	0.0408333	0.018640
7.0	0.0495833	
8.0	0.0495833	
9.0	0.0495833	
10.0	0.0583333	
11.0	0.0583333	
12.0	0.0670833	

### Расчетные формулы, исходные данные

Материал: Щебень

**Валовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле:**

$$П=K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot B \cdot G_T \text{ т/год} \quad (2)$$

Очистное оборудование: Отсутствует

$K_1=0.04000$  - весовая доля пылевой фракции в материале

$K_2=0.02$  - доля пыли, переходящая в аэрозоль

$U_{cp}=6.20$  м/с - средняя годовая скорость ветра

$U^*=12.00$  м/с - максимальная скорость ветра

#### Зависимость величины $K_3$ от скорости ветра

Скорость ветра (U), (м/с)	K3
1.5	1.00
2.0	1.20
2.5	1.20
3.0	1.20
3.5	1.20
4.0	1.20
4.5	1.20
5.0	1.40
6.0	1.40
6.2	1.40
7.0	1.70
8.0	1.70
9.0	1.70
10.0	2.00
11.0	2.00
12.0	2.30

$K_4=0.500$  - коэффициент, учитывающий защищенность от внешних воздействий (склады, хранилища открытые: с 3 сторон)

$K_5=0.70$  - коэффициент, учитывающий влажность материала (влажность: до 5 %)

$K_7=0.50$  - коэффициент, учитывающий крупность материала (размер кусков: 50 - 10 мм)

$K_8=1$  - коэффициент, учитывающий тип грейфера (грейфер не используется)

$K_9=0.10$  - коэффициент, учитывающий мощность залпового сброса материала при разгрузке автосамосвала (вес: свыше 10 т)

$B=0.50$  - коэффициент, учитывающий высоту разгрузки материала (высота: 1,0 м)

$G_T=1902.00$  т/г - количество перерабатываемого материала в год

**Максимально-разовый выброс загрязняющих веществ определяется по формуле:**

$$M=10^6/3600 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4 \cdot K_5 \cdot K_7 \cdot K_8 \cdot K_9 \cdot B \cdot G_T \text{ г/с} \quad (1)$$

$G_ч=G_{тр} \cdot 60/t_p=15.00$  т/ч - количество перерабатываемого материала в час, рассчитанное в соответствии с письмом НИИ Атмосфера № 1-2157/11-0-1 от 25.10.2011 г., где

$G_{тр}=15.00$  т/ч - фактическое количество перерабатываемого материала в час

$t_{p \geq 20}=60$  мин. - продолжительность производственной операции в течение часа



## Расчет выбросов загрязняющих веществ при выполнении сварочных работ

Расчет произведен программой «Сварка» версия 3.0.22 от 02.10.2018

Copyright© 1997-2017 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Объект: №485 ДКС

Площадка: 15, Цех: 1

Название источника выбросов: №1 Сварочные работы

Операция: №1 Сварочные работы

### Результаты расчетов

Код	Название вещества	Без учета очистки		Очистка ( $\eta_1$ )	С учетом очистки	
		г/с	т/год		%	г/с
0123	Железа оксид	0.0052511	0.018016	0.00	0.0052511	0.018016
0143	Марганец и его соединения	0.0004118	0.001413	0.00	0.0004118	0.001413
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0010200	0.003499	0.00	0.0010200	0.003499
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0009945	0.003412	0.00	0.0009945	0.003412
0337	Углерод оксид	0.0125611	0.043095	0.00	0.0125611	0.043095
0342	Фториды газообразные	0.0008783	0.003013	0.00	0.0008783	0.003013
0344	Фториды плохо растворимые	0.0003778	0.001296	0.00	0.0003778	0.001296
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>	0.0003778	0.001296	0.00	0.0003778	0.001296

### Расчетные формулы

Расчет производился с учетом двадцатиминутного осреднения.

$$M_M = V_3 \cdot K \cdot K_{гр} \cdot (1 - \eta_1) \cdot t_i / 1200 / 3600, \text{ г/с (2.1, 2.1a [1])}$$

$$M_M^T = 3.6 \cdot M_M \cdot T \cdot 10^{-3}, \text{ т/год (2.8, 2.15 [1])}$$

При расчете валового выброса двадцатиминутное осреднение не учитывается

### Исходные данные

Технологическая операция: Ручная дуговая сварка

Технологический процесс (операция): Ручная дуговая сварка сталей штучными электродами Марка материала: УОНИ-13/55

Продолжительность производственного цикла ( $t_i$ ): 20 мин. (1200 с)

Удельные выделения загрязняющих веществ

Код	Название вещества	К, г/кг
0123	Железа оксид	13.9000000
0143	Марганец и его соединения	1.0900000
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1.0800000
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	1.0530000
0337	Углерод оксид	13.3000000
0342	Фториды газообразные	0.9300000
0344	Фториды плохо растворимые	1.0000000
2908	Пыль неорганическая: 70-20% SiO <sub>2</sub>	1.0000000

Фактическая продолжительность технологической операции сварочных работ в течение года (Т): 953 час 0 мин

Расчётное значение количества электродов ( $V_3$ )

$$V_3 = G \cdot (100 - n) \cdot 10^{-2} = 3.4 \text{ кг}$$

Масса расходуемых электродов за час (G), кг: 4

Норматив образования огарков от расхода электродов (n), %: 15

Поправочный коэффициент, учитывающий гравитационное осаждение крупнодисперсных твердых частиц ( $K_{гр}$ ): 0.4

Программа основана на документах:

1. «Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (на основе удельных показателей)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2015
2. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное), НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012
3. Информационное письмо НИИ Атмосфера №2. Исх. 07-2-200/16-0 от 28.04.2016

4. Информационное письмо НИИ Атмосфера №4. Исх. 07-2-650/16-0 от 07.09.2016

## **Расчет выбросов загрязняющих веществ от автотранспорта и строительной техники**

**Валовые и максимальные выбросы предприятия №485, ДКС  
Уренгой, 2020 г.**

**Расчет произведен программой «АТЭ-Эколог», версия 3.10.18.0 от 24.06.2014  
Copyright© 1995-2014 ФИРМА «ИНТЕГРАЛ»**

*Программа основана на следующих методических документах:*

1. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для автотранспортных предприятий (расчетным методом). М., 1998 г.
2. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для авторемонтных предприятий (расчетным методом). М., 1998 г.
3. Методика проведения инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для баз дорожной техники (расчетным методом). М., 1998 г.
4. Дополнения (приложения №№ 1-3) к вышеперечисленным методикам.
5. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух. СПб, 2012 г.
6. Письмо НИИ Атмосфера №07-2-263/13-0 от 25.04.2013 г.

**Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"  
Регистрационный номер: 01-15-0053**

**Уренгой, 2020 г.: среднемесячная и средняя минимальная температура воздуха, °С**

Характеристики	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Среднемесячная температура, °С	-26.4	-26.4	-19.2	-10.3	-2.6	8.4	15.4	11.3	5.2	-6.3	-18.2	-24
Расчетные периоды года	X	X	X	X	II	T	T	T	T	X	X	X
Средняя минимальная температура, °С	-26.4	-26.4	-19.2	-10.3	-2.6	8.4	15.4	11.3	5.2	-6.3	-18.2	-24
Расчетные периоды года	X	X	X	X	II	T	T	T	T	X	X	X

В следующих месяцах значения среднемесячной и средней минимальной температур совпадают: Январь, Февраль, Март, Апрель, Май, Июнь, Июль, Август, Сентябрь, Октябрь, Ноябрь, Декабрь

**Характеристики периодов года для расчета валовых выбросов загрязняющих веществ**

Период года	Месяцы	Всего дней
Теплый	Июнь; Июль; Август; Сентябрь;	84
Переходный	Май;	21
Холодный	Январь; Февраль; Март; Апрель; Октябрь; Ноябрь; Декабрь;	147
Всего за год	Январь-Декабрь	252

**Участок №6; Автотранспорт,  
тип - 1 - Открытая или закрытая неотапливаемая стоянка,  
цех №1, площадка №15, вариант №1**

**Общее описание участка**

### **Пробег автомобиля до выезда со стоянки (км)**

- от ближайшего к выезду места стоянки: 1.000
- от наиболее удаленного от выезда места стоянки: 1.000

### **Пробег автомобиля от въезда на стоянку (км)**

- до ближайшего к въезду места стоянки: 1.000
- до наиболее удаленного от въезда места стоянки: 1.000

- среднее время выезда (мин.): 30.0

### Выбросы участка

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
----	Оксиды азота (NO <sub>x</sub> )*	0.2527778	0.387713
	В том числе:		
0301	*Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0.1011111	0.155085
0304	*Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0985833	0.151208
0328	Углерод (Сажа)	0.0166133	0.025276
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0.0180483	0.033089
0337	Углерод оксид	0.8999278	1.238345
0401	Углеводороды**	0.1217417	0.172403
	В том числе:		
2732	**Керосин	0.1217417	0.172403

Примечание:

1. Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 0.39

NO<sub>2</sub> - 0.40

2. Максимально-разовый выброс углеводородов (код 0401) может не соответствовать сумме составляющих из-за несинхронности работы разных видов техники, либо расчет проводился для различных периодов года.

### Расшифровка выбросов по веществам: Выбрасываемое вещество - 0337 - Углерод оксид Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.092579
Переходный	Вся техника	0.045713
Холодный	Вся техника	1.100053
Всего за год		1.238345

Максимальный выброс составляет: 0.8999278 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	KнтрПр	Ml	Mlтеп.	Kнтр	Mхх	Схр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	2.500	30.0	0.9	1.0	7.200	6.000	1.0	1.030	нет	
	2.500	30.0	0.9	1.0	7.200	6.000	1.0	1.030	нет	0.0420150
Кран КС-5363{ХЛ (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	0.1296167
Кран КС-54711 (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	0.1296167
Автомобильный гидроподъемник (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	0.1296167
Комплекс контроля свар. работ (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.1285611
Грубовоз КАМАЗ 44262 (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	0.1296167
Гягач КАМАЗ (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	

	8.200	30.0	0.9	1.0	9.300	7.500	1.0	2.900	нет	0.1296167
Автосамосвал (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.8999278
Урал -4320 (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.2571222
Топливозаправщик к Урал-4320 (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.1285611
Пожарный автомобиль Урал- 45202 (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.1285611
Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	7.400	6.100	1.0	2.900	нет	0.1285611
Автобус вахтовый на базе Урала (д)	8.200	30.0	0.9	1.0	6.200	5.100	1.0	3.500	нет	
	8.200	30.0	0.9	1.0	6.200	5.100	1.0	3.500	нет	0.2563889

### Выбрасываемое вещество - 0401 - Углеводороды Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.013709
Переходный	Вся техника	0.006545
Холодный	Вся техника	0.152149
Всего за год		0.172403

Максимальный выброс составляет: 0.1217417 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	KнтрПр	Ml	Mтен.	Kнтр	Mхх	Cхр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	0.960	30.0	0.9	1.0	1.000	0.800	1.0	0.570	нет	
	0.960	30.0	0.9	1.0	1.000	0.800	1.0	0.570	нет	0.0152406
Кран КС-5363 {ХЛ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	0.0174472
Кран КС-54711 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	0.0174472
Автомобильный гидроподъемник (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	0.0174472
Комплекс контроля свар.работ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.0173917
Трубовоз КАМАЗ 44262 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	0.0174472
Тягач КАМАЗ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	нет	0.0174472
Автосамосвал (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.1217417
Урал -4320 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.0347833
Топливозаправщик Урал-4320 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	

	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.0173917
Пожарный автомобиль Урал-45202 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.0173917
Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	нет	0.0173917
Автобус вахтовый на базе Урала (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.100	0.900	1.0	0.400	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.100	0.900	1.0	0.400	нет	0.0346222

### Выбрасываемое вещество - Оксиды азота (NOx)

#### Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.044302
Переходный	Вся техника	0.017357
Холодный	Вся техника	0.326054
Всего за год		0.387713

Максимальный выброс составляет: 0.2527778 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	Kитпр	Ml	Mlтеп.	Kитр	Mхх	Cхр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	0.930	30.0	1.0	1.0	3.900	3.900	1.0	0.560	нет	
	0.930	30.0	1.0	1.0	3.900	3.900	1.0	0.560	нет	0.0179778
Кран КС-5363 {ХЛ (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	0.0363889
Кран КС-54711 (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	0.0363889
Автомобильный гидроподъемник (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	0.0363889
Комплекс контроля свар. работ (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.0361111
Трубовоз КАМАЗ 44262 (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	0.0363889
Тягач КАМАЗ (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.500	4.500	1.0	1.000	нет	0.0363889
Автосамосвал (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.2527778
Урал -4320 (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.0722222
Топливозаправщик к Урал-4320 (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.0361111
Пожарный автомобиль Урал-45202 (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.0361111

Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	4.000	4.000	1.0	1.000	нет	0.0361111
Автобус вахтовый на базе Урала (д)	2.000	30.0	1.0	1.0	3.500	3.500	1.0	0.800	нет	
	2.000	30.0	1.0	1.0	3.500	3.500	1.0	0.800	нет	0.0714444

### Выбрасываемое вещество - 0328 - Углерод (Сажа)

#### Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.002563
Переходный	Вся техника	0.001129
Холодный	Вся техника	0.021584
Всего за год		0.025276

Максимальный выброс составляет: 0.0166133 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	KитрПр	Ml	Mlтеп.	Kитр	Mхх	Схр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	0.046	30.0	0.8	1.0	0.450	0.300	1.0	0.023	нет	
	0.046	30.0	0.8	1.0	0.450	0.300	1.0	0.023	нет	0.0008736
Кран КС-5363 {ХЛ (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	0.0024289
Кран КС-54711 (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	0.0024289
Автомобильный гидроподъемник (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	0.0024289
Комплекс контроля свар. работ (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0023733
Грубовоз КАМАЗ 44262 (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	0.0024289
Гягач КАМАЗ (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.500	0.400	1.0	0.040	нет	0.0024289
Автосамосвал (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0166133
Урал -4320 (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0047467
Гопливозаправщик к Урал-4320 (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0023733
Пожарный автомобиль Урал-45202 (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0023733
Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.400	0.300	1.0	0.040	нет	0.0023733
Автобус вахтовый	0.160	30.0	0.8	1.0	0.350	0.250	1.0	0.040	нет	

на базе Урала (д)										
	0.160	30.0	0.8	1.0	0.350	0.250	1.0	0.040	нет	0.0046911

**Выбрасываемое вещество - 0330 - Сера диоксид-Ангидрид сернистый**  
**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.005577
Переходный	Вся техника	0.001661
Холодный	Вся техника	0.025850
Всего за год		0.033089

Максимальный выброс составляет: 0.0180483 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	KитрПр	Ml	Mlтеп.	Kитр	Mхх	Cхр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	0.134	30.0	0.9	1.0	0.860	0.690	1.0	0.112	нет	
	0.134	30.0	0.9	1.0	0.860	0.690	1.0	0.112	нет	0.0026586
Кран КС-5363 {ХЛ (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	0.0027450
Кран КС-54711 (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	0.0027450
Автомобильный гидроподъемник (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	0.0027450
Комплекс контроля свар. работ (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0025783
Грубовоз КАМАЗ 44262 (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	0.0027450
Тягач КАМАЗ (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.970	0.780	1.0	0.100	нет	0.0027450
Автосамосвал (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0180483
Урал -4320 (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0051567
Топливозаправщик к Урал-4320 (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0025783
Пожарный автомобиль Урал-45202 (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0025783
Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.670	0.540	1.0	0.100	нет	0.0025783
Автобус вахтовый на базе Урала (д)	0.136	30.0	0.9	1.0	0.560	0.450	1.0	0.100	нет	
	0.136	30.0	0.9	1.0	0.560	0.450	1.0	0.100	нет	0.0050344

**Трансформация оксидов азота**  
**Выбрасываемое вещество - 0301 - Азота диоксид (Азот (IV) оксид)**  
**Коэффициент трансформации - 0.4**  
**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.017721
Переходный	Вся техника	0.006943
Холодный	Вся техника	0.130422
Всего за год		0.155085

Максимальный выброс составляет: 0.1011111 г/с. Месяц достижения: Январь.

**Выбрасываемое вещество - 0304 - Азот (II) оксид (Азота оксид)**

**Коэффициент трансформации - 0.39**

**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.017278
Переходный	Вся техника	0.006769
Холодный	Вся техника	0.127161
Всего за год		0.151208

Максимальный выброс составляет: 0.0985833 г/с. Месяц достижения: Январь.

**Распределение углеводородов**  
**Выбрасываемое вещество - 2732 - Керосин**

**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.013709
Переходный	Вся техника	0.006545
Холодный	Вся техника	0.152149
Всего за год		0.172403

Максимальный выброс составляет: 0.1217417 г/с. Месяц достижения: Январь.

*Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.*

Наименование	Mпр	Tпр	Kэ	KнтрП P	Ml	Mlтеп.	Kнтр	Mхх	%%	Cхр	Выброс (г/с)
Кран Liebherr LTM 1200 (д)	0.960	30.0	0.9	1.0	1.000	0.800	1.0	0.570	100.0	нет	
	0.960	30.0	0.9	1.0	1.000	0.800	1.0	0.570	100.0	нет	0.0152406
Кран КС-5363 {ХЛ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	0.0174472
Кран КС-54711 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	0.0174472
Автомобильный гидроподъемник (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	0.0174472
Комплекс контроля свар. работ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.0173917
Трубовоз КАМАЗ 44262 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	0.0174472
Тягач КАМАЗ (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	



	1.100	30.0	0.9	1.0	1.300	1.100	1.0	0.450	100.0	нет	0.0174472
Автосамосвал (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.1217417
Урал -4320 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.0347833
Топливозаправщик к Урал-4320 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.0173917
Пожарный автомобиль Урал-45202 (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.0173917
Урал-43202 для вывоза ЖБО (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.200	1.000	1.0	0.450	100.0	нет	0.0173917
Автобус вахтовый на базе Урала (д)	1.100	30.0	0.9	1.0	1.100	0.900	1.0	0.400	100.0	нет	
	1.100	30.0	0.9	1.0	1.100	0.900	1.0	0.400	100.0	нет	0.0346222

**Участок №7; Спецтехника,  
тип - 8 - Дорожная техника на неотапливаемой стоянке,  
цех №1, площадка №15, вариант №1**

**Общее описание участка**

**Пробег дорожных машин до выезда со стоянки (км)**

- от ближайшего к выезду места стоянки: 0.050
- от наиболее удаленного от выезда места стоянки: 0.100

**Пробег дорожных машин от въезда на стоянку (км)**

- до ближайшего к въезду места стоянки: 0.010
- до наиболее удаленного от въезда места стоянки: 0.050

**Выбросы участка**

Код в-ва	Название вещества	Макс. выброс (г/с)	Валовый выброс (т/год)
----	Оксиды азота (NOx)*	0.1179683	0.079173
	В том числе:		
0301	*Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0.0471873	0.031669
0304	*Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0460077	0.030877
0328	Углерод (Сажа)	0.0593542	0.034788
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0.0126925	0.011662
0337	Углерод оксид	0.7156929	0.447109
0401	Углеводороды**	0.1225896	0.073452
	В том числе:		
2732	**Керосин	0.1225896	0.073452

Примечание:

1. Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 0.39

NO<sub>2</sub> - 0.40

2. Максимально-разовый выброс углеводородов (код 0401) может не соответствовать сумме составляющих из-за несинхронности работы разных видов техники, либо расчет проводился для различных периодов года.

**Расшифровка выбросов по веществам:  
Выбрасываемое вещество - 0337 - Углерод оксид  
Валовые выбросы**

<i>Период года</i>	<i>Марка автомобиля или дорожной техники</i>	<i>Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)</i>
Теплый	Вся техника	0.016925
Переходный	Вся техника	0.012483
Холодный	Вся техника	0.417702
Всего за год		0.447109

Максимальный выброс составляет: 0.7156929 г/с. Месяц достижения: Январь.

*Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.*

<i>Наименование</i>	<i>Mn</i>	<i>Tn</i>	<i>Mnp</i>	<i>Tnp</i>	<i>Mdv</i>	<i>Mdv.мен</i>	<i>Vdv</i>	<i>Mxx</i>	<i>Cxp</i>	<i>Выброс (г/с)</i>
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	7.800	45.0	2.550	2.090	5	3.910	нет	
	0.000	4.0	7.800	45.0	2.550	2.090	5	3.910	нет	0.2976708
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	
	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	0.1825887
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	5	2.400	нет	
	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	5	2.400	нет	0.1831775
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	
	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	0.1825887
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	2.800	45.0	0.940	0.770	10	1.440	нет	
	0.000	4.0	2.800	45.0	0.940	0.770	10	1.440	нет	0.1065525
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	7.800	45.0	2.550	2.090	10	3.910	нет	
	0.000	4.0	7.800	45.0	2.550	2.090	10	3.910	нет	0.2967146
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	18.800	45.0	6.470	5.300	10	9.920	нет	
	0.000	4.0	18.800	45.0	6.470	5.300	10	9.920	нет	0.7156929
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	
	0.000	4.0	4.800	45.0	1.570	1.290	10	2.400	нет	0.1825887
Кран КС-54711	0.000	4.0	12.600	45.0	4.110	3.370	10	6.310	нет	
	0.000	4.0	12.600	45.0	4.110	3.370	10	6.310	нет	0.4792996
Бурильно-крановая машина "Берк"	0.000	4.0	12.600	45.0	4.110	3.370	5	6.310	нет	
	0.000	4.0	12.600	45.0	4.110	3.370	5	6.310	нет	0.4808408
Буровой станок	0.000	4.0	2.800	45.0	0.940	0.770	5	1.440	нет	
	0.000	4.0	2.800	45.0	0.940	0.770	5	1.440	нет	0.1069050

**Выбрасываемое вещество - 0401 - Углеводороды  
Валовые выбросы**

<i>Период года</i>	<i>Марка автомобиля или дорожной техники</i>	<i>Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)</i>
Теплый	Вся техника	0.002491
Переходный	Вся техника	0.002060
Холодный	Вся техника	0.068901
Всего за год		0.073452

Максимальный выброс составляет: 0.1225896 г/с. Месяц достижения: Январь.

*Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.*

Наименование	Mn	Tn	Mnp	Tnp	Mdv	Mdv.мен	Vdv	Mxx	Cxp	Выброс (г/с)
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	1.270	45.0	0.850	0.710	5	0.490	нет	
	0.000	4.0	1.270	45.0	0.850	0.710	5	0.490	нет	0.0486708
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	
	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	0.0296912
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	5	0.300	нет	
	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	5	0.300	нет	0.0298825
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	
	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	0.0296912
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	0.470	45.0	0.310	0.260	10	0.180	нет	
	0.000	4.0	0.470	45.0	0.310	0.260	10	0.180	нет	0.0178913
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	1.270	45.0	0.850	0.710	10	0.490	нет	
	0.000	4.0	1.270	45.0	0.850	0.710	10	0.490	нет	0.0483521
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	3.220	45.0	2.150	1.790	10	1.240	нет	
	0.000	4.0	3.220	45.0	2.150	1.790	10	1.240	нет	0.1225896
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	
	0.000	4.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	нет	0.0296912
Кран КС-54711	0.000	4.0	2.050	45.0	1.370	1.140	10	0.790	нет	
	0.000	4.0	2.050	45.0	1.370	1.140	10	0.790	нет	0.0780471
Бурильно-крановая машина "Берк	0.000	4.0	2.050	45.0	1.370	1.140	5	0.790	нет	
	0.000	4.0	2.050	45.0	1.370	1.140	5	0.790	нет	0.0785608
Буровой станок	0.000	4.0	0.470	45.0	0.310	0.260	5	0.180	нет	
	0.000	4.0	0.470	45.0	0.310	0.260	5	0.180	нет	0.0180075

### Выбрасываемое вещество - Оксиды азота (NOx)

#### Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.006402
Переходный	Вся техника	0.002938
Холодный	Вся техника	0.069833
Всего за год		0.079173

Максимальный выброс составляет: 0.1179683 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mn	Tn	Mnp	Tnp	Mdv	Mdv.мен	Vdv	Mxx	Cxp	Выброс (г/с)
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	1.170	45.0	4.010	4.010	5	0.780	нет	
	0.000	4.0	1.170	45.0	4.010	4.010	5	0.780	нет	0.0475325
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	
	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	0.0283263
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	5	0.480	нет	
	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	5	0.480	нет	0.0292525
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	
	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	0.0283263
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	0.440	45.0	1.490	1.490	10	0.290	нет	
	0.000	4.0	0.440	45.0	1.490	1.490	10	0.290	нет	0.0173004
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	1.170	45.0	4.010	4.010	10	0.780	нет	
	0.000	4.0	1.170	45.0	4.010	4.010	10	0.780	нет	0.0460288
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	3.000	45.0	10.160	10.160	10	1.990	нет	
	0.000	4.0	3.000	45.0	10.160	10.160	10	1.990	нет	0.1179683
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	

	0.000	4.0	0.720	45.0	2.470	2.470	10	0.480	нет	0.0283263
Кран КС-54711	0.000	4.0	1.910	45.0	6.470	6.470	10	1.270	нет	
	0.000	4.0	1.910	45.0	6.470	6.470	10	1.270	нет	0.0751096
Бурильно-крановая машина "Берк"	0.000	4.0	1.910	45.0	6.470	6.470	5	1.270	нет	
	0.000	4.0	1.910	45.0	6.470	6.470	5	1.270	нет	0.0775358
Буровой станок	0.000	4.0	0.440	45.0	1.490	1.490	5	0.290	нет	
	0.000	4.0	0.440	45.0	1.490	1.490	5	0.290	нет	0.0178592

### Выбрасываемое вещество - 0328 - Углерод (Сажа)

#### Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.000769
Переходный	Вся техника	0.000969
Холодный	Вся техника	0.033050
Всего за год		0.034788

Максимальный выброс составляет: 0.0593542 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mп	Tп	Mпр	Tпр	Mдв	Mдв.теп	Vдв	Mхх	Cхр	Выброс (г/с)
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	0.600	45.0	0.670	0.450	5	0.100	нет	
	0.000	4.0	0.600	45.0	0.670	0.450	5	0.100	нет	0.0230858
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	
	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	0.0137037
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	5	0.060	нет	
	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	5	0.060	нет	0.0138575
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	
	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	0.0137037
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	0.240	45.0	0.250	0.170	10	0.040	нет	
	0.000	4.0	0.240	45.0	0.250	0.170	10	0.040	нет	0.0091271
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	0.600	45.0	0.670	0.450	10	0.100	нет	
	0.000	4.0	0.600	45.0	0.670	0.450	10	0.100	нет	0.0228346
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	1.560	45.0	1.700	1.130	10	0.260	нет	
	0.000	4.0	1.560	45.0	1.700	1.130	10	0.260	нет	0.0593542
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	
	0.000	4.0	0.360	45.0	0.410	0.270	10	0.060	нет	0.0137037
Кран КС-54711	0.000	4.0	1.020	45.0	1.080	0.720	10	0.170	нет	
	0.000	4.0	1.020	45.0	1.080	0.720	10	0.170	нет	0.0387967
Бурильно-крановая машина "Берк"	0.000	4.0	1.020	45.0	1.080	0.720	5	0.170	нет	
	0.000	4.0	1.020	45.0	1.080	0.720	5	0.170	нет	0.0392017
Буровой станок	0.000	4.0	0.240	45.0	0.250	0.170	5	0.040	нет	
	0.000	4.0	0.240	45.0	0.250	0.170	5	0.040	нет	0.0092208

### Выбрасываемое вещество - 0330 - Сера диоксид-Ангидрид сернистый

#### Валовые выбросы

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.000849
Переходный	Вся техника	0.000383
Холодный	Вся техника	0.010430
Всего за год		0.011662

Максимальный выброс составляет: 0.0126925 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mn	Tn	Mnp	Tnp	Mdv	Mdv.теп	Vdv	Mxx	Cxp	Выброс (г/с)
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	0.200	45.0	0.380	0.310	5	0.160	нет	
	0.000	4.0	0.200	45.0	0.380	0.310	5	0.160	нет	0.0079183
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	
	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	0.0046671
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	5	0.097	нет	
	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	5	0.097	нет	0.0047533
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	
	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	0.0046671
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	0.072	45.0	0.150	0.120	10	0.058	нет	
	0.000	4.0	0.072	45.0	0.150	0.120	10	0.058	нет	0.0028046
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	0.200	45.0	0.380	0.310	10	0.160	нет	
	0.000	4.0	0.200	45.0	0.380	0.310	10	0.160	нет	0.0077758
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	0.320	45.0	0.980	0.800	10	0.390	нет	
	0.000	4.0	0.320	45.0	0.980	0.800	10	0.390	нет	0.0126925
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	
	0.000	4.0	0.120	45.0	0.230	0.190	10	0.097	нет	0.0046671
Кран КС-54711	0.000	4.0	0.310	45.0	0.630	0.510	10	0.250	нет	
	0.000	4.0	0.310	45.0	0.630	0.510	10	0.250	нет	0.0120696
Бурильно-крановая машина "Берк	0.000	4.0	0.310	45.0	0.630	0.510	5	0.250	нет	
	0.000	4.0	0.310	45.0	0.630	0.510	5	0.250	нет	0.0123058
Буровой станок	0.000	4.0	0.072	45.0	0.150	0.120	5	0.058	нет	
	0.000	4.0	0.072	45.0	0.150	0.120	5	0.058	нет	0.0028608

**Трансформация оксидов азота**  
**Выбрасываемое вещество - 0301 - Азота диоксид (Азот (IV) оксид)**  
**Коэффициент трансформации - 0.4**  
**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.002561
Переходный	Вся техника	0.001175
Холодный	Вся техника	0.027933
Всего за год		0.031669

Максимальный выброс составляет: 0.0471873 г/с. Месяц достижения: Январь.

**Выбрасываемое вещество - 0304 - Азот (II) оксид (Азота оксид)**  
**Коэффициент трансформации - 0.39**  
**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)
Теплый	Вся техника	0.002497
Переходный	Вся техника	0.001146
Холодный	Вся техника	0.027235
Всего за год		0.030877

Максимальный выброс составляет: 0.0460077 г/с. Месяц достижения: Январь.

**Распределение углеводородов**  
**Выбрасываемое вещество - 2732 - Керосин**  
**Валовые выбросы**

Период года	Марка автомобиля или дорожной техники	Валовый выброс (тонн/период) (тонн/год)

Теплый	Вся техника	0.002491
Переходный	Вся техника	0.002060
Холодный	Вся техника	0.068901
Всего за год		0.073452

Максимальный выброс составляет: 0.1225896 г/с. Месяц достижения: Январь.

Для каждого типа техники в первой строке таблицы содержатся коэффициенты для расчета валовых, а во второй - для расчета максимальных выбросов. Последние определены, основываясь на средних минимальных температурах воздуха.

Наименование	Mn	Tn	%% пуск.	Mnp	Tnp	Mдв	Mдв.т еп.	Vдв	Mхх	%% двиг.	Cхр	Выброс (г/с)
Экскаватор ЭО-5126	0.000	4.0	0.0	1.270	45.0	0.850	0.710	5	0.490	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	1.270	45.0	0.850	0.710	5	0.490	100.0	нет	0.0486708
Экскаватор ЭО-4321	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	0.0296912
Бульдозер ДЗ-171.1	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	5	0.300	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	5	0.300	100.0	нет	0.0298825
Автогрейдер ДЗ-143	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	0.0296912
Каток ДУ-26 А	0.000	4.0	0.0	0.470	45.0	0.310	0.260	10	0.180	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.470	45.0	0.310	0.260	10	0.180	100.0	нет	0.0178913
Каток ДУ-16Г	0.000	4.0	0.0	1.270	45.0	0.850	0.710	10	0.490	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	1.270	45.0	0.850	0.710	10	0.490	100.0	нет	0.0483521
Кран Liebherr LTM 1200	0.000	4.0	0.0	3.220	45.0	2.150	1.790	10	1.240	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	3.220	45.0	2.150	1.790	10	1.240	100.0	нет	0.1225896
Кран КС-5363 ХЛ	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.780	45.0	0.510	0.430	10	0.300	100.0	нет	0.0296912
Кран КС-54711	0.000	4.0	0.0	2.050	45.0	1.370	1.140	10	0.790	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	2.050	45.0	1.370	1.140	10	0.790	100.0	нет	0.0780471
Бурильно-крановая машина "Берк"	0.000	4.0	0.0	2.050	45.0	1.370	1.140	5	0.790	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	2.050	45.0	1.370	1.140	5	0.790	100.0	нет	0.0785608
Буровой станок	0.000	4.0	0.0	0.470	45.0	0.310	0.260	5	0.180	100.0	нет	
	0.000	4.0	0.0	0.470	45.0	0.310	0.260	5	0.180	100.0	нет	0.0180075

### Суммарные выбросы по предприятию

Код в-ва	Название вещества	Валовый выброс (т/год)
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	0.186754
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.182085
0328	Углерод (Сажа)	0.060064
0330	Сера диоксид-Ангидрид сернистый	0.044750
0337	Углерод оксид	1.685455
0401	Углеводороды	0.245855

### Расшифровка суммарного выброса углеводородов (код 0401)

Код в-ва	Название вещества	Валовый выброс (т/год)
2732	Керосин	0.245855

**Период эксплуатации****Расчет выбросов загрязняющих веществ от факельной установки**

«Факел» версия 2.0.5 от 18.10.2017

Copyright© 1997-2017 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 1

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа на факел с фильтр-сепараторов (залповый выброс)

**Результаты расчетов по источнику выбросов**

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	122,7841800	0,296155
----	Оксиды азота	18,4176270	0,044423
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	7,3670508	0,017769
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	7,1828745	0,017325
0410	Метан	3,0696045	0,007404
0328	Углерод (Сажа)	12,2784180	0,029616
0380	Углерод диоксид	16983,1441844	40,963344
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

**Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]**1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.****Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	89,0512	77,8400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,7543	11,0700	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,4586	5,9100	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,9594	3,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,2974	1,1700	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,4707	0,7200	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0083	0,0200	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси (m): 18,26

Плотность сжигаемой смеси (R<sub>r</sub>): 0,8153 [кг/м<sup>3</sup>]**2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.**Массовый расход (G<sub>r</sub>): G<sub>r</sub>=1000·B<sub>r</sub>·R<sub>r</sub>=6139,2090 [г/с], [2]Объемный расход сжигаемой смеси (B<sub>r</sub>): 7,53000 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия бессажевого горения.

Скорость истечения смесей (W<sub>ист</sub>): W<sub>ист</sub>=1,27·B<sub>r</sub>/d<sup>2</sup>=6,641 [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла (d): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси (W<sub>зв</sub>): W<sub>зв</sub>=91,5·(K·(T<sub>0</sub>+273)/M)<sup>1/2</sup>=407,040 [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты (K): 1,3000

W<sub>ист</sub>/W<sub>зв</sub>=0,01632 => Горение сажевое, [21]**3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.****3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**Максимально-разовый выброс: M<sub>i</sub>=УВ<sub>i</sub>·G<sub>r</sub> [г/с], [1]

Валовой выброс:  $P_i = 0.0036 \cdot t \cdot M_i$  [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 0,67 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	М [г/с]	П [т/г]
0337	Углерод оксид	0.02	122,7841800	0,296155
----	Оксиды азота	0.003	18,4176270	0,044423
0410	Метан	0.0005	3,0696045	0,007404
0328	Углерод (Сажа)	0.002	12,2784180	0,029616

### 3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.

Мощность выброса диоксида углерода ( $M_{CO_2}$ ):  $M_{CO_2} = 0.01 \cdot G \cdot (3.67 \cdot n \cdot [C]_m + [CO_2]_m) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 16983,1441844$  [г/с], [6]

Мощность выброса диоксида углерода ( $P_{CO_2}$ ):  $P_{CO_2} = 0.0036 \cdot t \cdot M_{CO_2} = 40,963344$  [т/год], [30]

Массовое содержание углерода ( $[C]_m$ ):  $[C]_m = 12 \cdot \sum(X_i \cdot [i]_o) \cdot 100 / ((100 - [нег]_o) \cdot m) = 76,107$ , [Приложение 3 ф.10]

Объемное содержание негорючих ( $[нег]_o$ ): 0,47901

Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ( $[i]_o$ ): 115,2689

Полнота сгорания углеводородной смеси [n]: 0,9984

### Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.

Код	Загрязняющее вещество	М [г/с]	П [т/г]
0380	Углерод диоксид	16983,1441844	40,963344
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,0000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,0000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,0000000

### 4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $T_r$ ).

Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси ( $T_0$ ): 5,00 [°C]

Доля энергии, теряемой за счет излучения (e):  $e = 0.048 \cdot (m)^{1/2} = 0,20513$ , [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей ( $Q_{нр}$ ):

$Q_{нр} = 85.5[CH_4]_o + 152[C_2H_6]_o + 218[C_3H_8]_o + 283[C_4H_{10}]_o + 349[C_5H_{12}]_o + 56[H_2S] = 9551,83621$  [ККал/м<sup>3</sup>], [Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_0$ ):

$V_0 = 0.0476 \cdot (1.5[H_2S]_o + \sum(X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 10,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [13]

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_{пс}$ ):

$V_{пс} = 1 + V_0 = 11,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [12]

Предварительная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}'$ ): 0,4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения ( $T_r'$ ):  $T_r' = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс}' = 1639,01$  [°C], [10]

Уточненная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}$ ): 0,39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Температура горения ( $T_r$ ):  $T_r = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс} = 1680,91$  [°C], [10]

### 5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $V_1$ ).

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси ( $V_1$ ):  $V_1 = V_{пс} \cdot V_{взл} \cdot (273 + T_r) / 273 = 625,0457$  [м<sup>3</sup>/с], [14]

### 6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (H).

Высота источника выброса вредных веществ (H):  $H = L_{ф} + H_{в} = 114,33$  [м], [16]

Плотность воздуха ( $R_{взл}$ ): 1,2930 [кг/м<sup>3</sup>]

Приведенный критерий Архимеда (Ar):  $Ar = 3.3 \cdot W_{ист}^2 \cdot R_r / (R_{взл} \cdot 9.81 \cdot d) = 7,7957$ , [19]

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла ( $L_{сх}/d$ ): 138,6106

Длина факела ( $L_{ф}$ ):  $L_{ф} = 1.74 \cdot d \cdot (Ar)^{0.17} \cdot (L_{сх}/d)^{0.59} = 54,3258$  [м], [18]

Высота факельной установки над уровнем земли ( $H_{в}$ ): 60,00 [м]

### 7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ ).

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса ( $W_0$ ):

$W_0 = 1.27 \cdot V_1 / D_{ф}^2 = 11,82$  [м/с], [28a]

Диаметр факела ( $D_{ф}$ ):  $D_{ф} = 0.14 \cdot L_{ф} + 0.49 \cdot d = 8,19$  [м], [29]

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 2

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа на факел с установки подготовки газа собственных нужд (залповый выброс)



**Результаты расчетов по источнику выбросов**

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	1,2596800	0,009070
----	Оксиды азота	0,1889520	0,001360
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0755808	0,000544
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0736913	0,000531
0410	Метан	0,0314920	0,000227
0328	Углерод (Сажа)	0,1259680	0,000907
0380	Углерод диоксид	173,8319594	1,251590
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

**Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]**1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.****Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	91,7866	83,2400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	5,5163	9,3800	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	1,6600	4,1400	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,6205	2,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,1519	0,6200	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,1323	0,2100	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,1323	0,3300	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси (m): 17,64

Плотность сжигаемой смеси (R<sub>г</sub>): 0,7873 [кг/м<sup>3</sup>]**2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.****Массовый расход (G<sub>г</sub>): G<sub>г</sub>=1000·B<sub>г</sub>·R<sub>г</sub>=62,9840 [г/с], [2]**Объемный расход сжигаемой смеси (B<sub>г</sub>): 0,08000 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия беспламенного горения.

Скорость истечения смесей (W<sub>ист</sub>): W<sub>ист</sub>=1,27·B<sub>г</sub>/d<sup>2</sup>=0,071 [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла (d): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси (W<sub>зв</sub>): W<sub>зв</sub>=91,5·(K·(T<sub>0</sub>+273)/M)<sup>1/2</sup>=414,208 [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты (K): 1,3000

W<sub>ист</sub>/W<sub>зв</sub>=0,00017 => Горение сажевое, [21]**3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.****3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**Максимально-разовый выброс: M<sub>i</sub>=UB<sub>i</sub>·G<sub>г</sub> [г/с], [1]Валовой выброс: П<sub>i</sub>=0,0036·t·M<sub>i</sub> [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 2,00 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	M [г/с]	П [т/г]
0337	Углерод оксид	0,02	1,2596800	0,009070
----	Оксиды азота	0,003	0,1889520	0,001360
0410	Метан	0,0005	0,0314920	0,000227
0328	Углерод (Сажа)	0,002	0,1259680	0,000907

**3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.**Мощность выброса диоксида углерода (M<sub>CO<sub>2</sub></sub>): M<sub>CO<sub>2</sub></sub>=0,01·G·(3,67·n·[C]<sub>m</sub>+ [CO<sub>2</sub>]<sub>m</sub>)-M<sub>CO</sub>-M<sub>CH<sub>4</sub></sub>-M<sub>C</sub>=173,8319594 [г/с], [6]Мощность выброса диоксида углерода (П<sub>CO<sub>2</sub></sub>): П<sub>CO<sub>2</sub></sub>=0,0036·t·M<sub>CO<sub>2</sub></sub>=1,251590 [т/год], [30]Массовое содержание углерода ([C]<sub>m</sub>): [C]<sub>m</sub>=12·Σ(X<sub>i</sub>·[i]<sub>o</sub>)·100/((100-[нег]<sub>o</sub>)·m)=75,847, [Приложение 3 ф.10]

Объемное содержание негорючих ( $[нег]_o$ ): 0,26464

Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ( $[i]_o$ ): 111,1734

Полнота сгорания углеводородной смеси  $[n]$ : 0,9984

#### Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.

Код	Загрязняющее вещество	М [г/с]	П [т/г]
0380	Углерод диоксид	173,8319594	1,251590
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

#### 4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $T_r$ ).

Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси ( $T_0$ ): 5,00 [°C]

Доля энергии, теряемой за счет излучения ( $e$ ):  $e=0,048 \cdot (m)^{1/2}=0,20158$ , [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей ( $Q_{нг}$ ):

$$Q_{нг} = 85,5[CН_4]_o + 152[C_2H_6]_o + 218[C_3H_8]_o + 283[C_4H_{10}]_o + 349[C_5H_{12}]_o + 56[H_2S] = 9276,74946 \text{ [ККал/м}^3\text{]},$$

[Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_0$ ):

$$V_0 = 0,0476 \cdot (1,5[H_2S]_o + \sum((X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 10,2957 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [13]}$$

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_{гс}$ ):

$$V_{гс} = 1 + V_0 = 11,2957 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [12]}$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси ( $C_{гс}'$ ): 0,4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения ( $T_r'$ ):  $T_r' = T_0 + Q_{нг} \cdot (1-e) \cdot \rho / V_{гс} / C_{гс}' = 1641,67 \text{ [°C]}, \text{ [10]}$

Уточненная теплоемкость газовой смеси ( $C_{гс}$ ): 0,39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Температура горения ( $T_r$ ):  $T_r = T_0 + Q_{нг} \cdot (1-e) \cdot \rho / V_{гс} / C_{гс} = 1683,63 \text{ [°C]}, \text{ [10]}$

#### 5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $V_1$ ).

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси ( $V_1$ ):  $V_1 = B_r \cdot V_{гс} \cdot (273 + T_r) / 273 = 6,4767 \text{ [м}^3\text{/с]}, \text{ [14]}$

#### 6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (Н).

Высота источника выброса вредных веществ (Н):  $H = L_{ф} + H_{в} = 71,39 \text{ [м]}, \text{ [16]}$

Плотность воздуха ( $R_{возд}$ ): 1,2930 [кг/м<sup>3</sup>]

Приведенный критерий Архимеда ( $Ar$ ):  $Ar = 3,3 \cdot W_{ист}^2 \cdot R_r / (R_{возд} \cdot 9,81 \cdot d) = 0,0008$ , [19]

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла ( $L_{сх}/d$ ): 135,9547

Длина факела ( $L_{ф}$ ):  $L_{ф} = 1,74 \cdot d \cdot (Ar)^{0,17} \cdot (L_{сх}/d)^{0,59} = 11,3870 \text{ [м]}, \text{ [18]}$

Высота факельной установки над уровнем земли ( $H_{в}$ ): 60,00 [м]

#### 7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ ).

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса ( $W_0$ ):

$$W_0 = 1,27 \cdot V_1 / D_{ф}^2 = 1,73 \text{ [м/с]}, \text{ [28a]}$$

Диаметр факела ( $D_{ф}$ ):  $D_{ф} = 0,14 \cdot L_{ф} + 0,49 \cdot d = 2,18 \text{ [м]}, \text{ [29]}$

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 3

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа на факел с входных и выходных газопроводов (при пуске)

#### Результаты расчетов по источнику выбросов

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	1,5001520	0,010801
----	Оксиды азота	0,2250228	0,001620
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,0900091	0,000648
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,0877589	0,000632
0410	Метан	0,0375038	0,000270
0328	Углерод (Сажа)	0,1500152	0,001080
0380	Углерод диоксид	207,4965823	1,493975
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

**Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]**1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.****Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	89,0512	77,8400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,7543	11,0700	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,4586	5,9100	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,9594	3,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,2974	1,1700	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,4707	0,7200	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0083	0,0200	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси (m): 18,26

Плотность сжигаемой смеси (R<sub>r</sub>): 0,8153 [кг/м<sup>3</sup>]**2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.****Массовый расход (G<sub>r</sub>): G<sub>r</sub>=1000·B<sub>r</sub>·R<sub>r</sub>=75,0076 [г/с], [2]**Объемный расход сжигаемой смеси (B<sub>r</sub>): 0,09200 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия беспламенного горения.

Скорость истечения смесей (W<sub>ист</sub>): W<sub>ист</sub>=1,27·B<sub>r</sub>/d<sup>2</sup>=0,081 [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла (d): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси (W<sub>зв</sub>): W<sub>зв</sub>=91,5·(K·(T<sub>0</sub>+273)/M)<sup>1/2</sup>=407,040 [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты (K): 1,3000

W<sub>ист</sub>/W<sub>зв</sub>=0,00020 => Горение сажевое, [21]**3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.****3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**Максимально-разовый выброс: M<sub>i</sub>=УВ<sub>i</sub>·G<sub>r</sub> [г/с], [1]Валовой выброс: П<sub>i</sub>=0,0036·t·M<sub>i</sub> [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 2,00 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	M [г/с]	П [т/г]
0337	Углерод оксид	0.02	1,5001520	0,010801
----	Оксиды азота	0.003	0,2250228	0,001620
0410	Метан	0.0005	0,0375038	0,000270
0328	Углерод (Сажа)	0.002	0,1500152	0,001080

**3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.**Мощность выброса диоксида углерода (M<sub>CO<sub>2</sub></sub>): M<sub>CO<sub>2</sub></sub>=0,01·G·(3,67·n·[C]<sub>m</sub>+ [CO<sub>2</sub>]<sub>m</sub>)-M<sub>CO</sub>-M<sub>CH<sub>4</sub></sub>-M<sub>C</sub>=207,4965823 [г/с], [6]Мощность выброса диоксида углерода (П<sub>CO<sub>2</sub></sub>): П<sub>CO<sub>2</sub></sub>=0,0036·t·M<sub>CO<sub>2</sub></sub>=1,493975 [т/год], [30]Массовое содержание углерода ([C]<sub>m</sub>): [C]<sub>m</sub>=12·Σ(X<sub>i</sub>·[i]<sub>o</sub>)·100/((100-[нег]<sub>o</sub>)·m)=76,107, [Приложение 3 ф.10]Объемное содержание негорючих ([нег]<sub>o</sub>): 0,47901Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ([i]<sub>o</sub>): 115,2689

Полнота сгорания углеводородной смеси [n]: 0,9984

**Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.**

Код	Загрязняющее вещество	M [г/с]	П [т/г]
0380	Углерод диоксид	207,4965823	1,493975
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

**4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ (T<sub>0</sub>).**Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси (T<sub>0</sub>): 5,00 [°C]Доля энергии, теряемой за счет излучения (e): e=0,048·(m)<sup>1/2</sup>=0,20513, [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей ( $Q_{нр}$ ):

$$Q_{нр} = 85.5[CH_4]_o + 152[C_2H_6]_o + 218[C_3H_8]_o + 283[C_4H_{10}]_o + 349[C_5H_{12}]_o + 56[H_2S] = 9551,83621 \text{ [ККал/м}^3\text{]},$$

[Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_0$ ):

$$V_0 = 0.0476 \cdot (1.5[H_2S]_o + \Sigma((X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 10,5978 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [13]}$$

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_{пс}$ ):

$$V_{пс} = 1 + V_0 = 11,5978 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [12]}$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}'$ ): 0.4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения ( $T_r'$ ):  $T_r' = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс}' = 1639,01 \text{ [}^\circ\text{C]}, \text{ [10]}$

Уточненная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}$ ): 0,39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

**Температура горения ( $T_r$ ):  $T_r = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс} = 1680,91 \text{ [}^\circ\text{C]}, \text{ [10]}$**

### **5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $V_1$ ).**

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси ( $V_1$ ):  $V_1 = B_r \cdot V_{пс} \cdot (273 + T_r) / 273 = 7,6367 \text{ [м}^3\text{/с]}, \text{ [14]}$

### **6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (H).**

**Высота источника выброса вредных веществ (H):  $H = L_{ф} + H_{в} = 72,15 \text{ [м]}, \text{ [16]}$**

Плотность воздуха ( $R_{возд}$ ): 1,2930 [кг/м<sup>3</sup>]

Приведенный критерий Архимеда (Ar):  $Ar = 3.3 \cdot W_{ист}^2 \cdot R_r / (R_{возд} \cdot 9.81 \cdot d) = 0,0012, \text{ [19]}$

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла ( $L_{сх}/d$ ): 138,6106

Длина факела ( $L_{ф}$ ):  $L_{ф} = 1.74 \cdot d \cdot (Ar)^{0.17} \cdot (L_{сх}/d)^{0.59} = 12,1502 \text{ [м]}, \text{ [18]}$

Высота факельной установки над уровнем земли ( $H_{в}$ ): 60,00 [м]

### **7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ ).**

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса ( $W_0$ ):

$$W_0 = 1.27 \cdot V_1 / D_{ф}^2 = 1,85 \text{ [м/с]}, \text{ [28a]}$$

Диаметр факела ( $D_{ф}$ ):  $D_{ф} = 0.14 \cdot L_{ф} + 0.49 \cdot d = 2,29 \text{ [м]}, \text{ [29]}$

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 4

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа на факел с входных и выходных газопроводов (при остановке)

### **Результаты расчетов по источнику выбросов**

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	49,8963600	0,359254
----	Оксиды азота	7,4844540	0,053888
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	2,9937816	0,021555
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	2,9189371	0,021016
0410	Метан	1,2474090	0,008981
0328	Углерод (Сажа)	4,9896360	0,035925
0380	Углерод диоксид	6901,5167602	49,690921
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

#### **Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]

### **1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.**

#### **Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	89,0512	77,8400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,7543	11,0700	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,4586	5,9100	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,9594	3,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,2974	1,1700	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,4707	0,7200	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0083	0,0200	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси (m): 18,26

Плотность сжигаемой смеси ( $R_T$ ): 0,8153 [кг/м<sup>3</sup>]

## **2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.**

Массовый расход ( $G_T$ ):  $G_T=1000 \cdot B_T \cdot R_T=2494,8180$  [г/с], [2]

Объемный расход сжигаемой смеси ( $B_T$ ): 3,06000 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия бессажевого горения.

Скорость истечения смесей ( $W_{ист}$ ):  $W_{ист}=1.27 \cdot B_T/d^2=2,699$  [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла (d): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси ( $W_{зв}$ ):  $W_{зв}=91.5 \cdot (K \cdot (T_0+273)/M)^{1/2}=407,040$  [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты (K): 1,3000

$W_{ист}/W_{зв}=0,00663 \Rightarrow$  Горение сажевое, [21]

## **3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.**

### **3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**

Максимально-разовый выброс:  $M_i=UB_i \cdot G_T$  [г/с], [1]

Валовой выброс:  $\Pi_i=0.0036 \cdot t \cdot M_i$  [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 2,00 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	M [г/с]	Π [т/г]
0337	Углерод оксид	0.02	49,8963600	0,359254
----	Оксиды азота	0.003	7,4844540	0,053888
0410	Метан	0.0005	1,2474090	0,008981
0328	Углерод (Сажа)	0.002	4,9896360	0,035925

### **3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.**

Мощность выброса диоксида углерода ( $M_{CO_2}$ ):  $M_{CO_2}=0.01 \cdot G \cdot (3.67 \cdot n \cdot [C]_m + [CO_2]_m) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 6901,5167602$  [г/с], [6]

Мощность выброса диоксида углерода ( $\Pi_{CO_2}$ ):  $\Pi_{CO_2}=0.0036 \cdot t \cdot M_{CO_2}=49,690921$  [т/год], [30]

Массовое содержание углерода ( $[C]_m$ ):  $[C]_m=12 \cdot \Sigma(X_i \cdot [i]_o) \cdot 100 / ((100 - [нег]_o) \cdot m) = 76,107$ , [Приложение 3 ф.10]

Объемное содержание негорючих ( $[нег]_o$ ): 0,47901

Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ( $[i]_o$ ): 115,2689

Полнота сгорания углеводородной смеси [n]: 0,9984

### **Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.**

Код	Загрязняющее вещество	M [г/с]	Π [т/г]
0380	Углерод диоксид	6901,5167602	49,690921
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,0000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,0000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,0000000

## **4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $T_T$ ).**

Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси ( $T_0$ ): 5,00 [°C]

Доля энергии, теряемой за счет излучения (e):  $e=0.048 \cdot (m)^{1/2}=0,20513$ , [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей ( $Q_{нг}$ ):

$Q_{нг} = 85.5[C_1H_4]_o + 152[C_2H_6]_o + 218[C_3H_8]_o + 283[C_4H_{10}]_o + 349[C_5H_{12}]_o + 56[H_2S] = 9551,83621$  [ККал/м<sup>3</sup>], [Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_0$ ):

$V_0 = 0.0476 \cdot (1.5[H_2S]_o + \Sigma((X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o) = 10,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [13]

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_{гс}$ ):

$V_{гс} = 1 + V_0 = 11,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [12]

Предварительная теплоемкость газовой смеси ( $C_{гс}'$ ): 0,4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения ( $T_T'$ ):  $T_T' = T_0 + Q_{нг} \cdot (1-e) \cdot n / V_{гс} / C_{гс}' = 1639,01$  [°C], [10]

Уточненная теплоемкость газовой смеси ( $C_{гс}$ ): 0,39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

**Температура горения ( $T_T$ ):  $T_T = T_0 + Q_{нг} \cdot (1-e) \cdot n / V_{гс} / C_{гс} = 1680,91$  [°C], [10]**

## **5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $V_1$ ).**

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси ( $V_1$ ):  $V_1 = B_T \cdot V_{гс} \cdot (273 + T_T) / 273 = 254,0026$  [м<sup>3</sup>/с], [14]

## **6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (H).**

Высота источника выброса вредных веществ (H):  $H = L_{ф} + H_{в} = 100,00$  [м], [16]

Плотность воздуха ( $R_{возд}$ ): 1,2930 [кг/м<sup>3</sup>]

Приведенный критерий Архимеда (Ar):  $Ar = 3.3 \cdot W_{ист}^2 \cdot R_T / (R_{возд} \cdot 9.81 \cdot d) = 1,2874$ , [19]

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла ( $L_{сх}/d$ ): 138,6106

Длина факела ( $L_{\phi}$ ):  $L_{\phi}=1.74 \cdot d \cdot (Ar)^{0.17} \cdot (L_{cx}/d)^{0.59}=39,9982$  [м], [18]

Высота факельной установки над уровнем земли ( $H_{в}$ ): 60,00 [м]

### **7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ ).**

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса ( $W_0$ ):

$W_0=1.27 \cdot V_1/D_{\phi}^2=8,43$  [м/с], [28а]

Диаметр факела ( $D_{\phi}$ ):  $D_{\phi}=0.14 \cdot L_{\phi}+0.49 \cdot d=6,19$  [м], [29]

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 5

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа на факел с входных и выходных газопроводов (оставшийся газ)

### **Результаты расчетов по источнику выбросов**

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	1,9567200	0,003522
----	Оксиды азота	0,2935080	0,000528
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0,1174032	0,000211
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0,1144681	0,000206
0410	Метан	0,0489180	0,000088
0328	Углерод (Сажа)	0,1956720	0,000352
0380	Углерод диоксид	270,6477161	0,487166
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

#### **Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]

### **1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.**

#### **Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	89,0512	77,8400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,7543	11,0700	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,4586	5,9100	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,9594	3,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,2974	1,1700	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,4707	0,7200	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0083	0,0200	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси ( $m$ ): 18,26

Плотность сжигаемой смеси ( $R_r$ ): 0,8153 [кг/м<sup>3</sup>]

### **2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.**

Массовый расход ( $G_r$ ):  $G_r=1000 \cdot V_r \cdot R_r=97,8360$  [г/с], [2]

Объемный расход сжигаемой смеси ( $V_r$ ): 0,12000 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия бессажевого горения.

Скорость истечения смесей ( $W_{ист}$ ):  $W_{ист}=1.27 \cdot V_r/d^2=0,106$  [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла ( $d$ ): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси ( $W_{зв}$ ):  $W_{зв}=91.5 \cdot (K \cdot (T_0+273)/M)^{1/2}=407,040$  [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты ( $K$ ): 1,3000

$W_{ист}/W_{зв}=0,00026 \Rightarrow$  Горение сажевое, [21]

### **3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.**

#### **3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**

Максимально-разовый выброс:  $M_i=V B_i \cdot G_r$  [г/с], [1]

Валовой выброс:  $P_i = 0.0036 \cdot t \cdot M_i$  [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 0,50 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	М [г/с]	П [т/г]
0337	Углерод оксид	0.02	1,9567200	0,003522
----	Оксиды азота	0.003	0,2935080	0,000528
0410	Метан	0.0005	0,0489180	0,000088
0328	Углерод (Сажа)	0.002	0,1956720	0,000352

### 3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.

Мощность выброса диоксида углерода ( $M_{CO_2}$ ):  $M_{CO_2} = 0.01 \cdot G \cdot (3.67 \cdot n \cdot [C]_m + [CO_2]_m) - M_{CO} - M_{CH_4} - M_C = 270,6477161$  [г/с], [6]

Мощность выброса диоксида углерода ( $P_{CO_2}$ ):  $P_{CO_2} = 0.0036 \cdot t \cdot M_{CO_2} = 0,487166$  [т/год], [30]

Массовое содержание углерода ( $[C]_m$ ):  $[C]_m = 12 \cdot \sum(X_i \cdot [i]_o) \cdot 100 / ((100 - [нег]_o) \cdot m) = 76,107$ , [Приложение 3 ф.10]

Объемное содержание негорючих ( $[нег]_o$ ): 0,47901

Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ( $[i]_o$ ): 115,2689

Полнота сгорания углеводородной смеси [n]: 0,9984

### Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.

Код	Загрязняющее вещество	М [г/с]	П [т/г]
0380	Углерод диоксид	270,6477161	0,487166
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

### 4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $T_r$ ).

Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси ( $T_0$ ): 5,00 [°C]

Доля энергии, теряемой за счет излучения (e):  $e = 0.048 \cdot (m)^{1/2} = 0,20513$ , [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей ( $Q_{нр}$ ):

$Q_{нр} = 85.5[CH_4]_o + 152[C_2H_6]_o + 218[C_3H_8]_o + 283[C_4H_{10}]_o + 349[C_5H_{12}]_o + 56[H_2S] = 9551,83621$  [ККал/м<sup>3</sup>], [Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_0$ ):

$V_0 = 0.0476 \cdot (1.5[H_2S]_o + \sum(X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O_2]_o = 10,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [13]

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси ( $V_{пс}$ ):

$V_{пс} = 1 + V_0 = 11,5978$  [м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>], [12]

Предварительная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}'$ ): 0,4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения ( $T_r'$ ):  $T_r' = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс}' = 1639,01$  [°C], [10]

Уточненная теплоемкость газовой смеси ( $C_{пс}$ ): 0,39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Температура горения ( $T_r$ ):  $T_r = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс} = 1680,91$  [°C], [10]

### 5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ( $V_1$ ).

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси ( $V_1$ ):  $V_1 = V_r \cdot V_{пс} \cdot (273 + T_r) / 273 = 9,9609$  [м<sup>3</sup>/с], [14]

### 6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (H).

Высота источника выброса вредных веществ (H):  $H = H_b = 60,00$  [м]

Высота факельной установки над уровнем земли ( $H_b$ ): 60,00 [м]

Длина факела ( $L_{ф}$ ):  $L_{ф} = 1.74 \cdot d \cdot (Ar)^{0.17} \cdot (L_{сх}/d)^{0.59} = 13,2989$  [м], [18]

### 7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ( $W_0$ ).

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса ( $W_0$ ):

$W_0 = 1.27 \cdot V_1 / D_{ф}^2 = 2,11$  [м/с], [28а]

Диаметр факела ( $D_{ф}$ ):  $D_{ф} = 0.14 \cdot L_{ф} + 0.49 \cdot d = 2,45$  [м], [29]

Площадка: 3

Цех: 37

Вариант: 6

Название источника выбросов: №0098 Сброс газа с предохранительных клапанов на нагнетательном трубопроводе (аварийный выброс)

### Результаты расчетов по источнику выбросов

Код	Название вещества	Максимальный выброс, г/с	Валовой выброс, т/год
0337	Углерод оксид	2520,4184200	4,536753
----	Оксиды азота	378,0627630	0,680513
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	151,2251052	0,272205

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	147,4444776	0,265400
0410	Метан	63,0104605	0,113419
0328	Углерод (Сажа)	0,0000000	0,000000
0380	Углерод диоксид	99999,9999999	627,963937
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,000000

**Примечание:**

Коэффициенты трансформации оксидов азота:

NO - 39,0 [%]

NO<sub>2</sub> - 40,0 [%]**1. ХАРАКТЕРИСТИКИ СЖИГАЕМОЙ СМЕСИ.****Состав смеси**

Составляющие смеси	%об.	%мас.	Молярная масса
Метан (CH <sub>4</sub> )	89,0512	77,8400	16
Этан (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	6,7543	11,0700	30
Пропан (C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	2,4586	5,9100	44
Бутан (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	0,9594	3,0400	58
Пентан (C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> ) и высшие	0,2974	1,1700	72,0
Азот (N <sub>2</sub> )	0,4707	0,7200	28
Диоксид углерода (CO <sub>2</sub> )	0,0083	0,0200	44
Сероводород (H <sub>2</sub> S)	0,0000	0,0000	34
Меркаптаны (RSH)	0,0000	0,0000	69,0

Молярная масса смеси (m): 18,26

Плотность сжигаемой смеси (R<sub>r</sub>): 0,8153 [кг/м<sup>3</sup>]**2. РАСЧЕТ ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ.**Массовый расход (G<sub>r</sub>): G<sub>r</sub>=1000·B<sub>r</sub>·R<sub>r</sub>=126020,9210 [г/с], [2]Объемный расход сжигаемой смеси (B<sub>r</sub>): 154,57000 [м<sup>3</sup>/с]

Проверка критерия беспламенного горения.

Скорость истечения смесей (W<sub>ист</sub>): W<sub>ист</sub>=1,27·B<sub>r</sub>/d<sup>2</sup>=136,322 [м/с], [20]

Диаметр выходного сопла (d): 1,200 [м]

Скорость распространения звука в смеси (W<sub>зв</sub>): W<sub>зв</sub>=91,5·(K·(T<sub>0</sub>+273)/M)<sup>1/2</sup>=407,040 [м/с], [Приложение 2]

Показатель адиабаты (K): 1,3000

W<sub>ист</sub>/W<sub>зв</sub>=0,33491 => Горение беспламенное, [21]**3. РАСЧЕТ МОЩНОСТИ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ.****3.1. Расчет мощности выброса метана, оксида углерода, оксидов азота.**Максимально-разовый выброс: M<sub>i</sub>=УВ<sub>i</sub>·G<sub>r</sub> [г/с], [1]Валовой выброс: П<sub>r</sub>=0,0036·t·M<sub>i</sub> [т/год], [30]

Продолжительность работы (t): 0,50 [ч/год]

Код	Загрязняющее вещество	УВ [г/г]	M [г/с]	П [т/г]
0337	Углерод оксид	0.02	2520,4184200	4,536753
----	Оксиды азота	0.003	378,0627630	0,680513
0410	Метан	0.0005	63,0104605	0,113419
0328	Углерод (Сажа)	0.002	0,0000000	0,000000

**3.2. Расчет мощности выброса диоксида углерода.**Мощность выброса диоксида углерода (M<sub>CO2</sub>): M<sub>CO2</sub>=0,01·G·(3,67·n·[C]<sub>m</sub>+ [CO<sub>2</sub>]<sub>m</sub>)-M<sub>CO</sub>-M<sub>CH4</sub>-M<sub>C</sub>=99999,9999999 [г/с], [6]Мощность выброса диоксида углерода (П<sub>CO2</sub>): П<sub>CO2</sub>=0,0036·t·M<sub>CO2</sub>=627,963937 [т/год], [30]Массовое содержание углерода ([C]<sub>m</sub>): [C]<sub>m</sub>=12·Σ(X<sub>i</sub>·[i]<sub>o</sub>)·100/((100-[нег]<sub>o</sub>)·m)=76,107, [Приложение 3 ф.10]Объемное содержание негорючих ([нег]<sub>o</sub>): 0,47901Относительное содержание i-ого компонента в сжигаемой смеси ([i]<sub>o</sub>): 115,2689

Полнота сгорания углеводородной смеси [n]: 0,9984



**Результаты по диоксиду углерода и серосодержащим.**

Код	Загрязняющее вещество	М [г/с]	П [т/г]
0380	Углерод диоксид	99999,9999999	627,963937
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	0,0000000	0,0000000
0333	Дигидросульфид (Сероводород)	0,0000000	0,0000000
1716	Смесь природных меркаптанов	0,0000000	0,0000000

**4. РАСЧЕТ ТЕМПЕРАТУРЫ ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ (T<sub>r</sub>).**

Начальная температура сжигаемой углеводородной смеси (T<sub>0</sub>): 5,00 [°C]

Доля энергии, теряемой за счет излучения (e):  $e=0.048 \cdot (m)^{1/2}=0.20513$ , [11]

Низшая теплота сгорания газовых и газоконденсатных смесей (Q<sub>нр</sub>):

$$Q_{нр} = 85.5[CН4]_o + 152[C2Н6]_o + 218[C3Н8]_o + 283[C4Н10]_o + 349[C5Н12]_o + 56[H2S] = 9551,83621 \text{ [ККал/м}^3\text{]},$$

[Приложение 3 ф.1]

Стехиометрическое количество воздуха необходимое для сжигания 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси (V<sub>0</sub>):

$$V_0 = 0.0476 \cdot (1.5[H2S]_o + \sum((X+Y/4) \cdot [C_xH_y]_o) - [O2]_o) = 10,5978 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [13]}$$

Количество газовой смеси, полученной при сжигании 1 м<sup>3</sup> углеводородной смеси (V<sub>пс</sub>):

$$V_{пс} = 1 + V_0 = 11,5978 \text{ [м}^3\text{/м}^3\text{]}, \text{ [12]}$$

Предварительная теплоемкость газовой смеси (C<sub>пс'</sub>): 0.4 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Ориентировочное значение температуры горения (T<sub>r'</sub>):  $T_r' = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс}' = 1639,01 \text{ [°C]}, \text{ [10]}$

Уточненная теплоемкость газовой смеси (C<sub>пс</sub>): 0.39 [ККал/(м<sup>3</sup>·°C)]

Температура горения (T<sub>r</sub>):  $T_r = T_0 + Q_{нр} \cdot (1-e) \cdot n / V_{пс} / C_{пс} = 1680,91 \text{ [°C]}, \text{ [10]}$

**5. РАСЧЕТ РАСХОДА ВЫБРАСЫВАЕМОЙ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ (V<sub>1</sub>).**

Расход выбрасываемой в атмосферу газовой смеси (V<sub>1</sub>):  $V_1 = V_r \cdot V_{пс} \cdot (273 + T_r) / 273 = 12830,4535 \text{ [м}^3\text{/с]}, \text{ [14]}$

**6. РАСЧЕТ ВЫСОТЫ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ НАД УРОВНЕМ ЗЕМЛИ (H).**

Высота источника выброса вредных веществ (H):  $H = L_{ф} + H_{в} = 211,77 \text{ [м]}, \text{ [16]}$

Плотность воздуха (R<sub>возд</sub>): 1,2930 [кг/м<sup>3</sup>]

Приведенный критерий Архимеда (Ar):  $Ar = 3.3 \cdot W_{ист}^2 \cdot R_r / (R_{возд} \cdot 9.81 \cdot d) = 3284,8495$ , [19]

Отношение стехиометрической длины факела к диаметру выходного сопла (L<sub>сх</sub>/d): 138,6106

Длина факела (L<sub>ф</sub>):  $L_{ф} = 1.74 \cdot d \cdot (Ar)^{0.17} \cdot (L_{сх}/d)^{0.59} = 151,7742 \text{ [м]}, \text{ [18]}$

Высота факельной установки над уровнем земли (H<sub>в</sub>): 60,00 [м]

**7. РАСЧЕТ СРЕДНЕЙ СКОРОСТИ ПОСТУПЛЕНИЯ В АТМОСФЕРУ ГАЗОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ ИЗ ИСТОЧНИКА ВЫБРОСА (W<sub>0</sub>).**

Средняя скорость поступления в атмосферу газовой смеси из источника выброса (W<sub>0</sub>):

$$W_0 = 1.27 \cdot V_1 / D_{ф}^2 = 34,17 \text{ [м/с]}, \text{ [28a]}$$

Диаметр факела (D<sub>ф</sub>):  $D_{ф} = 0.14 \cdot L_{ф} + 0.49 \cdot d = 21,84 \text{ [м]}, \text{ [29]}$

Программа основана на следующих методических документах:

«Методика расчёта параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей», РАО «Газпром», ВНИИГаз, ИРЦ Газпром, Москва 1996 г. Согласованно с Управлением НТП и экологии, с Минтопэнерго России, Минприроды России. Утверждено Правлением РАО «Газпром».

**Расчет выбросов загрязняющих веществ от емкостей с нефтепродуктами**

Расчет произведен программой «АЗС-ЭКОЛОГ», версия 2.2.15 от 06.06.2017

Copyright© 2008-2017 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

Площадка: 14

Цех: 12

Тип источника выбросов: Нефтебазы, ТЭЦ, котельные, склады ГСМ

Название источника выбросов: №0241 Дренажная емкость конденсата V=25м<sup>3</sup>

Источник выделения: №241 Дыхательная свеча

Наименование жидкости: Керосин

Вид продукта: керосин технический

**Результаты расчетов по источнику выделения**

Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0.0342956	0.000455

Код	Название вещества	Содержание, %	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
	Конденсат газовый	100.00	0.0342956	0.000455

## Расчетные формулы

Максимальный выброс (M)

$$M = C_{20} \cdot K_{t_{\max}} \cdot K_{p_{\max}} \cdot V_{\text{ч}^{\max}} \cdot \text{Цикл} / 3600 \quad (5.6.1 [1])$$

Валовый выброс (G)

$$G = C_{20} \cdot (K_{t_{\max}} + K_{t_{\min}}) \cdot K_{p_{\text{ср}}} \cdot K_{\text{об}} \cdot B / (2 \cdot 10^6 \cdot \rho_{\text{ж}}) \quad (5.6.2 [1])$$

## Исходные данные

Концентрация насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 20 °С, г/куб. м (C<sub>20</sub>): 9.79

Опытный коэффициент K<sub>t<sub>max</sub></sub>: 0.59

Максимальная температура жидкости (t<sub>ж<sup>max</sup></sub>): 5 °С

Опытный коэффициент K<sub>t<sub>min</sub></sub>: 0.59

Минимальная температура жидкости (t<sub>ж<sup>min</sup></sub>): 5 °С

Опытный коэффициент K<sub>об</sub>: 2.5

Годовая оборачиваемость резервуаров (n): n=B/(ρ<sub>ж</sub>·V<sub>p</sub>·N<sub>p</sub>)=2.000 (5.1.8 [1])

Плотность жидкости, т/куб. м (ρ<sub>ж</sub>): 0.8

Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год (B): 40

Коэффициент двадцатиминутного осреднения Цикл<sub>p</sub>= T цикл<sub>p</sub>/20 [мин]=0.9500

Продолжительность производственного цикла (T цикл<sub>p</sub>): 19.00 мин 0.00 сек

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, куб. м/час (V<sub>ч<sup>max</sup></sub>): 25

Опытный коэффициент K<sub>p<sub>ср</sub></sub>: 0.630

Опытный коэффициент K<sub>p<sub>max</sub></sub>: 0.900

Параметры резервуаров:

Режим эксплуатации: Мерник

Средства снижения выбросов (ССВ): Отсутствует

Конструкция резервуаров: Заглубленный

Группа опытных коэффициентов K<sub>p</sub>: B

Объем резервуаров, куб. м (V<sub>p<sub>св</sub></sub>): 25

Параметры резервуара:

Режим эксплуатации: Мерник

Конструкция резервуаров: Заглубленный

Группа опытных коэффициентов K<sub>p</sub>: B

ССВ: Отсутствует

Выбросы загрязняющих веществ от дренажной емкости конденсата по составляющим представлен таблице.

Название / код компонента конденсата газового, в масс. долях	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
410	0,098	0,0033610
415	0,1496	0,0051306
416	0,4154	0,0142464
1052	0,0098	0,0003361
2754	0,2774	0,0095136

Площадка: 14

Цех: 12

Вариант: 1 Тип источника выбросов: Нефтебазы, ТЭЦ, котельные, склады ГСМ

Название источника выбросов: №0242 Дренажная емкость масла V=25м<sup>3</sup>

Источник выделения: №242 Дыхательная свеча

Наименование жидкости: Масло

Вид продукта: масла

**Результаты расчетов по источнику выделения**

Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0.0018525	0.000005

Код	Название вещества	Содержание, %	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.)	100.00	0.0018525	0.000005

**Расчетные формулы**

Максимальный выброс (М)

$$M = C_{20} \cdot K_{t_{\max}} \cdot K_{p_{\max}} \cdot V_{\text{ч}}^{\max} \cdot \text{Цикл} / 3600 \quad (5.6.1 [1])$$

Валовый выброс (G)

$$G = C_{20} \cdot (K_{t_{\max}} + K_{t_{\min}}) \cdot K_{p_{\text{ср}}} \cdot K_{\text{об}} \cdot V / (2 \cdot 10^6 \cdot \rho_{\text{ж}}) \quad (5.6.2 [1])$$

**Исходные данные**

Концентрация насыщенных паров нефтепродуктов при температуре 20 °С, г/куб. м (C<sub>20</sub>): 0.26

Опытный коэффициент K<sub>t<sub>max</sub></sub>: 1.2

Максимальная температура жидкости (t<sub>ж<sup>max</sup></sub>): 25 °С

Опытный коэффициент K<sub>t<sub>min</sub></sub>: 1.2

Минимальная температура жидкости (t<sub>ж<sup>min</sup></sub>): 25 °С

Опытный коэффициент K<sub>об</sub>: 2.5

Годовая оборачиваемость резервуаров (n):  $n = V / (\rho_{\text{ж}} \cdot V_{\text{р}} \cdot N_{\text{р}}) = 0.420 \quad (5.1.8 [1])$

Плотность жидкости, т/куб. м (ρ<sub>ж</sub>): 0.9

Количество жидкости, закачиваемое в резервуар в течение года, т/год (V): 9.457

Коэффициент двадцатиминутного осреднения Цикл<sub>р</sub> = T цикл<sub>р</sub> / 20 [мин] = 0.9500

Продолжительность производственного цикла (T цикл<sub>р</sub>): 19.00 мин 0.00 сек

Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки, куб. м/час (V<sub>ч<sup>max</sup></sub>): 25

Опытный коэффициент K<sub>р<sub>ср</sub></sub>: 0.630

Опытный коэффициент K<sub>р<sub>max</sub></sub>: 0.900

Параметры резервуаров:

Режим эксплуатации: Мерник

Средства снижения выбросов (ССВ): Отсутствует

Конструкция резервуаров: Заглубленный

Группа опытных коэффициентов K<sub>р</sub>: В

Объем резервуаров, куб. м (V<sub>р<sub>св</sub></sub>): 25

Параметры резервуара:

Режим эксплуатации: Мерник

Конструкция резервуаров: Заглубленный

Группа опытных коэффициентов K<sub>р</sub>: В

ССВ: Отсутствует

Программа основана на следующих методических документах:

1. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров», утвержденные приказом Госкомэкологии России N 199 от 08.04.1998. Учтены дополнения от 1999 г., введенные НИИ Атмосфера. Письмо НИИ Атмосфера от 29.09.2000 г. по дополнению расчета выбросов на АЗС.
2. «Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное)», НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012 год.
3. Приказ Министерства энергетики РФ от 13 августа 2009 г. N 364 Об утверждении норм естественной убыли нефтепродуктов при хранении (в ред. Приказа Минэнерго РФ от 17.09.2010 N 449)
4. Методическое письмо НИИ Атмосфера №07-2-465/15-0 от 06.08.2015

**Расчет выбросов загрязняющих веществ от паровой установки**  
**Расчет произведен программой «Котельные до 30 т/час» версия 3.5.57 от 01.06.2018**  
 Copyright© 1996-2018 Фирма «Интеграл»  
 Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"  
 Регистрационный номер: 01-15-0053

Площадка: 14

Цех: 14

Название источника выбросов: №0244 ППУ

Источник выделения: №1 Труба выхлопная

**Результаты расчетов**

Код	Наименование выброса	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	0.0215338	0.016863
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	0.0209955	0.016441
0330	Сера диоксид	0.0435512	0.034104
0337	Углерод оксид	0.0615068	0.048165
0703	Бенз/а/пирен (3, 4-Бензпирен)	0.00000003545	0.00000002774

**Исходные данные**

Наименование топлива: Дизельное топливо I

Тип топлива: Мазут

Характер топлива: Мазут, нефть, диз. топл.

Фактический расход топлива (В, В')

В = 8.7 т/год

В' = 11.11 г/с

Котел паровой. Фактическая паропроизводительность котла D = 1.9 т/ч

**Расчет выбросов оксидов азота при сжигании мазута****Расчетный расход топлива (В<sub>р</sub>, В<sub>р</sub>' )**В<sub>р</sub> = В · (1 - q<sub>4</sub>/100) = 8.693 т/годВ<sub>р</sub>' = В' · (1 - q<sub>4</sub>/100) = 0.0111 кг/сПотери тепла от механической неполноты сгорания (q<sub>4</sub>):

Среднее: 0.08 %

Максимальное: 0.08 %

Низшая теплота сгорания топлива (Q<sub>r</sub>)Q<sub>r</sub> = 42.62 МДж/кг**Удельный выброс оксидов азота при сжигании мазута (K<sub>NO2</sub>, K<sub>NO2</sub>' )**

Котел паровой

Фактическая паропроизводительность котла D = 1.9 т/ч

K<sub>NO2</sub> = K<sub>NO2</sub>' = 0.01 · (D<sup>0.5</sup>) + 0.1 = 0.113784 г/МДж**Коэффициент, учитывающий принципиальную конструкцию горелок (β<sub>к</sub>)**

Тип горелки: Дутьевая напорного типа или отсутствует

β<sub>к</sub> = 1**Коэффициент, учитывающий температуру воздуха (β<sub>t</sub>)**Температура горячего воздуха t<sub>гв</sub> = 30 °Сβ<sub>t</sub> = 1 + 0.002 · (t<sub>гв</sub> - 30) = 1**Коэффициент, учитывающий влияние избытка воздуха на образование оксидов азота (β<sub>a</sub>)**

Котел работает в соответствии с режимной картой

β<sub>a</sub> = 1**Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов через горелки на образование оксидов азота (β<sub>г</sub>)**

Степень рециркуляции дымовых газов γ = 0 %

β<sub>г</sub> = 0.17 · (γ<sup>0.5</sup>) = 0**Коэффициент, учитывающий ступенчатый ввод воздуха в топочную камеру (β<sub>d</sub>)**

Доля воздуха, подаваемого в промежуточную факельную зону δ = 0 %

β<sub>d</sub> = 0.018 · δ = 0**Выброс оксидов азота (M<sub>NOx</sub>, M<sub>NOx</sub>' , M<sub>NO</sub>, M<sub>NO</sub>' , M<sub>NO2</sub>, M<sub>NO2</sub>' )**

$k_p = 0.001$  (для валового)

$k_p = 1$  (для максимально-разового)

$M_{NOx} = V_p \cdot Q_r \cdot K_{NO_2} \cdot \beta_r \cdot \beta_a \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_d) \cdot k_p = 8.69304 \cdot 42.62 \cdot 0.113784 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0) \cdot 0.001 = 0.0421567$  т/год

$M_{NOx}' = V_p' \cdot Q_r \cdot K_{NO_2}' \cdot \beta_r \cdot \beta_a \cdot (1 - \beta_r) \cdot (1 - \beta_d) \cdot k_p = 0.0111011 \cdot 42.62 \cdot 0.113784 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (1 - 0) \cdot (1 - 0) = 0.0538346$  г/с

$M_{NO} = 0.39 \cdot M_{NOx} = 0.0164411$  т/год

$M_{NO}' = 0.39 \cdot M_{NOx}' = 0.0209955$  г/с

$M_{NO_2} = 0.4 \cdot M_{NOx} = 0.0168627$  т/год

$M_{NO_2}' = 0.4 \cdot M_{NOx}' = 0.0215338$  г/с

## 2. Расчет выбросов диоксида серы

### Расход натурального топлива за рассматриваемый период ( $V, V'$ )

$V = 8.7$  т/год

$V' = 11.11$  г/с

### Содержание серы в топливе на рабочую массу ( $S_r, S_r'$ )

$S_r = 0.2$  % (для валового)

$S_r' = 0.2$  % (для максимально-разового)

### Доля оксидов серы, связываемых летучей золой в котле ( $\eta_{SO_2}'$ )

Тип топлива : Мазут

$\eta_{SO_2}' = 0.02$

Доля оксидов серы, улавливаемых в мокром золоуловителе попутно с улавливанием твердых частиц ( $\eta_{SO_2}''$ ): 0

### Выброс диоксида серы ( $M_{SO_2}, M_{SO_2}'$ )

$M_{SO_2} = 0.02 \cdot V \cdot S_r \cdot (1 - \eta_{SO_2}') \cdot (1 - \eta_{SO_2}'') = 0.034104$  т/год

$M_{SO_2}' = 0.02 \cdot V' \cdot S_r \cdot (1 - \eta_{SO_2}') \cdot (1 - \eta_{SO_2}'') = 0.0435512$  г/с

## 3. Расчет выбросов оксида углерода

### Расход натурального топлива за рассматриваемый период ( $V, V'$ )

$V = 8.7$  т/год

$V' = 11.11$  г/с

### Выход оксида углерода при сжигании топлива ( $C_{CO}$ )

Потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива ( $q_3$ ):

Среднее: 0.2 %

Максимальное : 0.2 %

Коэффициент, учитывающий долю потери тепла вследствие химической неполноты сгорания топлива, обусловленную наличием в продуктах неполного сгорания оксида углерода (R):

Мазут.  $R = 0.65$

Низшая теплота сгорания топлива ( $Q_r$ ): 42.62 МДж/кг (МДж/м<sup>3</sup>)

$C_{CO} = q_3 \cdot R \cdot Q_r$

Среднее: 5.5406 г/кг (г/м<sup>3</sup>) или кг/т (кг/тыс.м<sup>3</sup>)

Максимальное : 5.5406 г/кг (г/м<sup>3</sup>) или кг/т (кг/тыс.м<sup>3</sup>)

Потери тепла вследствие механической неполноты сгорания топлива ( $q_4$ )

Среднее: 0.08 %

Максимальное: 0.08 %

### Выброс оксида углерода ( $M_{CO}, M_{CO}'$ )

$M_{CO} = 0.001 \cdot V \cdot C_{CO} \cdot (1 - q_4/100) = 0.0481647$  т/год

$M_{CO}' = 0.001 \cdot V' \cdot C_{CO} \cdot (1 - q_4/100) = 0.0615068$  г/с

## 4. Расчет выбросов твердых частиц. (по данным инструментальных замеров)

### Секундный расход натурального топлива ( $V_p'$ )

$V_p' = 0.01111$  кг/с (м<sup>3</sup>/с)

Низшая теплота сгорания топлива ( $Q_r$ ): 42.62 МДж/кг

Температура дымовых газов ( $T_p$ ): 0 °С

Коэффициент избытка воздуха ( $\alpha$ ): 2

Численные коэффициенты, подобранные для каждого вида топлива методом наименьших квадратов ( $k_1 - k_4$ ):

$k_1 = -0.633$   $k_2 = 0.298$   $k_3 = 0.372$   $k_4 = 0.256$

Замеренная массовая концентрация твердых частиц в дымовых газах, при работе котла на максимальной нагрузке  $C_{экср} = 0$  г/м<sup>3</sup>

### Суммарный выброс твердых частиц ( $M_{тв}'$ )

$M_{тв}' = C_{экср} \cdot V_p' \cdot (k_1 + k_2 \cdot Q_r + (\alpha - 1) \cdot (k_3 + k_4 \cdot Q_r)) \cdot (273 + T_p) / 273 = 0$  т/год

Валовые выбросы твердых частиц (т/год) за отчетный период определяются только расчетным методом

## 5. Расчет выбросов бенз(а)пирена паровыми котлами

### Коэффициент, учитывающий влияние нагрузки котла на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания ( $K_d$ ):

Относительная нагрузка котла  $Dotn = 1$

$$K_d = 2.6 \cdot 3.2 \cdot (D_{отн} - 0.5) = 1$$

### Коэффициент, учитывающий влияние рециркуляции дымовых газов на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания ( $K_p$ )

Степень рециркуляции в дутьевой воздух или кольцевой канал вокруг горелок: 0 %

$$K_p = 4.15 \cdot 0 + 1 = 1$$

### Коэффициент, учитывающий влияние ступенчатого сжигания на концентрацию бенз(а)пирена в продуктах сгорания ( $K_{ст}$ )

Доля воздуха, подаваемая помимо горелок (над ними)  $K_{ст}^*$ : 0

$$K_{ст} = K_{ст}^* / 0.14 + 1 = 1$$

### Теплонапряжение топочного объема ( $q_v$ )

Расчетный расход топлива на номинальной нагрузке  $V_p = V_n \cdot (1 - q_4 / 100)$

Среднее: 0 кг/с

Максимальное: 0 кг/с

Фактический расход топлива на номинальной нагрузке ( $V_n$ ): 0 кг/с

Низшая теплота сгорания топлива ( $Q_T$ ): 42620 кДж/кг

Объем топочной камеры ( $V_T$ ): 0.1 м<sup>3</sup>

Теплонапряжение топочного объема  $q_v = V_p \cdot Q_T / V_T$

Среднее:  $0 \cdot 42620 / 0.1 = 0$  кВт/м<sup>3</sup>

Максимальное  $0 \cdot 42620 / 0.1 = 0$  кВт/м<sup>3</sup>

### Концентрация бенз(а)пирена ( $C_{бп}$ )

Коэффициент избытка воздуха на выходе из топки ( $\alpha_T$ ): 1.05

Котел без паромеханической форсунки.  $R = 1$ .

Среднее:  $C_{бп}^* = 0.001 \cdot (R \cdot (0.34 + 0.00042 \cdot q_v) / \text{Exp}(3.8 \cdot (\alpha_T - 1))) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст} = 0.0002812$  мг/м<sup>3</sup>

Максимальное:  $C_{бп}^* = 0.001 \cdot (R \cdot (0.34 + 0.00042 \cdot q_v) / \text{Exp}(3.8 \cdot (\alpha_T - 1))) \cdot K_d \cdot K_p \cdot K_{ст} = 0.0002812$  мг/м<sup>3</sup>

Концентрация бенз(а)пирена, приведенная к избытку воздуха  $\alpha_0 = 1.4$  ( $C_{бп}$ ):

Среднее:  $C_{бп} = C_{бп}^* \cdot \alpha_T / \alpha_0 = 0.0002109$  мг/м<sup>3</sup>

Максимальное:  $C_{бп} = C_{бп}^* \cdot \alpha_T / \alpha_0 = 0.0002109$  мг/м<sup>3</sup>

### Расчет объема сухих дымовых газов при нормальных условиях ( $\alpha_0 = 1.4$ ), образующихся при полном сгорании 1 кг (1 нм<sup>3</sup>) топлива. ( $V_{ст}$ )

Расчет производится по приближенной формуле

Коэффициент, учитывающий характер топлива ( $K$ ): 0.355

Низшая теплота сгорания топлива ( $Q_T$ ): 42.62 МДж/кг (МДж/нм<sup>3</sup>)

$V_{ст} = K \cdot Q_T = 15.1301$  м<sup>3</sup>/кг топлива (м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> топлива)

### Выброс бенз(а)пирена ( $M_{бп}$ , $M_{бп}^*$ )

$$M_{бп} = C_{бп} \cdot V_{ст} \cdot V_p \cdot k_n$$

### Расчетный расход топлива ( $V_p$ , $V_p^*$ )

$$V_p = V \cdot (1 - q_4 / 100) = 8.693 \text{ т/год (тыс. м}^3\text{/год)}$$

$$V_p^* = V \cdot (1 - q_4 / 100) \cdot 0.0036 = 0.03996 \text{ т/ч (тыс. м}^3\text{/ч)}$$

$$C_{бп} = 0.0002109 \text{ мг/м}^3$$

### Коэффициент пересчета ( $k_n$ )

$k_n = 0.000001$  (для валового)

$k_n = 0.000278$  (для максимально-разового)

$$M_{бп} = 0.0002109 \cdot 15.13 \cdot 8.69304 \cdot 0.000001 = 0.0000002774 \text{ т/год}$$

$$M_{бп}^* = 0.0002109 \cdot 15.13 \cdot 0.039964 \cdot 0.000278 = 0.0000003545 \text{ г/с}$$

Программа основана на следующих методических документах:

1. «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час», Москва, 1999. Утверждена Госкомэкологии России 09.07.1999 г.
2. Методическое письмо НИИ Атмосфера № 335/33-07 от 17.05.2000 "О проведении расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по «Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью до 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час»"
3. Методическое письмо НИИ Атмосфера № 838/33-07 от 11.09.2001 «Изменения к методическому письму НИИ Атмосфера № 335/33-07 от 17.05.2000»
4. Методическое пособие по расчету, нормированию и контролю выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух (Дополненное и переработанное), НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2012 г.
5. Отчет о научно-исследовательской работе по договору №35/1-17 «Методическое сопровождение воздухоохранной деятельности» от 15 августа 2017 г., НИИ Атмосфера, Санкт-Петербург, 2017 г.

## Приложение Ц

### Шумовые характеристики проектируемого оборудования

#### Приложение 5

#### ПРЕДЕЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ УРОВНЯ ШУМА ДЛЯ НАИБОЛЕЕ МОЩНЫХ ДОРОЖНЫХ МАШИН

Вид машины	Мощность	Режим работы	Уровень шума, дБА
Бульдозер	До 150 кВт	Зарезание, перемещение	87 82
	Более 150 кВт	Зарезание, перемещение	91 89
Экскаватор	До 200 кВт	набор ковша транспортные операции	90 85
	Более 200 кВт	набор ковша транспортные операции	92 87
Компрессор	До 5 м <sup>3</sup> /мин	Холостой	70
		Рабочий	76
	5 - 10	Холостой	72
		Рабочий	78
	Более 10 м <sup>3</sup> /мин	Холостой	75
		Рабочий	81
Дизель - молот	-	-	110
Пневмомолотки	-	-	108
Автосамосвалы	Более 10 т	-	90 - 95

Примечание. Сверхнормативный износ и неудовлетворительное регулирование агрегатов повышают уровень шума в среднем на 5 дБА.

#### Расчет шума от грузового автотранспорта в период строительства

Расчет произведен программой «Шум от автомобильных дорог», версия 1.1.2.4 (от 25.04.2018)

Copyright© 2015-2018 Фирма «Интеграл»

Программа зарегистрирована на: ТФ ООО "ГАЗПРОМ ПРОЕКТИРОВАНИЕ"

Регистрационный номер: 01-15-0053

#### Проезд грузового автотранспорта

##### Результаты расчетов

Источники шума	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с СГЧ в Гц										La, дБА	La макс., дБА
	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000			
Проезд грузового автотранспорта	60,25	66,75	62,25	59,25	56,25	56,25	53,25	47,25	34,75	60,25	67,27	

Расчетное значение эквивалентного уровня звука транспортного потока на расстоянии 7.5 от оси ближайшей полосы движения прямолинейного горизонтального участка автомобильной дороги на высоте 1.5 м ( $L_{грп}$ ), дБА

$$L_{грп} = 50 + 8.8 \cdot \lg(N) = 63,75 \text{ дБА} (2 [1])$$

Расчетная интенсивность движения (N), авт./ч

$$N = 0.076 \cdot N_{сут.} = 36,48 (3 [1])$$

Среднегодовая суточная интенсивность движения ( $N_{сут.}$ ): 480 авт./сут.

Поправка, учитывающая изменение количества грузовых автомобилей и автобусов в транспортном потоке по сравнению с расчетным составом ( $L_{груз}$ ): 3 дБА

Доля грузовых автомобилей и автобусов в составе потока: 100 %

Поправка учитывающая, изменение средней скорости движения по сравнению с расчетным значением ( $L_{ск}$ ): -6,5 дБА

Скорость движения: 20 км/ч

## Каталог шумовых характеристик технологического оборудования (к СНиП П-12-77)

### ШУМОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ

Оборудование, код по Общесоюзному классификатору	Марка, модель	Габариты, мм			Уровни звуковой мощности, дБ, на среднегеометрических частотах октавных полос, Гц								Корректи- рованный уровень звуковой мощности, дБА	Приме- чание
		длина	ширина	высота	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
<b>6. ЭЛЕКТРОСВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ</b>														
Агрегат сварочный постоянного тока, код 344182	АДД-305	1915	895	1140	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН
Выпрямители сварочные, код 344183	ВС-300	710	550	1040	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН
	ВД-301	765	1200	830	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН
	ВС-500	755	585	1140	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН
	ВД-504	808	1080	1026	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН
	ВС-600	980	840	1200	99	92	86	83	80	78	76	74	-	ДН

### Электростанция поршневая автоматизированная

(выкопировка из Технических условий)

22 Уровень звука при 100%-ной нагрузке на расстоянии 1 метра, не более: - от контейнера (для электростанции контейнерного исполнения) - от электроагрегата (для электростанции стационарного исполнения)	дБА	85
		116

					<b>ВТУ 3375-017-54353404-2006</b>	Лист
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата		<b>6</b>



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
 НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ  
**ИСКРА**  
 ФЕДЕРАЛЬНЫЙ НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦЕНТР



**Технические характеристики**

	ГПА-6 «Урал»	ГПА-10 «Урал»	ГПА-12 «Урал»	ГПА-16 «Урал»	ГПА-25 «Урал»	ГПА-32 «Ладога»
Номинальная мощность, МВт	6	10	12	16	25	32
Коммерческая производительность, млн. нм <sup>3</sup> /сут.	3.6...11	2.4...15.6	2.1...26.2	3.35...31	25...66	62...78,9
Давление компрессора, МПа	5.49...7.79	4.4...15.7	4.9...12	4.4...12.5	7.45...11.88	7.45...11.86
Степень сжатия	1.44...26	1.5...8.2	1.23...12	1.23...7.4	1.3...1.9	1.38...1.44
Политропный КПД компрессора	До 0.84	До 0.82	До 0.85	До 0.85	До 0.86	До 0.85
ГТУ/ производитель	ГТУ-6П/ОАО «ПМЗ» Д-336-2Т/ ОАО "УМПО	ГТУ-10П/ОАО «ПМЗ»	ГТУ-12П/ОАО «ПМЗ»	ГТУ-16П/ОАО «ПМЗ»; АЛ-31СТ/ОАО «УМПО»; НК-16-18СТ/ОАО «КМПО»; ДГ90/ ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект»	ГТУ-25П/ОАО «ПМЗ»; НК-36СТ/ОАО «Моторостроитель»; ДН80, ДУ80/ ГП НПКГ «Зоря»-«Машпроект»;	MS5002E/GE
Эффективный КПД ГТУ (в станционных условиях)	0.26...0.3	0.32	0.34	0.286...0.363	0.345...0.379	0.355
Температурный диапазон эксплуатации	минус 60... плюс 45 °С					
Уровень звукового давления на расстоянии 1м от ГПА – не более	80 дБа					
Общий ресурс, тыс. часов	150 000					

**АВО Борхиммаш**  
 (выкопировка из Технических условий)

2.15 Уровень звука на расстоянии 1 м от наружного контура аппарата на открытой площадке не должен превышать 92 дБа в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51364-99.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<b>ТУ 3612-001-75267471-2008</b>	Лист
						13

Формат А4

<b>Опросный лист на шумоглушитель</b>									
1. Назначение	Снижение уровня шума при сбросе газа с обвязки ГПА								
2. Количество, шт.	4								
3. Сбрасываемая среда %:	см. Приложение 1								
4. Давление в месте отвода на свечу, МПа (абс.)	10,0								
5. Температура макс/мин сбрасываемой среды, °С	плюс 15...плюс 107								
6. Вид сброса	Опорожнение с понижаящимся давлением, верхний сброс								
7. Количество сбрасываемой среды (в м³ или указать объём опорожняемой системы м³, давление и температуру):	1000								
8. Требуемое время опорожнения или продувки, с	не более 900								
9. Геометрические характеристики трубопровода отвода на свечу:									
– диаметр присоединяемого трубопровода, мм	Ø 114								
– толщина стенки, мм	6								
– материал присоединяемой трубы	09Г2С								
– длина участков одного диаметра, м	392								
– число поворотов с указанием угла поворота	10 (90°)								
– наличие арматуры	шаровой кран DN100								
10. Температура окружающей среды, мин./макс., °С	минус 56... плюс 34								
11. Требуемый уровень шума, не более ДБа	80 ДБа								
12. Способ установки (на трубе, отдельно стоящий)	отдельно стоящий								
13. Способ закрепления (на растяжках, с помощью стойки или других опорных конструкций)	на стойке								
14. Тип присоединения к трубе	фланцевый*								
Примечание:	*комплектно с ответными фланцами, прокладкой, крепежом и поворотной заглушкой (обтюратор)								
Изм.	Код.уч.	Лист	№докум.	Подп.	Дата	Площадка свечей	Стадия	Лист	Листов
Составил	Жарова				06.05.19		Р	1	2
Пров.	Ткачук				06.05.19				
Гл.спец.	Ткачук				06.05.19				
Опросный лист на шумоглушитель DN 100									

328558

Формат А4

### Акустические характеристики силовых масляных трансформаторов типа ТМ, ТМГ, ТМГ11, ТМГСУ, ТМГСУ11, ТМГ13

Значения скорректированного уровня звуковой мощности трансформаторов типа ТМ, ТМГ, ТМГ11, ТМГСУ, ТМГСУ11, ТМГ13 не превышают нормы, установленные ГОСТ 12.2.024-87. Для трансформаторов мощностью не более 100 кВА значения скорректированного уровня звуковой мощности не нормируются.

Номинальная мощность трансформатора, кВА	100	160	250	400	630	1000	1250	1600	2500	4000	6300	10000
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА, не более	59	62	65	68	70	73	75	75	76	79	81	83

### Азотная станция



#### 3. Технические характеристики

##### Параметры производимого азота

Производительность по азоту (макс.), нм <sup>3</sup> /час	900
Концентрация азота в продуктивном газе (включая аргон), не более %	98%
Концентрация кислорода в продуктивном газе, не менее, %	2%
Точка росы газа на выходе из блока, °С	-60
Давление азота на выходе из блока не более, атм.	10...40

##### Массогабаритные характеристики

Габаритные размеры станции, ДхШхВ, не более, мм	12200x9000x3000
Вес станции, не более, кг	45000

##### Энергопотребление

Электропитание	380±40В, 3 фазы, 50Гц
Потребляемая мощность, кВт, не более	600

##### Безопасность

Уровень шума за пределами контейнера, не более	70 дБ
--	-------

##### Другие параметры

Время запуска азотной установки (выход на требуемую производительность и чистоту азота), мин	15-20
Цвет лакокрасочного покрытия	по требованию заказчика

##### Параметры дополнительного оборудования

Скорость заправки азотом баллонов, бал/ч	2
Габаритные размеры модуля азотной рампы, ДхШхВ, не более, мм	1870x540x2600

### Приложение III Санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧЬЯ ЧЕЛОВЕКА**  
Территориальный отдел управления Роспотребнадзора по ЯНАО в г. Новый Уренгой, Тазовский район

**САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

№ 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018 г.

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что требования, установленные в проектной документации (перечислить рассмотренные документы, указать наименование и адрес организации-разработчика):  
 "Проект обоснования расстойки (продувательной) санитарно-защитной зоны "Обустройство Пасекинского месторождения с выделением участка ОНЗ нефтяных залежей, Тазовское месторождение"  
 ООО "Научно-исследовательский и проектный институт Уфимского государственного нефтяного технического университета", 450075, Республика Башкортостан, г. Уфа, проспект Октября, д. 151 (Российская Федерация)

**СООТВЕТСТВУЮТ (НЕ СООТВЕТСТВУЮТ) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (неужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)**  
 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-05 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов", СанПиН 2.1.6.1032-01 "Технические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест", ГН 2.1.6.2309-07 "Ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест", ГН 2.1.6.1338-03 "Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест", СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки".

Основанием для признания представленных документов соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):  
 Экспертное заключение № 06-013-Т от 18.05.2018 выдано ФБУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в Ямало-Ненецком автономном округе" (аттестат аккредитации № RA.RU.710045 от 08.07.2015)

Главный государственный санитарный врач  
(заместитель главного государственного санитарного врача)

И.В. Троицкий  
г. Новый Уренгой, 30 мая 2018 г.

**№ 1453260**

## Приложение Щ

### Выкопировка таблицы исходных данных источников шума:

Существующей промышленной площадки из разработанного ранее проекта СЗЗ (СЭЗ № 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018)

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взм. Инв. №															
Имя																	
Класс																	
Диск																	
Наим																	
Подп																	
Дата																	
<p>Приложение Ж Акустический расчет</p> <p>Период эксплуатации, рабочий режим, постоянный шум, уровни звука</p> <p>Эколог-Шум. Модуль печати результатов расчета Copyright © 2006-2011 ФИРМА "ИНТЕГРАЛ" Источник данных: Эколог-Шум, версия 2.1.0.2621 (от 22.12.2011) Серийный номер 01-15-0053, О</p> <p>1. Исходные данные 1.1. Источники шума</p>																	
N	Объект	Координаты источника			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										La	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
22	КСН АВО газа	490.82	316.17	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
23	КСН АВО газа	490.53	311.19	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
24	КСН АВО газа	490.64	306.49	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
25	КСН АВО масла	496.36	316.57	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
26	КСН АВО масла	496.36	311.29	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
27	КСН АВО масла	496.47	306.81	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
28	УПН 27. Установка совмещенная факельная НД и ВД	845.28	135.86	20.50	12.57	0.0	106.0	106.0	104.0	100.0	97.0	94.0	91.0	89.0	86.0	100.0	Нет
30	УКПГ 2.1 АВО газа	465.23	502.54	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
31	УКПГ 4.1 АВО газа	466.35	421.34	2.00	12.57	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
34	УКПГ 12. Установка факельная УФМГ-1000	844.34	206.32	35.50	12.57	0.0	51.0	51.0	49.0	46.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	50.0	Нет
35	УКПГ 14. Установка факельная АГГ-1	925.13	206.62	2.00	12.57	0.0	98.0	98.0	104.0	108.0	109.0	108.0	105.0	101.0	98.0	112.0	Нет
36	УКПГ 20.1 Электростанция дизельная	561.43	519.47	2.00	12.57	0.0	99.0	99.0	96.1	87.3	81.1	75.7	71.5	67.0	62.5	85.0	Нет
37	КЭ 1. Блок энергетический ГТЭС	120.09	565.32	4.00	12.57	0.0	99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
38	КЭ 1. Блок энергетический ГТЭС	129.06	565.29	4.00	12.57	0.0	99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
39	КЭ 1. Блок энергетический ГТЭС	138.06	565.27	4.00	12.57	0.0	99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
41	КЭ 7.1 Электростанция дизельная	94.50	507.00	0.00	6.28	0.0	99.0	99.0	96.1	87.3	81.1	75.7	71.5	67.0	62.5	85.0	Нет
42	КОС 32. Установка факельная ГФУ-5М	920.98	151.91	2.00	12.57	0.0	81.0	81.0	84.0	84.0	81.0	77.0	74.0	71.0	69.0	83.0	Да
47	Куст газовых скважин. Установка факельная АГГ-1	97.13	-362.88	2.00	12.57	0.0	98.0	98.0	104.0	108.0	109.0	108.0	105.0	101.0	98.0	112.0	Нет
48	ПБО. Стоянка открытая спецтехники	-4799.50	-89.50	0.00	6.28	0.0	99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да

Инв. № подл.			Подл. и дата			Взам. Инв. №														
Изм.			Объект						Координаты источника	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								La	В расчете
Копия			X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)				Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Лист			1512ДС9-ООС4.2-ТЧ																	
Наполн.			225																	
Подп.			Лист																	
Дата			227																	

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								La	В расчете	Стороны		
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)					Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000				4000	8000
01	БПО 2. Блок ремонтно-эксплуатационный	38.50	286.00	50.50	286.00	42.00	4.00	0.00	6.28	1.0	43.0	43.0	49.0	46.0	40.0	30.0	19.0	19.0	19.0	42.0	Да	Все
02	БПО 3. Корпус ТО и ТР спецтехники	38.31	228.35	49.43	228.35	36.50	4.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
03	БПО 17. Стоянка теплая	121.00	266.28	98.26	266.28	76.72	4.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
04	БПО 18. Стоянка открытая с воздухоподогревом	90.56	163.56	113.43	163.56	62.94	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
05	БПО 19. Стоянка гусеничной техники	10.89	166.03	20.75	166.03	53.70	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
06	БПО 20. Площадка для заправки крупногабаритной техники	33.50	112.32	39.50	112.32	10.65	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
07	БПО 21. Мойка открытая	43.38	155.81	59.50	155.81	2.43	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
08	БПО 24. Пункт топливозаправочный	41.16	78.33	44.18	78.33	30.08	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все

Инв. № подл.		Подл. и дата		Взам. Инв. №	
Изм.					
Корж.					
Лист					
Наполн.					
Подп.					
Дата					
1512ДС9-ООС4.2-ТЧ					
226	Лист				
228					

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La	В расч.ете	Сторо.ны	
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)					Дистанци.я замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000				8000
09	ДП 1. Корпус главный	80.76	456.00	107.73	456.00	38.04	4.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
10	ДП 2. Склад ленообразователя со стоянкой резервной техники	163.62	423.14	128.22	423.14	11.98	4.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	Все
11	ПР 2. Насосная метанола	834.22	557.89	837.35	557.89	6.16	3.00	0.00	6.28	1.0	50.0	50.0	53.0	52.0	43.0	38.0	36.0	18.0	7.0	47.0	Да	Все
12	ПР 8. Насосная нефтепродуктов	813.29	502.99	816.35	502.99	6.10	3.00	0.00	6.28	1.0	55.0	55.0	59.0	57.0	48.0	43.0	43.0	24.0	13.0	52.0	Да	Все
13	ПР 42.1 Насосная реагентов	846.04	559.30	849.04	559.30	3.00	3.00	0.00	6.28	1.0	83.0	83.0	70.0	59.0	48.0	39.0	29.0	20.0	11.0	60.0	Да	Все
15	НСПД 2. Здание БКНС	581.90	140.38	593.90	140.38	40.00	3.00	0.00	6.28	1.0	84.0	84.0	76.0	74.0	68.0	62.0	52.0	38.0	22.0	70.0	Да	13
16	УПН 5.1. Установка дозирования деэмульгатора	654.86	564.43	657.86	564.43	2.00	3.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да	Все
17	УПН 5.2. Установка дозирования деэмульгатора	654.63	552.25	657.63	552.25	2.00	3.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да	Все
18	НСПД 5. Установка дозирования химвреганта	600.54	221.20	603.54	221.21	3.00	3.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да	Все
19	НСПД 6. Установка дозирования химвреганта	600.26	209.17	603.26	209.16	3.00	3.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да	1234
20	КСН 4. Цех компрессорный	530.20	288.25	548.30	288.25	35.00	8.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
21	КСН 4. Цех компрессорный	520.30	288.55	538.30	288.55	35.00	8.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
32	УКПГ 3.2. Блок-бокс насосной конденсата	458.91	448.73	467.57	448.73	3.24	4.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да	1234
33	УКПГ 7.1. Насосная метанола	553.64	378.68	574.98	378.68	5.72	3.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да	1234
40	КЗ 4. Котельная	41.79	550.43	53.12	550.43	25.00	8.00	0.00	6.28	1.0	54.0	54.0	54.0	53.0	47.0	38.0	28.0	17.0	7.0	48.0	Да	1234
55	УПН 5.3. Установка дозирования деэмульгатора	654.63	540.25	657.63	540.25	2.00	3.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да	Все
58	КСН Установка компрессорная (поз. 5.1)	614.50	284.50	624.00	284.50	2.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
59	КСН Установка компрессорная (поз. 5.2)	615.00	275.00	624.50	275.00	2.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
60	КСН Установка компрессорная (поз. 5.3)	558.00	319.50	567.50	319.50	3.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
61	КСН Установка компрессорная (поз. 5.4)	558.50	309.00	568.00	309.00	3.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
62	КСН Установка компрессорная (поз. 5.5)	558.00	299.00	567.50	299.00	3.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
63	КСН Установка компрессорная (поз. 5.6)	558.00	289.00	567.50	289.00	3.00	1.00	0.00	6.28	0.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да	1234
74	УДИС насосная	15.00	-	57.00	-	12.00	1.00	0.00	6.28	0.0	66.2	66.2	68.8	66.7	63.2	59.4	53.9	48.0	40.9	65.0	Да	24
			194.00		194.00																	

N	Объект	Координаты точек (X, Y, Высота подъема)	Ширина (м)	Высота (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La	В расч.ете	
						Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
73	УКПГ Автомобильный проезд	(529, 351, 0), (530, 547.5, 0)	5.00		6.28	7.5	56.2	62.6	58.2	55.2	52.2	52.2	49.1	43.1	30.6	56.5	Да

## Площадки УПН из проектной документации по ш. 0485.102.003.П.0007 разработанной в 2020 году

0485.102.005.П.0007-ООС1



ООО «Газпром проектирование»

117

Таблица 16.2 – Исходные параметры для определения акустического воздействия проектируемых объектов

Площадка, наименование производственной единицы, позиция по генплану	Номер источника шума на карте-схеме	Источник шума	Корректированный уровень звуковой мощности (давления), дБА	Тип источника шума	Примечание
Блок насосной (пл.20)	001	Насосное оборудование	80	Постоянный	Проектируемый
Емкость дренажная (пл.21)	002	Насосное оборудование	80	Постоянный	Проектируемый
Емкость дренажная (пл.22)	003	Насосное оборудование	80	Постоянный	Проектируемый
Площадка входных сепараторов (пл.1)	004	Свечи рассольника	82	Непостоянный II	Реконструкция
Установка факельная (пл. 27)	028*	Сопло факела	100	Непостоянный II	Реконструкция

\* - Нумерация источника шума приведена согласно Проекта санитарно-защитных зон (санитарно-эпидемиологическое заключение № 89.96.01.000.Т.000007.05.18 от 30.05.2018)

Шумовые характеристики оборудования представлены при томе 8.2.1, приложение Ф. План-схема расположения источников шума представлена в томе 8.2.1, приложение III.

Расчет проведен для источников постоянного (LA) и непостоянного шума (LAэкв, LAмакс). Уровень звукового давления определяется на территории промышленной площадки, границе промышленной площадки и на границе санитарно-защитной зоны. Расчетные точки нанесены на карты-схемы акустических полей в томе 8.2.1, приложения III, Э.

### 16.2 Расчет уровней шума

Расчет уровней шума производится с помощью программного комплекса Эколог-Шум 2.3 фирмы «Интеграл» (г. Санкт-Петербург).

В расчетном модуле Эколог-Шум реализован расчетный алгоритм, позволяющий проводить акустические расчеты на основании исходных данных представленных в виде как звуковой мощности, так и звукового давления источников акустического воздействия.

На границе СЗЗ, границе промышленной площадке (контуре объекта), ВЖК, ВЖГ и ВС выбраны контрольные точки. Перечень и описание контрольных точек представлены в таблице 16.3.

Таблица 16.3 – Перечень и описание контрольных точек

N	Объект	Координаты точки			Тип точки
		X (м)	Y (м)	Высота надземы (м)	
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	67° 49' 27,9"	10° 03' 46,9"	1,50	Расчетная точка пользования
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	67° 49' 12,9"	10° 03' 31,9"	1,50	Расчетная точка пользования
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	67° 49' 01,9"	10° 03' 25,9"	1,50	Расчетная точка пользования
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	67° 49' 11,9"	10° 03' 16,9"	1,50	Расчетная точка пользования
005	СЗЗ-С	67° 50' 01,3"	10° 03' 16,3"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
006	СЗЗ-СВ	67° 49' 36,3"	10° 03' 16,3"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
007	СЗЗ-В	67° 49' 26,3"	10° 03' 26,3"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
008	СЗЗ-ЮВ	67° 48' 47,9"	10° 03' 26,3"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
009	СЗЗ-Ю	67° 48' 20"	10° 03' 27,9"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
010	СЗЗ-ЮЗ	67° 48' 37,9"	10° 03' 40,9"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
011	СЗЗ-З	67° 49' 16,3"	10° 03' 31,9"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны
012	СЗЗ-СЗ	67° 49' 39"	10° 03' 27,9"	1,50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Том 8.1 Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды Часть 1. Пояснительная записка

115



## Площадка КСНГ из проектной документации по шифру 0485.102.003.П.0007 разработанной в 2020 году

0485.102.003.П.0007-ООС3



ООО «Газпром проектирование»

55

Таблица 6.7 – Исходные параметры для определения акустического воздействия проектируемых объектов

Площадка, наименование производственной единицы, позиция по генплану	Номер источника шума на карте-схеме	Источники шума	Корректируемый уровень звуковой мощности (давления), дБА	Тип источника шума	Примечание
Установка компрессорная (поз.3.1-3.5)	001, 002 003, 004 005 (рез)	Компрессор винтовой	80	Постоянный	Проектируемый
Сброс газа на свечу продувочную	006	Свеча продувочная	19	Непостоянный	Проектируемый
Установка компрессорная (поз.4.1-4.2)	007, 008	Компрессор поршневой	80	Постоянный	Проектируемый
Блочная-комплектная трансформаторная подстанция (поз.5)	009, 010	КТП2х1250 кВА	75	Постоянный	Проектируемый
Здание склада масел (поз.7)	011, 012, 013, 014 015 (рез)	Насосное оборудование	80	Постоянный	Проектируемый
Канализационная насосная станция (поз.10.1)	016	Насосное оборудование	80	Постоянный	Проектируемый

Шумовые характеристики оборудования представлены в приложении У. План-схема расположения источников шума представлена в приложении Ф.

Расчет проведен для источников постоянного (LA) и непостоянного шума (LAэкв; LAмакс). Уровень звукового давления определялся на границе промышленной площадки и на границе санитарно-защитной зоны. Расчетные точки нанесены на карты-схемы акустических полей в приложении X.

### 6.3.2 Результаты расчетов шумового воздействия

Расчет уровней шума производился с помощью программного комплекса Эколог-Шум 2.3 фирмы «Интеграл» (г. Санкт-Петербург).

В расчетном модуле Эколог-Шум реализован расчетный алгоритм, позволяющий проводить акустические расчеты на основании исходных данных представленных в виде как звуковой мощности, так и звукового давления источников акустического воздействия.

На границе СЗЗ, границе промышленной площадки (контуре объекта), ВЖК и ВС выбраны контрольные точки. Перечень и описание контрольных точек представлены в таблице 6.8.

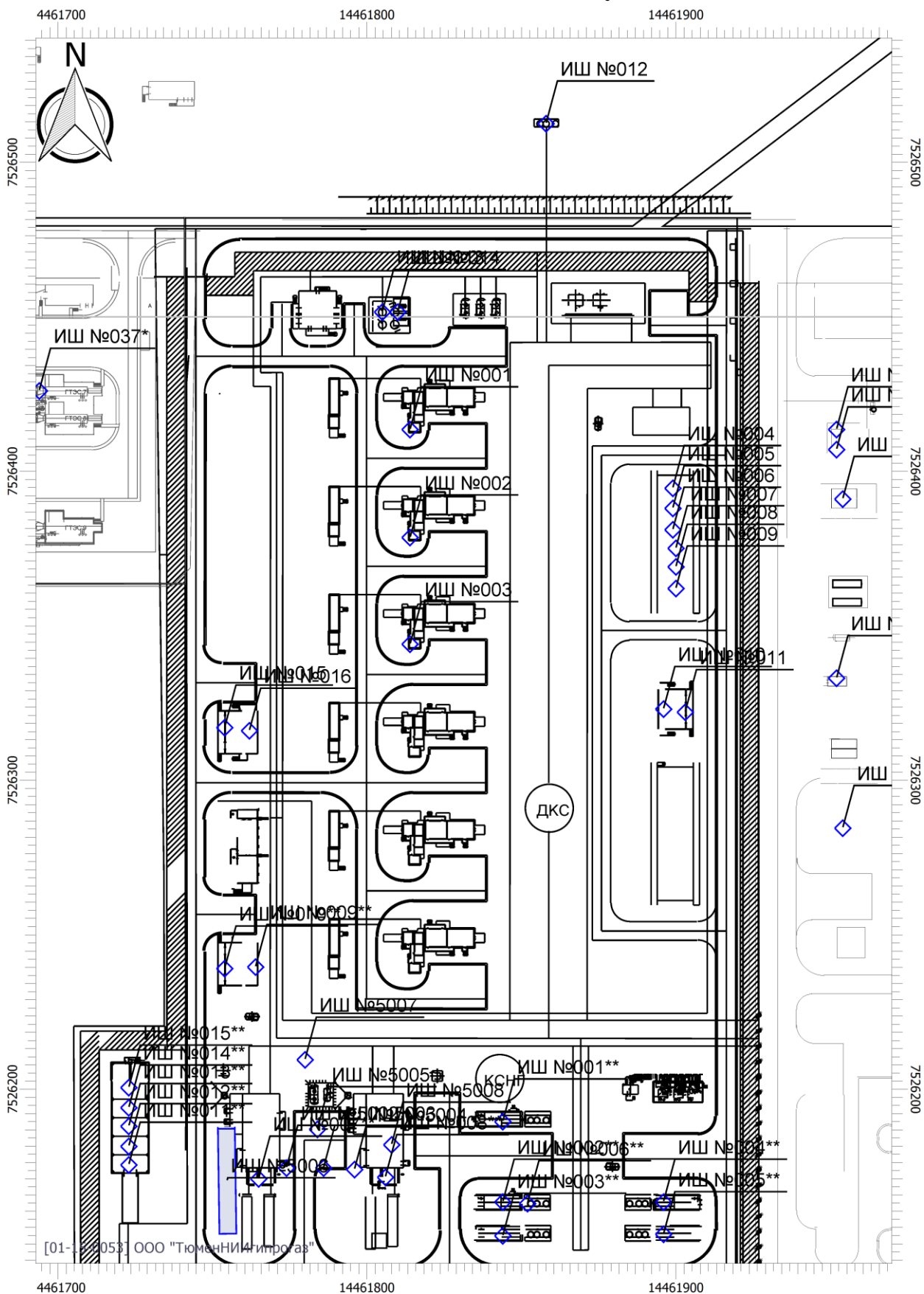
Таблица 6.8 – Перечень и описание контрольных точек (Пулково 42)

N	Объект	Координаты точки			Тип точки
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)	
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	61° 49' 27,9"	30° 05' 46,9"	1.50	Расчетная точка пользователя
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	61° 49' 12,9"	30° 06' 33,8"	1.50	Расчетная точка пользователя
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	61° 49' 01,8"	30° 05' 55,9"	1.50	Расчетная точка пользователя
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	61° 49' 11,8"	30° 05' 10,1"	1.50	Расчетная точка пользователя

Том 8.1 Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды Часть 2. Проект санитарно-защитных зон

53

### Приложение Э План-схема источников шума



## Приложение Ю

### Акустический расчет на период строительства

#### Эколог-Шум. Модуль печати результатов расчета

Copyright © 2006-2017 ФИРМА "ИНТЕГРАЛ"

Источник данных: Эколог-Шум, версия 2.3.3.5646 (от 20.06.2019)

Серийный номер 01-15-0053

## 1. Исходные данные

### 1.1. Источники постоянного шума

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										Л.экв	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
001*	БПО2 Блок ремонтно-эксплуатационный	14461536.00	7526169.50	0.00	6.28	1.0	43.0	43.0	49.0	46.0	40.0	30.0	19.0	19.0	19.0	42.0	Да
001**	КСНГ Установа компрессорная (поз.3.1)	14461844.00	7526189.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
001**	УПН20 Блок насосной	14462208.00	7526526.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
002*	БПО3 Блок ТО и ТР спецтехники	14461536.00	7526110.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
002**	КСНГ Установа компрессорная (поз.3.2)	14461844.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
002**	УПН21 Емкость дренажная	14462234.00	7526530.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
003*	БПО17 Стоянка теплая	14461606.00	7526143.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
003**	КСНГ Установа компрессорная (поз.3.3)	14461844.00	7526152.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
003**	УПН22 Емкость дренажная	14462223.00	7526520.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
004*	БПО18 Стоянка открытая с воздухоподогревом	14461506.00	7526051.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
004**	КСНГ Установа компрессорная (поз.3.4)	14461896.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
005*	БПО19 Стоянка гусеничной техники	14461506.00	7526155.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
005**	КСНГ Установа компрессорная (поз.3.5)-резервный	14461896.00	7526153.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Нет
006*	БПО20 Площадка для заправки крупногабаритной техники	14461530.00	7526000.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
007*	БПО21 Мойка открытая	14461539.00	7526026.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
007**	КСНГ Установа компрессорная (поз.4.1)	14461765.00	7526171.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
008*	БПО21 Пункт топливозаправочный	14461538.00	7525974.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
008**	КСНГ Установа компрессорная (поз.4.2)	14461806.00	7526171.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
009*	ДП1 Корпус главный	14461588.00	7526333.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
009**	КСНГ Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (поз.5)	14461764.00	7526239.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
010*	ДП2 Склад пенообразователя	14461634.00	7526307.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
010**	КСНГ Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (поз.5)	14461754.00	7526239.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
011*	ПР2 Насосная метанола	14462332.00	7526444.50	0.00	6.28	1.0	50.0	50.0	53.0	52.0	43.0	38.0	38.0	18.0	7.0	47.0	Да
011**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526175.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
012*	ПР8 Насосная нефтепродуктов	14462334.00	7526389.00	0.00	6.28	1.0	55.0	55.0	59.0	57.0	48.0	43.0	43.0	24.0	13.0	52.0	Да
012**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526181.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
013*	ПР42.1 Насосная реагентов	14462356.00	7526444.00	0.00	6.28	1.0	83.0	83.0	70.0	59.0	48.0	39.0	29.0	20.0	11.0	60.0	Да
013**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526188.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La, экв	В расчете	
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
014**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526194.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
015*	НСППД2 Здание БКНС	14461820.00	7525965.50	0.00	6.28	1.0	84.0	84.0	76.0	74.0	68.0	62.0	52.0	38.0	22.0	70.0	Да
015**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)-резервный	14461723.00	7526200.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Нет
016*	УПН5.1 Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526445.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
016**	КСНГ КНС (поз.10.1)	14461934.00	7526112.50	0.00	6.28		107.0	95.0	87.0	82.0	78.0	75.0	73.0	71.0	69.0	81.9	Да
017*	УПН5.2 Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526435.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
018*	НСППД5 Установка дозирования химреагентов	14461931.00	7525989.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
019*	НСППД6 Установка дозирования химреагентов	14461931.00	7525979.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
020*	КСН4 Цех компрессорный	14462016.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
021*	КСН4 Цех компрессорный	14462016.00	7526179.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
022*	КСН АВО газа	14461977.00	7526202.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
023*	КСН АВО газа	14461977.00	7526194.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
024*	КСН АВО газа	14461978.00	7526187.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
025*	КСН АВО масла	14461984.00	7526202.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
026*	КСН АВО масла	14461984.00	7526196.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
027*	КСН АВО масла	14461984.00	7526189.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
030*	УКПГ2.1 АВО газа	14461954.00	7526391.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
031*	УКПГ2.1 АВО газа	14461954.00	7526284.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
032*	УКПГ3.2. Блок-бокс насосной конденсата	14461952.00	7526333.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да
033*	УКПГ3.2. Блок-бокс насосной конденсата	14462054.00	7526237.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да
034*	УКПГ12 Установка факельная УФМГ-1000	14462334.00	7526089.50	35.50	12.56		51.0	51.0	49.0	46.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	50.0	Да
037*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461694.00	7526426.00	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
038*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461692.00	7526416.50	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
039*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461692.00	7526381.00	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
040*	КЭ4. Котельная	14461538.00	7526432.00	0.00	6.28	1.0	54.0	54.0	54.0	53.0	47.0	38.0	28.0	17.0	7.0	48.0	Да
042*	КОС32. Установка факельная ГФУ-5М	14462409.00	7526035.50	2.00	12.56		81.0	81.0	84.0	84.0	81.0	77.0	74.0	71.0	69.0	83.0	Да
043*	КОС32. Установка факельная ГФУ-5М	14462412.00	7525986.50	2.00	12.56		81.0	81.0	84.0	84.0	81.0	77.0	74.0	71.0	69.0	83.0	Да
048*	ГБО Стоянка открытая спецтехники	14461504.00	7526121.50	0.00	6.28		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
051*	БПО Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 34)	14461552.00	7526240.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
052*	БПО Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 34)	14461552.00	7526233.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
053*	ПР Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 22)	14462298.00	7526439.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
054*	ПР Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 22)	14462299.00	7526432.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
055*	УПН5.3. Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526426.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
056*	УПН Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 35)	14462104.00	7526450.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
057*	УПН Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 35)	14462114.00	7526449.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
058*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.1)	14462100.00	7526159.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
059*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.2)	14462100.00	7526150.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
060*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.3)	14462055.00	7526196.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
061*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.4)	14462056.00	7526185.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
062*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.5)	14462058.00	7526159.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
063*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.6)	14462057.00	7526148.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La.экв	В расчете	
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
064*	КСН Подстанция трансформаторная комплектная (поз.10)	14462186.00	7526201.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
065*	КСН Подстанция трансформаторная комплектная (поз.10)	14462194.00	7526201.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
067*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.19)	14462040.00	7526428.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
068*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.19)	14462040.00	7526424.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
069*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.39)	14461952.00	7526413.50	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
070*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.39)	14461952.00	7526407.00	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
071*	КЭ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.6)	14461534.00	7526391.50	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
072*	КЭ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.6)	14461534.00	7526388.00	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
074*	УДИС Насосная	14461526.00	7525692.00	0.00	6.28		66.2	66.2	68.8	66.7	63.2	59.4	53.9	48.0	40.9	64.9	Да
5001	ДЭС-строительство	14462608.00	7528403.50	0.00	6.28	1.0	94.9	94.9	94.0	87.5	82.0	77.7	73.4	68.6	64.3	85.0	Да
5007	Компрессор-строительство	14461822.00	7526403.00	0.00	6.28		90.9	90.9	90.0	83.5	78.0	73.7	69.4	64.6	60.3	81.0	Да

\* Существующие источники шума из проекта С33 (2018)

\*\* Источники шума из проектной документации ш. 0485.102.005.П.0007 (2020); ш. 0485.102.005.П.0007 (2020).

N	Объект	Координаты точек (X, Y, Высота подъема)	Ширина (м)	Высота (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La.экв	В расчете	
						Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
073*	УКПГ Автомобильный проезд	(14462095.5, 7526382, 0), (14462095.5, 7526290, 0)	5.00		6.28	7.5	56.2	62.6	58.2	55.2	52.2	52.2	49.1	43.1	30.6	56.5	Да

\* Существующие источники шума из проекта С33 (2018)

## 1.2. Источники непостоянного шума

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									t	T	La.экв	La.макс	В расчете	
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000						8000
004**	УПН1 Площадка входных сепараторов	14462185.00	7526445.00	0.00	12.56		42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	44.0	56.0	61.0	60.0	0.	12.	64.7	82.0	Да
006**	КСНГ Свеча	14461852.00	7526163.00	5.00	12.56		1.0	4.0	9.0	6.0	3.0	3.0	0.0	3.0	3.0	0.	12.	7.0	19.0	Да
028*	УПН27. Установка совмещенная факельная НД и ВД	14462334.00	7526020.50	56.00	12.56		100.0	100.0	98.0	94.0	91.0	88.0	85.0	83.0	80.0	3.	12.	94.0	100.0	Да
035*	УКПГ14 Установка факельная АГГ-1	14462408.00	7526090.50	2.00	12.56		90.0	90.0	96.0	100.0	101.0	101.0	97.0	93.0	90.0	2.	12.	104.0	112.0	Да
036*	УКПГ 20.1 Электростанция дизельная	14462040.00	7526403.50	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да
041*	КЭ7.1 Электростанция дизельная	14461584.00	7526389.00	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								t	T	La, экв	La, макс	В расчете		
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000						4000	8000
047*	Куст газовых скважин. Установка факельная АГТ-1	14461598.00	7525499.50	2.00	12.56		90.0	90.0	96.0	100.0	101.0	101.0	97.0	93.0	90.0	2.	12.	104.0	112.0	Да
049*	ВПП	14463036.00	7524125.50	0.00	12.56		95.9	95.9	95.0	88.5	83.0	88.7	74.4	69.6	65.3	0.	12.	90.3	100.0	Да
066*	КСН11.1 Электростанция дизельная	14462172.00	7526154.00	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да
5002	Бульдозер-строительство	14461816.00	7526368.00	0.00	6.28	7.5	85.9	85.9	85.0	78.5	73.0	68.7	64.4	59.6	55.3	1.	12.	76.0	87.0	Да
5003	Автогрейдер-строительство	14461828.00	7526368.00	0.00	6.28	7.5	85.9	85.9	85.0	78.5	73.0	68.7	64.4	59.6	55.3	1.	12.	76.0	87.0	Да
5004	Экскаватор-строительство	14461838.00	7526367.50	0.00	6.28	7.5	88.9	88.9	88.0	81.5	76.0	71.7	67.4	62.6	58.3	1.	12.	79.0	90.0	Да
5005	Пневмотрамбовка (пневмомолотки)	14461826.00	7526380.50	0.00	6.28		95.3	95.3	96.7	98.0	98.3	97.9	94.6	90.4	85.9	2.	12.	102.0	108.0	Да
5008	Сварка АДД-строительство	14461850.00	7526375.50	0.00	6.28		68.8	68.8	71.7	74.6	77.0	78.6	76.9	74.0	68.6	5.	12.	83.0	87.0	Да

\* Существующие источники шума из проекта СЗЗ (2018)

\*\* Источники шума из проектной документации ш. 0485.102.005.П.0007 (2020); ш. 0485.102.005.П.0007 (2020).

N	Объект	Координаты точек (X, Y, Высота подъема)	Ширина (м)	Высота (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								t	T	La, экв	La, макс	В расчете		
						Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000						4000	8000
5006	Проезд автосамосвалов спецтехники-строительство	(14461797, 7526381, 0), (14461797.5, 7526346.5, 0)	6.00		6.28	7.5	60.2	66.8	62.2	59.2	56.2	56.2	53.2	47.2	34.8	2.	12.	60.2	67.3	Да

### 1.3. Препятствия

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Коэффициент звукопоглощения а, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								В расчете				
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000			
001	КЭ Блок энергетический	14461564.00	7526433.75	14461593.50	7526433.75	13.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
002	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461650.00	7526175.91	14461649.50	7526125.09	18.00	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
003	КЭ Блок вспомогательный	14461643.76	7526385.74	14461666.77	7526386.72	11.49	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
004	КЭ Теплый переход	14461595.00	7526430.75	14461604.50	7526430.75	3.50	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
005	КЭ Склад масел в таре	14461592.75	7526393.50	14461592.75	7526383.50	5.50	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
006	БПО Склад материалов и оборудования	14461622.00	7526007.00	14461664.50	7526007.00	18.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
007	БПО Здание РСУ	14461658.20	7526078.00	14461659.80	7526061.50	10.45	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
008	БПО Блок обогрева вахтенного персонала	14461593.00	7526264.50	14461643.00	7526264.50	17.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Коэффициент звукопоглощения $\alpha$ , в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								В расчете				
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000			
	(поз.23.5)																				
009	УКПП Цех ЗПА	14462030.20	7526373.66	14462066.60	7526372.49	12.33	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
010	УКПП Цех подготовки газа и газового конденсата №1	14461998.25	7526335.50	14461998.25	7526278.50	16.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
011	УКПП Цех подготовки газа и газового конденсата №2	14461998.25	7526417.50	14461998.25	7526360.50	16.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
012	УКПП Операторная (поз.9)	14461995.24	7526264.24	14461995.76	7526252.76	10.49	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
013	УКПП Станция насосная противопожарного водоснабжения	14461956.25	7526252.00	14461956.25	7526242.50	8.50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
014	УПН Цех подготовки нефти	14462124.75	7526387.00	14462124.75	7526342.00	17.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
015	УПН Цех подготовки нефти	14462124.75	7526320.50	14462124.75	7526275.50	17.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
018	КСН Склад масел в таре	14461946.50	7526194.00	14461946.50	7526172.50	11.00	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
019	ОП Операторная	14462297.50	7526422.00	14462297.50	7526412.50	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
020	УДИС Здание	14461609.37	7525714.49	14461610.63	7525698.01	12.77	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

N	Объект	Координаты центра (м)		Радиусы (м)		Углы (град)		Дискретность (тчк/360 град)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Коэффициент звукопоглощения $\alpha$ , в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								В расчете			
		X	Y	Rx	Ry	Начальный	Конечный				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000		
016	УКПП Резервуар запаса воды	14462043.00	14462043.00	7.00	7.50	0.00	360.00	60	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
017	УКПП Резервуар запаса воды	14462066.00	14462066.00	7.00	7.50	0.00	360.00	60	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

## 2. Условия расчета

### 2.1. Расчетные точки

N	Объект	Координаты точки			Тип точки	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	14461919.00	7526717.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	14462462.00	7526243.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	14462013.00	7525907.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	14461484.00	7526223.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
005	СЗЗ-С	14462278.00	7527751.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
006	СЗЗ-СВ	14462978.00	7527581.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
007	СЗЗ-В	14463468.00	7526465.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
008	СЗЗ-ЮВ	14463400.00	7525455.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
009	СЗЗ-Ю	14461782.00	7524615.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
010	СЗЗ-ЮЗ	14460514.00	7525187.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да

N	Объект	Координаты точки			Тип точки	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		
011	СЗ3-3	14460333.00	7526381.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
012	СЗ3-СЗ	14460415.00	7527082.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
013	ВЖК	14462690.00	7523200.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
014	ВС	14463834.00	7524465.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
016	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461666.00	7526178.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
017	БПО Блок обогрева вахтенного персонала (поз.23.5)	14461649.00	7526277.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
018	УКПГ Операторная (поз.9)	14461987.00	7526266.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
019	ОП Операторная	14462302.00	7526421.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
020	Площадка ДКС	14461858.00	7526291.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
020	Площадка КСНГ	14461910.00	7526121.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
020	Площадка УПН	14462214.00	7526526.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
021	Временный городок строителей	14462695.00	7528331.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
022	БПО Главный корпус	14461612.00	7526346.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
1001	Проверка и контроль режима работы	14461766.00	7526185.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1002	Обход-осмотр технологического оборудования по маршруту №1	14462038.00	7526172.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1003	Обход-осмотр технологического оборудования по маршруту №2	14461796.00	7526170.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1004	Устранение утечек масла и других не исправностей	14461730.00	7526190.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1005	Замена маслофильтров	14461758.00	7526189.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1006	Замена маслофильтров	14461796.00	7526191.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
1007	Проверка загазованности	14461806.00	7526181.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1008	Изменение режима работы ГПА (по необходимости)	14461805.00	7526200.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1009	Осмотр и проверка режима работы систем УПТИГ, запись показаний приборов	14461806.00	7526176.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1010	Закачка масла в маслобаки работающих ГПА	14461799.00	7526176.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1011	Уход за ГПА и вспомогательным оборудованием	14461766.00	7526194.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
1012	Регламентированные перерывы	14461904.00	7526122.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет

## 2.2. Расчетные площадки

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота подъема (м)	Шаг сетки (м)		В расчете
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)			X	Y	
001	Расчетная площадка	14458100.00	7525950.00	14465600.00	7525950.00	7000.00	1.50	500.00	500.00	Да

## Вариант расчета: "Строительство"

### 3. Результаты расчета (расчетный параметр "Звуковое давление")

#### 3.1. Результаты в расчетных точках

Точки типа: Расчетная точка пользователя



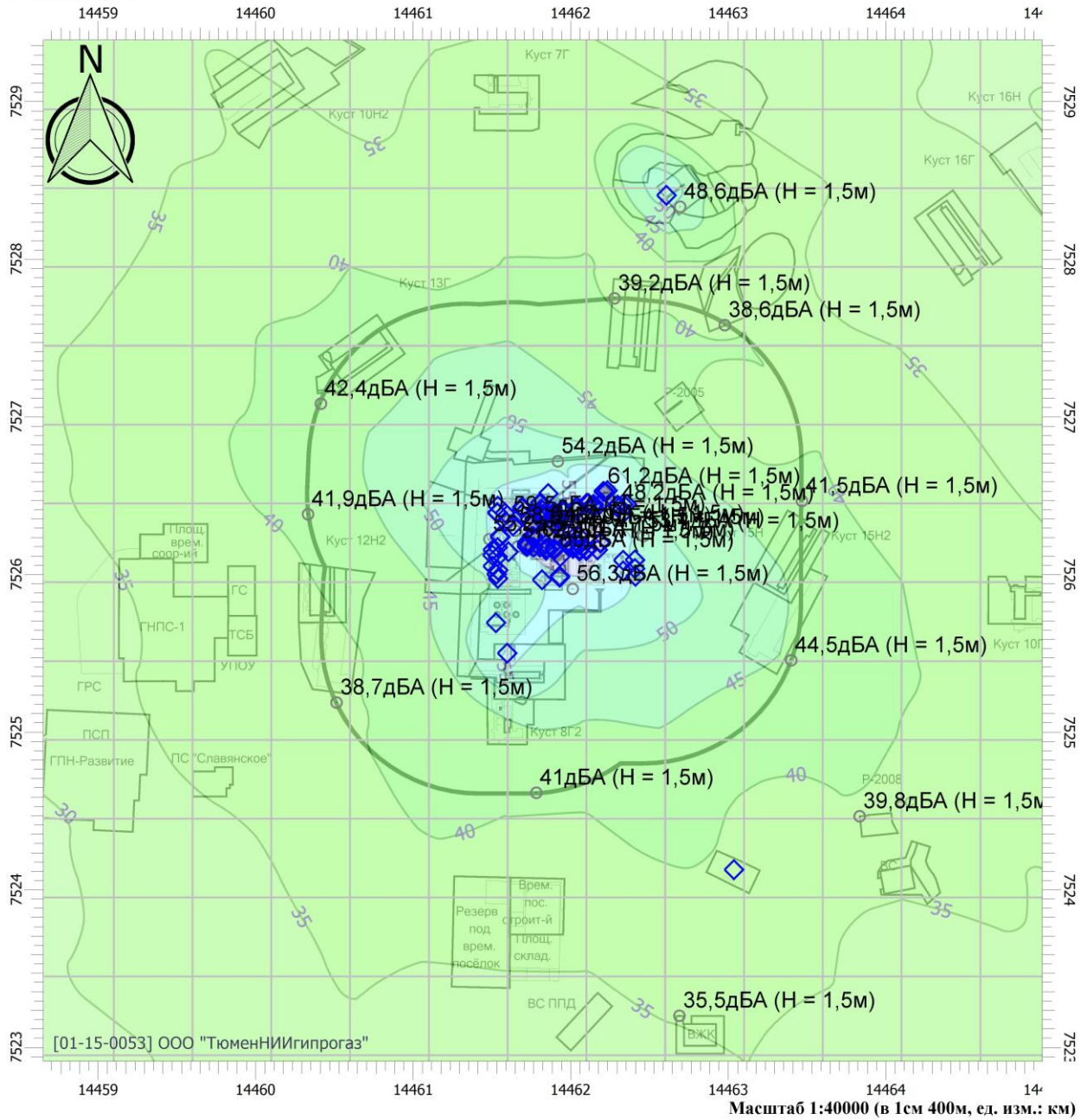
Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Л.экв	Л.макс
N	Название	X (м)	Y (м)												
017	БПО Блок обогрева вахтенного персонала (поз.23.5)	14461649.00	7526277.00	1.50	69.3	69.2	68.2	61.6	56.1	51.6	45.7	35.4	20.6	58.90	70.10
016	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461666.00	7526178.50	1.50	67.9	67.5	66.4	59.9	54.5	50.1	44.1	33.7	17.5	57.20	70.60
020	Площадка ДКС	14461858.00	7526291.00	1.50	74.3	74.2	73.2	66.7	61.3	57.1	52	44.2	30.2	64.20	77.90
022	БПО Главный корпус	14461612.00	7526346.00	1.50	70.1	70	69	62.3	56.7	52	45.8	35.1	23.8	59.50	71.40
013	ВЖК	14462690.00	7523200.00	1.50	50.4	49.5	47.6	39.2	31.1	21.6	0	0	0	35.50	43.10
014	ВС	14463834.00	7524465.50	1.50	53.7	53.3	51.6	43.5	35.7	26.9	0	0	0	39.80	44.80
1006	Замена маслофильтров	14461796.00	7526191.50	1.50	72.9	72.5	71.5	64.9	59.4	55.1	50	42.9	34.6	62.40	74.20
020	Площадка КСНГ	14461910.00	7526121.50	1.50	77.5	75.3	74.2	67.7	62.1	57.7	52.7	45.4	35.3	65.00	73.20
020	Площадка УПН	14462214.00	7526526.00	1.50	65.7	65.5	66.3	63.1	59.3	55.5	49.8	43.5	35.7	61.20	66.40
021	Временный городок строителей	14462695.00	7528331.50	1.50	59	58.9	57.9	51.3	45.6	41.1	36	28.6	14.8	48.60	50.70
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	14462462.00	7526243.50	1.50	64	63.8	62.6	56	50.5	46.5	40	29.5	11.9	53.40	61.70
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	14461484.00	7526223.00	1.50	66.2	65.9	64.8	58.1	52.3	47.5	40.9	29.9	15.3	55.20	61.20
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	14461919.00	7526717.00	1.50	65	64.9	63.8	57.1	51.4	46.7	39.7	24.8	0	54.20	65.30
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	14462013.00	7525907.50	1.50	68	66.9	65.8	59.1	53.5	48.8	42.5	30.4	0	56.30	63.50
019	ПР Операторная	14462302.00	7526421.00	1.50	60	59.3	55.6	49.5	45.4	42.7	37.2	29.3	22.6	48.20	59.70
018	УКПП Операторная (поз.9)	14461987.00	7526266.50	1.50	80	79.9	79	72.5	66.9	62.6	57.9	51.5	42.1	69.90	74.10

Точки типа: Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Л.экв	Л.макс
N	Название	X (м)	Y (м)												
007	СЗ3-В	14463468.00	7526465.50	1.50	54.6	53.8	52.3	44.9	38.4	32.1	18.6	0	0	41.50	47.80
011	СЗ3-З	14460333.00	7526381.50	1.50	54.7	54.4	53	45.4	38.6	31.6	16.1	0	0	41.90	55.70
005	СЗ3-С	14462278.00	7527751.00	1.50	52.7	52	50.1	42.5	36	29.9	17.5	0	0	39.20	51.50
006	СЗ3-СВ	14462978.00	7527581.00	1.50	51.7	51.2	49.6	42	35.3	28.8	15.1	0	0	38.60	50.10
012	СЗ3-СЗ	14460415.00	7527082.50	1.50	55.6	55.3	53.7	46	38.9	31.5	15.1	0	0	42.40	50.80
009	СЗ3-Ю	14461782.00	7524615.00	1.50	53.5	53.1	51.7	44.3	37.9	32	19	0	0	41.00	51.80
008	СЗ3-ЮВ	14463400.00	7525455.00	1.50	57.3	57.1	55.6	48.1	41.3	34.3	20	0	0	44.50	49.50
010	СЗ3-ЮЗ	14460514.00	7525187.00	1.50	52.2	51.5	49.8	42.1	35.4	29	14.3	0	0	38.70	50.50

### Отчет

**Вариант расчета: Строительство**  
**Тип расчета: Уровни шума**  
**Код расчета: La (Уровень звука)**  
**Параметр: Уровень звука**  
**Высота 1,5м**

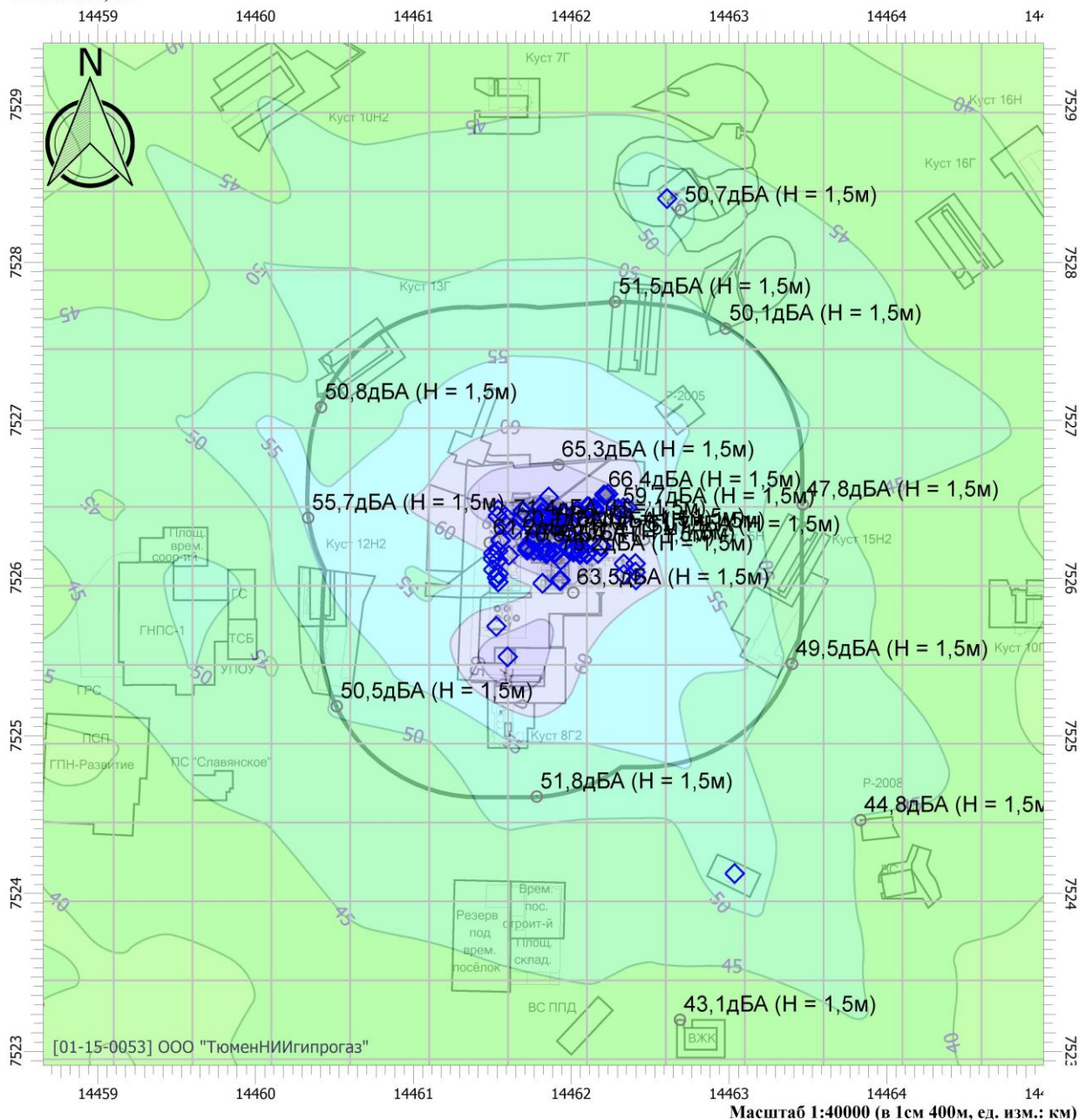


#### Цветовая схема

0 и ниже дБА	(5 - 10] дБА	(10 - 15] дБА	(15 - 20] дБА
(20 - 25] дБА	(25 - 30] дБА	(30 - 35] дБА	(35 - 40] дБА
(40 - 45] дБА	(45 - 50] дБА	(50 - 55] дБА	(55 - 60] дБА
(60 - 65] дБА	(65 - 70] дБА	(70 - 75] дБА	(75 - 80] дБА
(80 - 85] дБА	(85 - 90] дБА	(90 - 95] дБА	(95 - 100] дБА
(100 - 105] дБА	(105 - 110] дБА	(110 - 115] дБА	(115 - 120] дБА
(120 - 125] дБА	(125 - 130] дБА	(130 - 135] дБА	выше 135 дБА

### Отчет

**Вариант расчета:** Строительство  
**Тип расчета:** Уровни шума  
**Код расчета:** La,max (Максимальный уровень звука)  
**Параметр:** Максимальный уровень звука  
**Высота 1,5м**



#### Цветовая схема

0 и ниже дБА	(5 - 10] дБА	(10 - 15] дБА	(15 - 20] дБА
(20 - 25] дБА	(25 - 30] дБА	(30 - 35] дБА	(35 - 40] дБА
(40 - 45] дБА	(45 - 50] дБА	(50 - 55] дБА	(55 - 60] дБА
(60 - 65] дБА	(65 - 70] дБА	(70 - 75] дБА	(75 - 80] дБА
(80 - 85] дБА	(85 - 90] дБА	(90 - 95] дБА	(95 - 100] дБА
(100 - 105] дБА	(105 - 110] дБА	(110 - 115] дБА	(115 - 120] дБА
(120 - 125] дБА	(125 - 130] дБА	(130 - 135] дБА	выше 135 дБА

## Приложение Я

### Акустический расчет на период эксплуатации

Эколог-Шум. Модуль печати результатов расчета  
Copyright © 2006-2017 ФИРМА "ИНТЕГРАЛ"  
Источник данных: Эколог-Шум, версия 2.3.3.5646 (от 20.06.2019)  
Серийный номер 01-15-0053

#### 1.1. Источники постоянного шума

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								La, экв	В расчете		
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000			4000	8000
001	ДКС ГПА-16 (поз.3)	14461814.00	7526413.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
002	ДКС ГПА-16 (поз.4)	14461814.00	7526378.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
003	ДКС ГПА-16 (поз.5)-резервный	14461814.00	7526344.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Нет
004	ДКС АВО газа (поз.9)	14461899.00	7526394.50	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Да
005	ДКС АВО газа (поз.9)	14461899.00	7526388.00	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Да
006	ДКС АВО газа (поз.9)	14461899.00	7526381.00	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Да
007	ДКС АВО газа (поз.9)	14461900.00	7526375.00	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Да
008	ДКС АВО газа (поз.9)-резервный	14461900.00	7526369.00	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Нет
009	ДКС АВО газа (поз.9)-резервный	14461900.00	7526362.00	0.00	12.56		82.3	82.3	83.7	85.0	85.3	84.9	81.6	77.4	72.9	89.0	Нет
010	ДКС КТП (поз.10)	14461896.00	7526323.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
011	ДКС КТП (поз.10)	14461903.00	7526322.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
013	ДКС Ресивер азота (поз.11)	14461805.00	7526451.50	0.00	6.28		64.0	67.0	72.0	69.0	66.0	66.0	63.0	57.0	56.0	70.0	Да
014	ДКС Ресивер азота (поз.11)	14461810.00	7526451.50	0.00	6.28		64.0	67.0	72.0	69.0	66.0	66.0	63.0	57.0	56.0	70.0	Да
015	ДКС КТП (поз.16)	14461754.00	7526317.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
016	ДКС КТП (поз.16)	14461762.00	7526316.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
001*	БПО2 Блок ремонтно-эксплуатационный	14461536.00	7526169.50	0.00	6.28	1.0	43.0	43.0	49.0	46.0	40.0	30.0	19.0	19.0	19.0	42.0	Да
001**	КСНГ Установка компрессорная (поз.3.1)	14461844.00	7526189.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
001**	УПН20 Блок насосной	14462208.00	7526526.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
002*	БПО3 Блок ТО и ТР спецтехники	14461536.00	7526110.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
002**	КСНГ Установка компрессорная (поз.3.2)	14461844.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
002**	УПН21 Емкость дренажная	14462234.00	7526530.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
003*	БПО17 Стоянка теплая	14461606.00	7526143.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
003**	КСНГ Установка компрессорная (поз.3.3)	14461844.00	7526152.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
003**	УПН22 Емкость дренажная	14462223.00	7526520.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
004*	БПО18 Стоянка открытая с воздухоподогревом	14461506.00	7526051.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
004**	КСНГ Установка компрессорная (поз.3.4)	14461896.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
005*	БПО19 Стоянка гусеничной техники	14461506.00	7526155.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
005**	КСНГ Установка компрессорная (поз.3.5)-резервный	14461896.00	7526153.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Нет
006*	БПО20 Площадка для заправки крупногабаритной техники	14461530.00	7526000.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										Ла.экв	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
007*	БПО21 Мойка открытая	14461539.00	7526026.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
007**	КСНГ Установка компрессорная (поз.4.1)	14461765.00	7526171.00	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
008*	БПО21 Пункт топливозаправочный	14461538.00	7525974.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
008**	КСНГ Установка компрессорная (поз.4.2)	14461806.00	7526171.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
009*	ДП1 Корпус главный	14461588.00	7526333.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
009**	КСНГ Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (поз.5)	14461764.00	7526239.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
010*	ДП2 Склад пенообразователя	14461634.00	7526307.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
010**	КСНГ Блочно-комплектная трансформаторная подстанция (поз.5)	14461754.00	7526239.00	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
011*	ПР2 Насосная метанола	14462332.00	7526444.50	0.00	6.28	1.0	50.0	50.0	53.0	52.0	43.0	38.0	38.0	18.0	7.0	47.0	Да
011**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526175.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
012*	ПР8 Насосная нефтепродуктов	14462334.00	7526389.00	0.00	6.28	1.0	55.0	55.0	59.0	57.0	48.0	43.0	43.0	24.0	13.0	52.0	Да
012**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526181.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
013*	ПР42.1 Насоснаяреагентов	14462356.00	7526444.00	0.00	6.28	1.0	83.0	83.0	70.0	59.0	48.0	39.0	29.0	20.0	11.0	60.0	Да
013**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526188.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
014**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)	14461723.00	7526194.00	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Да
015*	НСППД2 Здание БКНС	14461820.00	7525965.50	0.00	6.28	1.0	84.0	84.0	76.0	74.0	68.0	62.0	52.0	38.0	22.0	70.0	Да
015**	КСНГ Насосное оборудование (поз.7)-резервный	14461723.00	7526200.50	0.00	6.28		81.2	81.2	83.8	81.7	78.2	74.4	68.9	63.0	55.9	80.0	Нет
016*	УПН5.1 Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526445.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
016**	КСНГ КНС (поз.10.1)	14461934.00	7526112.50	0.00	6.28		107.0	95.0	87.0	82.0	78.0	75.0	73.0	71.0	69.0	81.9	Да
017*	УПН5.2 Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526435.00	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
018*	НСППД5 Установка дозирования химреагентов	14461931.00	7525989.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
019*	НСППД6 Установка дозирования химреагентов	14461931.00	7525979.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
020*	КСН4 Цех компрессорный	14462016.00	7526163.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
021*	КСН4 Цех компрессорный	14462016.00	7526179.50	0.00	6.28	1.0	89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
022*	КСН АВО газа	14461977.00	7526202.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
023*	КСН АВО газа	14461977.00	7526194.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
024*	КСН АВО газа	14461978.00	7526187.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
025*	КСН АВО масла	14461984.00	7526202.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
026*	КСН АВО масла	14461984.00	7526196.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
027*	КСН АВО масла	14461984.00	7526189.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
030*	УКПГ2.1 АВО газа	14461954.00	7526391.00	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
031*	УКПГ2.1 АВО газа	14461954.00	7526284.50	2.00	12.56	1.0	101.9	101.9	101.0	94.5	89.0	84.7	80.4	75.6	71.3	92.0	Да
032*	УКПГ3.2. Блок-бокс насосной конденсата	14461952.00	7526333.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да
033*	УКПГ3.2. Блок-бокс насосной конденсата	14462054.00	7526237.00	0.00	6.28	1.0	53.0	53.0	56.0	54.0	45.0	40.0	39.0	19.0	6.0	49.0	Да
034*	УКПГ12 Установка факельная УФМГ-1000	14462334.00	7526089.50	35.50	12.56		51.0	51.0	49.0	46.0	43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	50.0	Да
037*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461694.00	7526426.00	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
038*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461692.00	7526416.50	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
039*	КЭ1. Блок энергетический ГТЭС	14461692.00	7526381.00	4.00	12.56		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
040*	КЭ4. Котельная	14461538.00	7526432.00	0.00	6.28	1.0	54.0	54.0	54.0	53.0	47.0	38.0	28.0	17.0	7.0	48.0	Да

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La, экв	В расчете	
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
042*	КОС32. Установка факельная ГФУ-5М	14462409.00	7526035.50	2.00	12.56		81.0	81.0	84.0	84.0	81.0	77.0	74.0	71.0	69.0	83.0	Да
043*	КОС32. Установка факельная ГФУ-5М	14462412.00	7525986.50	2.00	12.56		81.0	81.0	84.0	84.0	81.0	77.0	74.0	71.0	69.0	83.0	Да
048*	ПБО Стоянка открытая спецтехники	14461504.00	7526121.50	0.00	6.28		99.9	99.9	99.0	92.5	87.0	82.7	78.4	73.6	69.3	90.0	Да
051*	БПО Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 34)	14461552.00	7526240.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
052*	БПО Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 34)	14461552.00	7526233.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
053*	ПР Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 22)	14462298.00	7526439.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
054*	ПР Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 22)	14462299.00	7526432.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
055*	УПН5.3. Установка дозирования деэмульгатора	14462146.00	7526426.50	0.00	6.28	1.0	44.0	44.0	42.0	40.0	37.0	24.0	10.0	12.0	6.0	36.0	Да
056*	УПН Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 35)	14462104.00	7526450.50	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
057*	УПН Подстанция трансформаторная комплектная (поз. 35)	14462114.00	7526449.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
058*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.1)	14462100.00	7526159.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
059*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.2)	14462100.00	7526150.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
060*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.3)	14462055.00	7526196.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
061*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.4)	14462056.00	7526185.50	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
062*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.5)	14462058.00	7526159.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
063*	КСН Установка крмпессорная (поз.5.6)	14462057.00	7526148.00	0.00	6.28		89.9	89.9	89.0	82.5	77.0	72.7	68.4	63.6	59.3	80.0	Да
064*	КСН Подстанция трансформаторная комплектная (поз.10)	14462186.00	7526201.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
065*	КСН Подстанция трансформаторная комплектная (поз.10)	14462194.00	7526201.00	0.00	6.28		79.9	79.9	79.0	72.5	67.0	62.7	58.4	53.6	49.3	70.0	Да
067*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.19)	14462040.00	7526428.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
068*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.19)	14462040.00	7526424.50	0.00	6.28		84.9	84.9	84.0	77.5	72.0	67.7	63.4	58.6	54.3	75.0	Да
069*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.39)	14461952.00	7526413.50	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
070*	УКПГ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.39)	14461952.00	7526407.00	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
071*	КЭ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.6)	14461534.00	7526391.50	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
072*	КЭ Подстанция трансформаторная комплектная (поз.6)	14461534.00	7526388.00	0.00	6.28		82.9	82.9	82.0	75.5	70.0	65.7	61.4	56.6	52.3	73.0	Да
074*	УДИС Насосная	14461526.00	7525692.00	0.00	6.28		66.2	66.2	68.8	66.7	63.2	59.4	53.9	48.0	40.9	64.9	Да

\* Существующие источники шума из проекта С33 (2018)

\*\* Источники шума из проектной документации ш. 0485.102.005.П.0007 (2020); ш. 0485.102.005.П.0007 (2020).

N	Объект	Координаты точек (X, Y, Высота подъема)	Ширина (м)	Высота (м)	Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц									La, экв	В расчете	
						Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000			8000
073*	УКПГ Автомобильный проезд	(14462095.5, 7526382, 0), (14462095.5, 7526290, 0)	5.00		6.28	7.5	56.2	62.6	58.2	55.2	52.2	52.2	49.1	43.1	30.6	56.5	Да

\* Существующие источники шума из проекта С33 (2018)

## 1.2. Источники непостоянного шума

N	Объект	Координаты точки			Пространственный угол	Уровни звукового давления (мощности, в случае R = 0), дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц										t	T	La,экв	La,макс	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		Дистанция замера (расчета) R (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000					
004**	УПН1 Площадка входных сепараторов	14462185.00	7526445.00	0.00	12.56		42.0	42.0	42.0	42.0	42.0	44.0	56.0	61.0	60.0	0.	12.	64.7	82.0	Да
012	ДКС Свеча продувочная	14461858.00	7526512.50	5.00	12.56		47.7	47.7	49.1	52.1	55.4	62.0	71.0	67.0	58.2	2.	12.	74.0	80.0	Да
006**	КСНГ Свеча	14461852.00	7526163.00	5.00	12.56		1.0	4.0	9.0	6.0	3.0	3.0	0.0	3.0	3.0	0.	12.	7.0	19.0	Да
028*	УПН27. Установка совмещенная факельная НД и ВД	14462334.00	7526020.50	56.00	12.56		100.0	100.0	98.0	94.0	91.0	88.0	85.0	83.0	80.0	3.	12.	94.0	100.0	Да
035*	УКПГ14 Установка факельная АГГ-1	14462408.00	7526090.50	2.00	12.56		90.0	90.0	96.0	100.0	101.0	101.0	97.0	93.0	90.0	2.	12.	104.0	112.0	Да
036*	УКПГ20.1 Электростанция дизельная	14462040.00	7526403.50	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да
041*	КЭ7.1 Электростанция дизельная	14461584.00	7526389.00	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да
047*	Куст газовых скважин. Установка факельная АГГ-1	14461598.00	7525499.50	2.00	12.56		90.0	90.0	96.0	100.0	101.0	101.0	97.0	93.0	90.0	2.	12.	104.0	112.0	Да
049*	ВПП	14463036.00	7524125.50	0.00	12.56		95.9	95.9	95.0	88.5	83.0	88.7	74.4	69.6	65.3	0.	12.	90.3	100.0	Да
066*	КСН11.1 Электростанция дизельная	14462172.00	7526154.00	0.00	6.28	1.0	78.9	78.9	78.0	71.5	66.0	61.7	57.4	52.6	48.3	0.	12.	69.0	85.0	Да

\* Существующие источники шума из проекта С33 (2018)

\*\* Источники шума из проектной документации ш. 0485.102.005.П.0007 (2020); ш. 0485.102.005.П.0007 (2020).

## 1.3. Препятствия

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Коэффициент звукопоглощения а, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								В расчете			
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000		
001	КЭ Блок энергетический	14461564.00	7526433.75	14461593.50	7526433.75	13.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
002	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461650.00	7526175.91	14461649.50	7526125.09	18.00	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
003	КЭ Блок вспомогательный	14461643.76	7526385.74	14461666.77	7526386.72	11.49	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
004	КЭ Теплый переход	14461595.00	7526430.75	14461604.50	7526430.75	3.50	4.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
005	КЭ Склад масел в таре	14461592.75	7526393.50	14461592.75	7526383.50	5.50	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
006	БПО Склад материалов и оборудования	14461622.00	7526007.00	14461664.50	7526007.00	18.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
007	БПО Здание РСУ	14461658.20	7526078.00	14461659.80	7526061.50	10.45	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
008	БПО Блок обогрева вахтенного персонала (поз.23.5)	14461593.00	7526264.50	14461643.00	7526264.50	17.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
009	УКПГ Цех ЗПА	14462030.20	7526373.66	14462066.60	7526372.49	12.33	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
010	УКПГ Цех подготовки газа и газового конденсата №1	14461998.25	7526335.50	14461998.25	7526278.50	16.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
011	УКПГ Цех подготовки газа и газового конденсата №2	14461998.25	7526417.50	14461998.25	7526360.50	16.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
012	УКПГ Операторная (поз.9)	14461995.24	7526264.24	14461995.76	7526252.76	10.49	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

013	УКПГ Станция насосная противопожарного водоснабжения	14461956.25	7526252.00	14461956.25	7526242.50	8.50	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
014	УПН Цех подготовки нефти	14462124.75	7526387.00	14462124.75	7526342.00	17.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
015	УПН Цех подготовки нефти	14462124.75	7526320.50	14462124.75	7526275.50	17.50	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
018	КСН Склад масел в таре	14461946.50	7526194.00	14461946.50	7526172.50	11.00	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
019	ПР Операторная	14462297.50	7526422.00	14462297.50	7526412.50	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
020	УДИС Здание	14461609.37	7525714.49	14461610.63	7525698.01	12.77	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

N	Объект	Координаты центра (м)		Радиусы (м)		Углы (град)		Дискретность (гчк/360 град)	Высота (м)	Высота подъема (м)	Коэффициент звукопоглощения $\alpha$ , в октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								В расчете			
		X	Y	Rx	Ry	Начальный	Конечный				31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000		
016	УКПГ Резервуар запаса воды	14462043.00	14462043.00	7.00	7.50	0.00	360.00	60	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да
017	УКПГ Резервуар запаса воды	14462066.00	14462066.00	7.00	7.50	0.00	360.00	60	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Да

## 2. Условия расчета

### 2.1. Расчетные точки

N	Объект	Координаты точки			Тип точки	В расчете
		X (м)	Y (м)	Высота подъема (м)		
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	14461919.00	7526717.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	14462462.00	7526243.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	14462013.00	7525907.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	14461484.00	7526223.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
005	СЗ3-С	14462278.00	7527751.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
006	СЗ3-СВ	14462978.00	7527581.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
007	СЗ3-В	14463468.00	7526465.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
008	СЗ3-ЮВ	14463400.00	7525455.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
009	СЗ3-Ю	14461782.00	7524615.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
010	СЗ3-ЮЗ	14460514.00	7525187.00	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
011	СЗ3-З	14460333.00	7526381.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
012	СЗ3-СЗ	14460415.00	7527082.50	1.50	Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны	Да
013	ВЖК	14462690.00	7523200.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
014	ВС	14463834.00	7524465.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
016	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461666.00	7526178.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
017	БПО Блок обогрева вахтенного персонала (поз.23.5)	14461649.00	7526277.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
018	УКПГ Операторная (поз.9)	14461987.00	7526266.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
019	ПР Операторная	14462302.00	7526421.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
020	Площадка ДКС	14461858.50	7526291.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да
021	Временный городок строителей	14462695.00	7528331.50	1.50	Расчетная точка пользователя	Нет
022	БПО Главный корпус	14461612.00	7526346.00	1.50	Расчетная точка пользователя	Да



## 2.2. Расчетные площадки

N	Объект	Координаты точки 1		Координаты точки 2		Ширина (м)	Высота подъема (м)	Шаг сетки (м)		В расчете
		X (м)	Y (м)	X (м)	Y (м)			X	Y	
001	Расчетная площадка	14458100.00	7525950.00	14465600.00	7525950.00	7000.00	1.50	500.00	500.00	Да

### Вариант расчета: "Эксплуатация"

## 3. Результаты расчета (расчетный параметр "Звуковое давление")

### 3.1. Результаты в расчетных точках

Точки типа: Расчетная точка пользователя

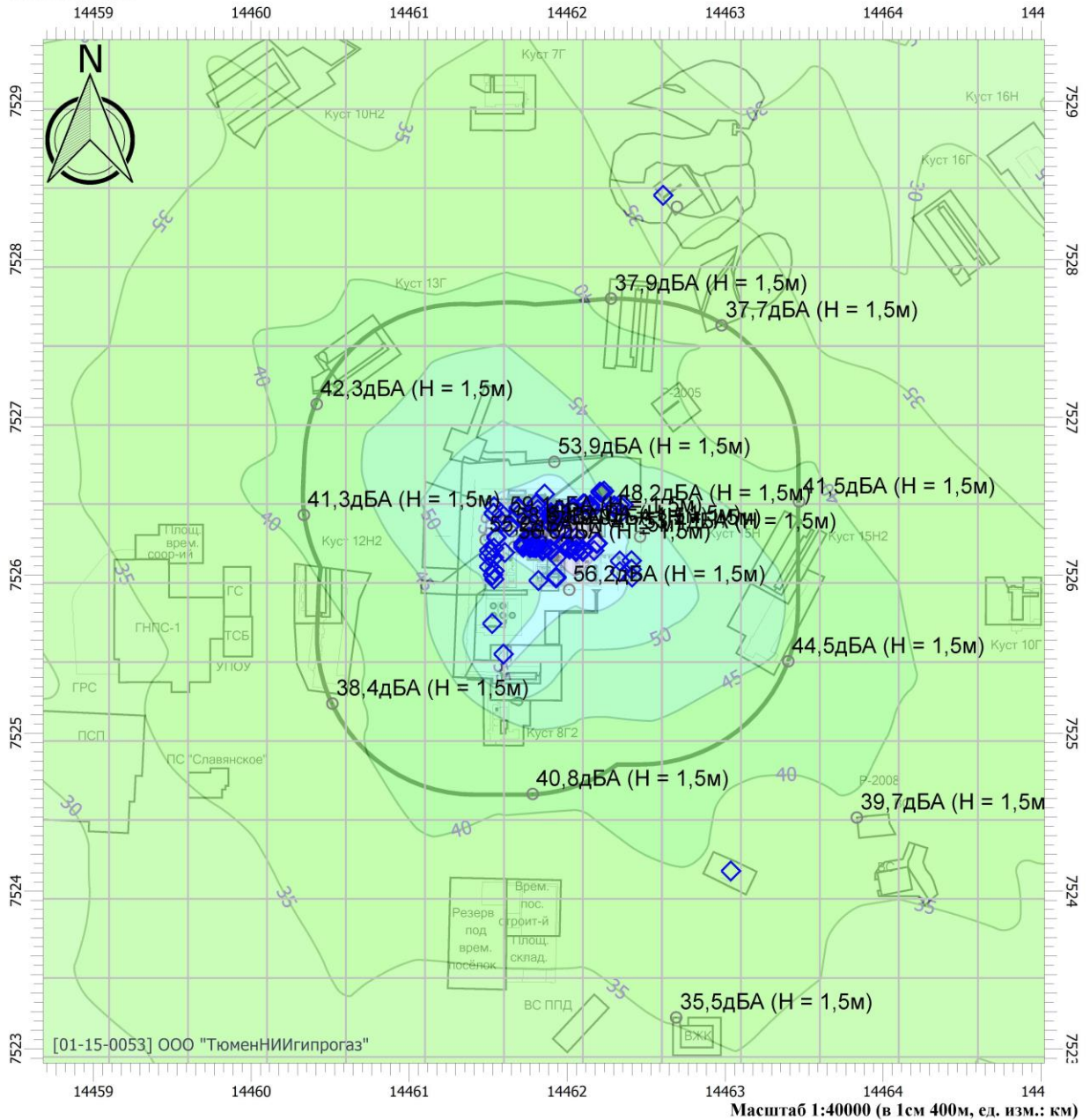
Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	La.эqv	La.макс
N	Название	X (м)	Y (м)												
017	БПО Блок обогрева вахтенного персонала (поз.23.5)	14461649.00	7526277.00	1.50	69.1	68.9	67.9	61.4	55.8	51.2	45.1	34.5	20.4	58.60	59.60
016	БПО Блок служебно-эксплуатационный (поз.1)	14461666.00	7526178.50	1.50	67.5	67	65.9	59.4	53.8	49.3	43.2	33.1	17.5	56.60	57.20
020	Площадка ДКС	14461858.50	7526291.00	1.50	73.8	73.7	72.7	66.1	60.6	56.2	51	42.9	27.9	63.50	63.80
022	БПО Главный корпус	14461612.00	7526346.00	1.50	69.8	69.7	68.7	62	56.3	51.5	45.2	34.3	23.8	59.10	61.20
013	ВЖК	14462690.00	7523200.00	1.50	50.3	49.4	47.6	39.2	31	21.4	0	0	0	35.50	39.90
014	ВС	14463834.00	7524465.50	1.50	53.6	53.3	51.6	43.4	35.7	26.8	0	0	0	39.70	42.80
021	Временный городок строителей	14462695.00	7528331.50	1.50	48.1	47	44.7	36.4	29	21.2	0	0	0	33.00	39.10
002	Граница промышленной площадки (контур объекта)-В	14462462.00	7526243.50	1.50	64	63.7	62.6	55.9	50.5	46.4	40	29.5	11.9	53.40	61.50
004	Граница промышленной площадки (контур объекта)-З	14461484.00	7526223.00	1.50	66.1	65.9	64.8	58.1	52.3	47.5	40.8	29.7	15.3	55.20	57.00
001	Граница промышленной площадки (контур объекта)-С	14461919.00	7526717.00	1.50	64.8	64.7	63.6	56.9	51.1	46.3	39.2	24.2	0	53.90	56.00
003	Граница промышленной площадки (контур объекта)-Ю	14462013.00	7525907.50	1.50	68	66.8	65.7	59.1	53.4	48.6	42.3	30.4	0	56.20	58.70
019	ПР Операторная	14462302.00	7526421.00	1.50	60	59.3	55.5	49.5	45.4	42.7	37.2	29.3	22.6	48.20	59.60
018	УКПГ Операторная (поз.9)	14461987.00	7526266.50	1.50	80	79.9	79	72.4	66.9	62.5	57.9	51.5	42.1	69.90	69.90

Точки типа: Расчетная точка на границе санитарно-защитной зоны

Расчетная точка		Координаты точки		Высота (м)	31.5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	La.эqv	La.макс
N	Название	X (м)	Y (м)												
007	СЗЗ-В	14463468.00	7526465.50	1.50	54.5	53.7	52.3	44.9	38.4	32.1	18.6	0	0	41.50	47.70
011	СЗЗ-З	14460333.00	7526381.50	1.50	54.1	53.9	52.4	44.9	38	31.1	15.5	0	0	41.30	44.80
005	СЗЗ-С	14462278.00	7527751.00	1.50	51.9	51	49	41.2	34.5	28.1	12.6	0	0	37.90	43.10
006	СЗЗ-СВ	14462978.00	7527581.00	1.50	51	50.5	48.7	41.1	34.4	27.7	12.2	0	0	37.70	42.60
012	СЗЗ-СЗ	14460415.00	7527082.50	1.50	55.5	55.2	53.6	45.9	38.8	31.4	14.4	0	0	42.30	43.90
009	СЗЗ-Ю	14461782.00	7524615.00	1.50	53.4	53	51.5	44.2	37.8	31.9	18.8	0	0	40.80	49.00
008	СЗЗ-ЮВ	14463400.00	7525455.00	1.50	57.3	57.1	55.6	48.1	41.2	34.4	20	0	0	44.50	47.50
010	СЗЗ-ЮЗ	14460514.00	7525187.00	1.50	52	51.3	49.5	41.8	35.1	28.7	14	0	0	38.40	46.20

### Отчет

**Вариант расчета:** Эксплуатация  
**Тип расчета:** Уровни шума  
**Код расчета:** La (Уровень звука)  
**Параметр:** Уровень звука  
**Высота 1,5м**

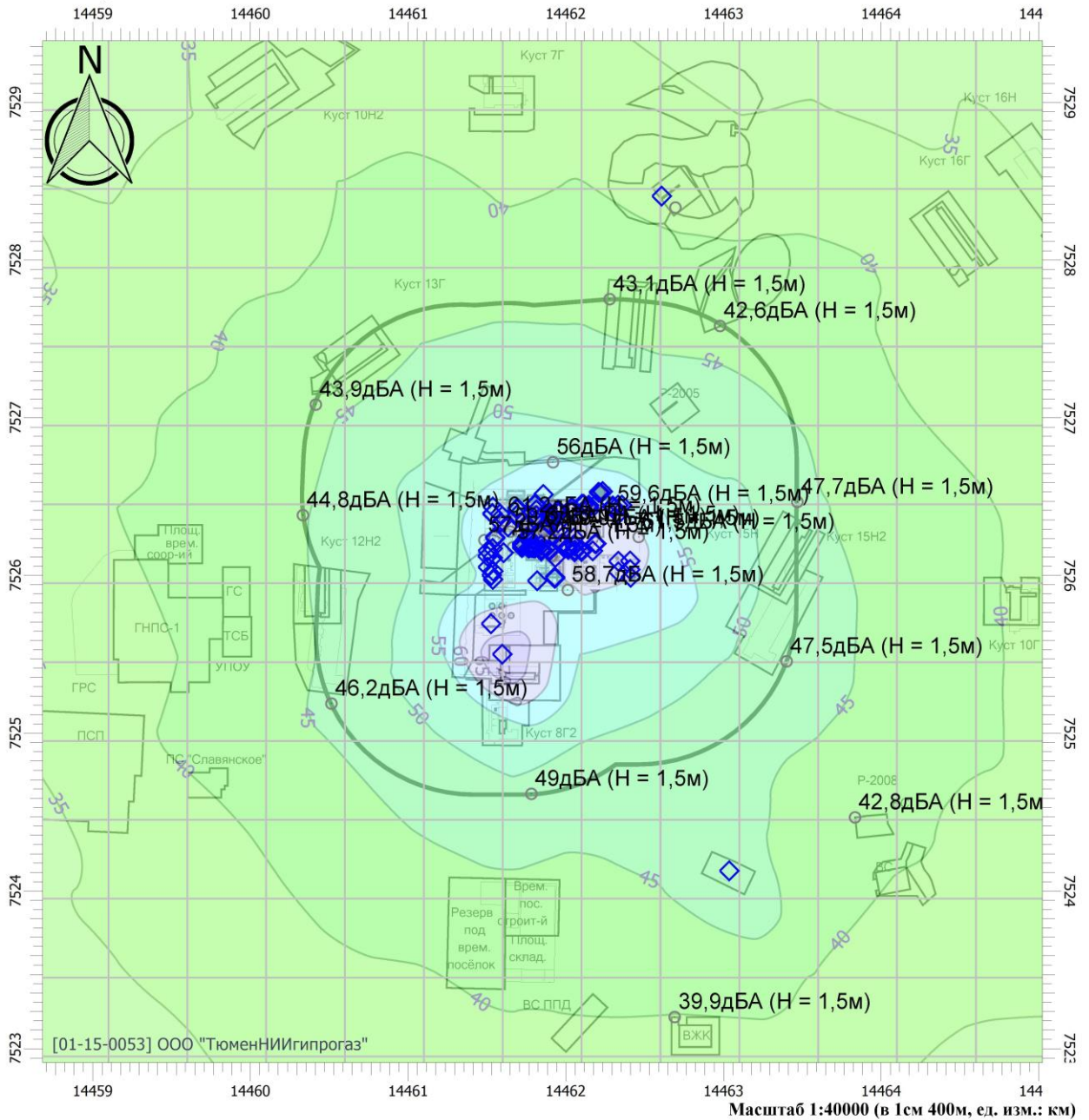


#### Цветовая схема

0 и ниже дБА	(5 - 10] дБА	(10 - 15] дБА	(15 - 20] дБА
(20 - 25] дБА	(25 - 30] дБА	(30 - 35] дБА	(35 - 40] дБА
(40 - 45] дБА	(45 - 50] дБА	(50 - 55] дБА	(55 - 60] дБА
(60 - 65] дБА	(65 - 70] дБА	(70 - 75] дБА	(75 - 80] дБА
(80 - 85] дБА	(85 - 90] дБА	(90 - 95] дБА	(95 - 100] дБА
(100 - 105] дБА	(105 - 110] дБА	(110 - 115] дБА	(115 - 120] дБА
(120 - 125] дБА	(125 - 130] дБА	(130 - 135] дБА	выше 135 дБА

### Отчет

**Вариант расчета:** Эксплуатация  
**Тип расчета:** Уровни шума  
**Код расчета:** La,тах (Максимальный уровень звука)  
**Параметр:** Максимальный уровень звука  
**Высота 1,5м**



#### Цветовая схема

0 и ниже дБА	(5 - 10] дБА	(10 - 15] дБА	(15 - 20] дБА
(20 - 25] дБА	(25 - 30] дБА	(30 - 35] дБА	(35 - 40] дБА
(40 - 45] дБА	(45 - 50] дБА	(50 - 55] дБА	(55 - 60] дБА
(60 - 65] дБА	(65 - 70] дБА	(70 - 75] дБА	(75 - 80] дБА
(80 - 85] дБА	(85 - 90] дБА	(90 - 95] дБА	(95 - 100] дБА
(100 - 105] дБА	(105 - 110] дБА	(110 - 115] дБА	(115 - 120] дБА
(120 - 125] дБА	(125 - 130] дБА	(130 - 135] дБА	выше 135 дБА

## Приложение D

### Сведения об объекте размещения отходов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ  
ЕДИНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ РЕЕСТР ПРАВ НА НЕДВИЖИМОЕ ИМУЩЕСТВО И СДЕЛОК С НИМ

# СВИДЕТЕЛЬСТВО

## О ГОСУДАРСТВЕННОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПРАВА

Управление Федеральной службы  
государственной регистрации, кадастра и картографии  
по Ямало-Ненецкому автономному округу

**Дата выдачи:** "01" июня 2011 года

**Документы-основания:** • Разрешение на ввод объекта в эксплуатацию от 15.04.2011 №СЛХ-3001071 УВС/Э, выдавший орган: Управление по недропользованию по Ямало-Ненецкому автономному округу

**Субъект (субъекты) права:** Общество с ограниченной ответственностью "Лукойл - Западная Сибирь", ИНН: 8608048498, ОГРН: 1028601441978, дата гос. регистрации: 30.01.1997, наименование регистрирующего органа: Администрация города Когалым, КПП: 860801001; адрес (место нахождения) постоянно действующего исполнительного органа: Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20

**Вид права:** Собственность

**Объект права:** Сооружение: Обустройство Пякяхинского месторождения с выделением участка ОПЭ нефтяных залежей. 3 пусковой комплекс. Полигон твердых бытовых отходов, назначение: производственное, объем - 280095,0 куб.м., инв.№ 07100383, лит. 1Б,2Б,3Б,4А,5А,6В, адрес объекта: Ямало-Ненецкий автономный округ, Тазовский район, Пякяхинское месторождение

**Кадастровый (или условный) номер:** 89-89-01/015/2011-088

**Существующие ограничения (обременения) права:** не зарегистрировано  
о чем в Едином государственном реестре прав на недвижимое имущество и сделок с ним "01" июня 2011 года сделана запись регистрации № 89-89-01/015/2011-088

**Регистратор**

89 11 098416

Бубеникина О. С.



(подпись)

89

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

Приложение  
к Правилам инвентаризации объектов  
размещения отходов, утвержденным  
Приказом Минприроды России  
от 25.02.2010 № 49

Экс. № \_\_\_\_\_

**ХАРАКТЕРИСТИКА**  
**объекта размещения отходов (ОРО)**  
**Полигон твердых бытовых и промышленных отходов Пякяхинского месторождения**  
**по результатам**  
**инвентаризации, проведенной в 2017 году**  
(наименование объекта размещения отходов)

№ п/п	Наименование строки	Содержание строки (код для машинной обработки)		
1	Учетный № ОРО	НГКП ПТБО		
2	Назначение ОРО	"захоронение отходов"		
3	Вид ОРО	01, 02		
4	Место нахождения ОРО	71163000000	89	пгт. Тазовский
5	Правоустанавливающий документ на земельный участок, на котором расположен ОРО	договор аренды земельных участков	01.04.2008	10-08/08С1850
6	Проектная документация на строительство ОРО	Обустройство Пякяхинского месторождения с выделением участка ОПЗ нефтяных залежей	30.06.2008	1512
7	Заключение государственной экологической экспертизы на проектную документацию на строительство ОРО	Приказ управления Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзора) по Ямало - Ненецкому автономному округу	26.02.2016	94-П
8	Ввод в эксплуатацию ОРО	13.04.2011		
9	Вместимость ОРО, м <sup>3</sup> (т)	103809 м <sup>3</sup>		
10	Размещено всего, м <sup>3</sup> (т)	0 м <sup>3</sup>		
11	Основные виды отходов, размещаемые на ОРО	7 47 211 01 40 4 - Твердые остатки от сжигания нефтесодержащих отходов; 7 33 100 01 72 4 - Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный); 7 36 100 01 30 5 - Пищевые отходы кухонь и организаций общественного питания несортированные; 7 33 390 01 71 4 - Смет с территории предприятий малоопасный; 7 31 110 01 72 4 - Отходы из жилищ несортированные (исключая крупногабаритные); 9 19 100 02 20 4 - Шлак сварочный потребительские свойства; 8 26 210 01 51 4 - Отходы рубероида; 7 10 110 01 71 5 - Мусор с защитных решеток при водозаборе; 4 04 140 00 51 5 - Тара деревянная, утратившая потребительские свойства, незагрязненная; 4 56 100 01 51 5 - Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов;		

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

		<p>4 05 183 01 60 5 - Отходы упаковочного картона незагрязненные;  8 90 000 01 72 4 - Отходы (мусор) от строительных и ремонтных работ;  8 22 101 01 21 5 - Отходы цемента в кусковой форме;  8 23 201 01 21 5 - Лом черепицы, керамики незагрязненный;  8 23 101 01 21 5 - Лом строительного кирпича незагрязненный;  7 51 101 00 20 5 - Лом изделий из стекла;  4 82 302 01 52 5 - Отходы изолированных проводов и кабелей;  3 05 220 04 21 5 - Обрезь натуральной чистой древесины;  4 34 141 01 20 5 - Отходы пенопласта на основе полистирола незагрязненные;  4 34 110 02 29 5- Отходы пленки полиэтилена и изделий из нее незагрязненные;  4 34 120 02 29 5-Отходы пленки полипропилена и изделий из нее незагрязненные;  4 34 110 03 51 5-Лом и отходы изделий из полиэтилена незагрязненные;  3 61 221 02 424 - Пыль (порошок) абразивные от шлифования черных металлов с содержанием металла менее 50%;  4 68 112 02 51 4 - Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5 %);  9 19 202 02 604 - Сальниковая набивка асбесто-графитовая промасленная (содержание масел менее 15%);  8 92 110 02 604 - Обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами ( в количестве менее 5 %);  9 21 301 01 52 4 - Фильтры воздушные автотранспортных средств отработанные;  7 22 200 01 39 4 - Ил избыточный биологических очистных сооружений хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод;  7 33 210 01 72 4 - Мусор и смет производственных помещений малоопасный;  9 19 204 02 60 4 - Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15 %);  7 33 390 02 71 5 - Смет с территории предприятия практически неопасный;  4 05 122 02 60 5 - Отходы бумаги и картона от канцелярской деятельности и делопроизводства;  9 19 100 01 20 5 - Остатки и огарки стальных сварочных электродов;  4 55 700 00 71 4-Отходы резиноасбестовых изделий незагрязненные;  7 10 110 01 71 5 – Мусор с защитных решеток при водозаборе;  4 61 010 01 20 5 – лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные;  9 19 201 02 39 4-Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%);  3 03 111 09 23 5-Обрезки и обрывки смешанных тканей;  3 41 400 01 20 5-Отходы стекловолокна.</p>		
12	Площадь ОРО, м <sup>2</sup>	140787		
13	Системы защиты окружающей среды на ОРО	01, 04, 06, 07, 08		
14	Виды мониторинга окружающей среды на ОРО	01, 03, 04		
15	Негативное воздействие ОРО на окружающую среду	"отсутствует"		
16	Сведения о юридическом лице (индивидуальном)	Наименование юридического лица)	Юридический или почтовый адрес,	Дата выдачи, номер лицензии на

Подготовлено с использованием системы КонсультантПлюс

	предпринимателе), эксплуатирующем ОРО	фамилия, имя, отчество индивидуального предпринимателя)  ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь"	телефон, факс, электронная почта Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» ( ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь») Юридический адрес: 628486, Российская Федерация, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ-Югра, г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20. <a href="mailto:lws@ws.lukoil.com">lws@ws.lukoil.com</a> <a href="mailto:ws@lukoil.com">ws@lukoil.com</a>	деятельность по сбору, использованию, обезвреживанию, транспортировке, размещению отходов I-IV класса опасности и наименование органа выдавшего её 066 № 00223 от 30.12.2015 г. выдана Департаментом Росприроднадзора по УРФО
--	--	--	--	---

И.о. генерального директора  
ТПП «ТПН Ямалнефтегаз»  
ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь»




С. П. Кузнецов

## Приложение F

### Документ об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение

#### ДОКУМЕНТ об утверждении нормативов образования отходов и лимитов на их размещение

Общество с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» (ТНП «Ямалнефтегаз»)

ФККО индивидуального предпринимателя или наименование юридического лица (наименование филиала или другого территориального обособленного подразделения)

ИНН 8608048498; ОКАТО 71163000000, 71160000000

Фактический адрес: РФ, Тюменская область, ЯНАО, Тазовский район, нефтегазоконденсатный промысел Пякхинского месторождения, Находкинский газовый промысел, Южно-Мессояхское газоконденсатное месторождение, Хальмерпаутинокское газоконденсатное месторождение, Варейский лицензионный участок, Салекантский лицензионный участок; ЯНАО, Пуровский район, Салекантский лицензионный участок.

№ п/п	Наименование вида отхода	Код по ФККО	Норматив образования отходов в среднем за год, тонн в год	Лимиты ежегодного размещения отходов											Лимиты ежегодного размещения отходов				
				Отходы, предлагаемые на размещение другим индивидуальным предпринимателем или юридическим лицом, тонн в год											Отходы, размещаемые на эксплуатируемых (собственных) объектах размещения отходов, т/год				
				Наименование объекта размещения отходов	Или: пром. или гор. или, эксплуатируемое объектом размещения	№ объекта размещения отходов в ГРОРО	Лимиты на размещение отходов, тонн	Наименование объекта размещения отходов	№ объекта размещения отходов в ГРОРО	Всего	Лимиты на размещение отходов, тонн								
											В том числе по годам								
5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<b>Отходы I класса опасности</b>																			
1	Отходы термометров ртутных	4 71 920 00 52 1	0,002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого I класса опасности</b>				0,002	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Отходы II класса опасности</b>																			
<b>Итого II класса опасности</b>				0,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Отходы III класса опасности</b>																			
2	Отходы минеральных масел моторных	4 06 110 01 31 3	0,067	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	Отходы минеральных масел промышленных	4 06 130 01 31 3	6,409	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4	Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	4 06 140 01 31 3	46,204	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	Отходы минеральных масел компрессорных	4 06 166 01 31 3	32,181	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6	Отходы минеральных масел турбинных	4 06 170 01 31 3	98,742	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
7	Отходы синтетических и полусинтетических масел промышленных	4 13 200 01 31 3	0,009	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8	Отходы синтетических масел компрессорных	4 13 400 01 31 3	36,44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	6233,642	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	13,375	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 204 01 60 3	26,563	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
12	Отходы смесей нефтепродуктов при технических испытаниях и измерениях	9 42 501 01 31 3	10,278	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого III класса опасности</b>				6988,910	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-



По видам опасности																		
13	Растворы буровые при бурении нефтяных скважин отработанные малоопасные	2 91 110 01 39 4	2019 г. – 193290,120 2020 г. – 84978,630, 2021 г. – 23989,360, 2022 г. – 240973,390, 2023 г. – 229554,050	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	Растворы буровые при бурении газовых и газоконденсатных скважин отработанные, малоопасные	2 91 110 11 39 4	2019 г. – 82957,050; 2020 г. – 20670,540; 2021 г. – 2538,140, 2022 г. – 126496,040, 2023 г. – 157933,380	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
15	Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные	2 91 120 01 39 4	2019 г. – 78110,560; 2020 г. – 34653,080, 2021 г. – 9367,820, 2022 г. – 106757,140, 2023 г. – 96901,020	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 10Н Пыжвинского месторождения	89-00115-3-00694-280815	20781,040	17323,020	9458,020	-	-	-							
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 15Н2 Пыжвинского месторождения	89-00130-3-00168-070416	26846,160	15990,480	9327,780	1527,900	-	-							
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 2Н Пыжвинского месторождения	89-00148-3-00421-270716	5386,700	3386,700	-	-	-								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 7Н Пыжвинского месторождения	89-00131-3-00168-070416	6464,040	6464,040	-	-	-								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 16Н Пыжвинского месторождения	89-00129-3-00168-070416	19088,100	14657,940	5330,160	-	-								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 12Н Пыжвинского месторождения	89-00112-3-00694-280815	9384,320	-	4564,560	4810,760	-								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 13Н Пыжвинского месторождения	89-00126-3-00168-070416	13390,520	11992,860	1397,660	-	-								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 9Н Пыжвинского месторождения	89-00113-3-00694-280815	14657,940	1332,540	-	-	13325,400								
				Шламовый амбар на кустовой площадке № 17Н Пыжвинского месторождения	89-00127-3-00168-070416	23783,420	-	-	-	23783,420								
Шламовый амбар на кустовой площадке № 18Н Пыжвинского месторождения	89-00125-3-00168-070416	28511,240	-	-	-	28511,240												

				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 15Н Павловского месторождения	89-00111-3-00694-280815	36108,820	-	-	-	-	36108,820
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 19Н Павловского месторождения	89-00128-3-00168-070416	24181,080	-	-	-	-	24181,080
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 1Г Павловского месторождения	89-00156-3-00168-070416	4163,280	4163,280	-	-	-	-
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 20Г Павловского месторождения	89-00149-3-00421-270716	2645,280	2645,280	-	-	-	-
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 5Г Павловского месторождения	89-00160-3-00371-270717	31873,600	3967,920	2775,520	-	13226,400	11903,760
16	Шламы буровые при бурении, связанные с добычей природного газа и газового конденсата, малоподвижные	2 91 120 11 39 4	2019 г. – 37413,420, 2020 г. – 9082,480, 2021 г. – 1016,400, 2022 г. – 59138,640, 2023 г. – 74158,920	-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 15Г Павловского месторождения	89-00139-3-00168-070416	5290,560	-	5290,560	-	-	-
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 17Г Павловского месторождения	89-00151-3-00421-270716	5290,560	5290,560	-	-	-	-
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 18Г Павловского месторождения	89-00150-3-00421-270716	2645,280	2645,280	-	-	-	-
				-	-	-	-	-	-	-	-	Шламовый амбар на кустовой площадке № 14Г Павловского месторождения	89-00138-3-00168-070416	2645,280	2645,280	-	-	-	-
17	Тара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%)	4 68 112 02 51 4	1,221	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	Отходы из ящиков несортированные (исключения крупногабаритные)	7 31 110 01 72 4	348,300	-	-	-	-	-	-	-	-	Полигон твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Павловского месторождения	89-00141-3-00321-080616	1282,500	256,500	256,500	256,500	256,500	256,500
				-	-	-	-	-	-	-	-	Полигон твердых бытовых и промышленных отходов Находкинского месторождения	89-00118-3-00694-280815	459,000	91,800	91,800	91,800	91,800	91,800

19	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупнообъемный)	7 33 100 01 72 4	52,180	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Пахвинского месторождения	89-00141-3-00321-080616	191,750	38,350	38,350	38,350	38,350	38,350
				-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых и промышленных отходов Находкинского месторождения	89-00118-3-00694-280815	69,150	13,830	13,830	13,830	13,830	13,830		
20	Твёрдые остатки от сжигания нефтесодержащих отходов	7 47 211 01 40 4	20453,973	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Пахвинского месторождения	89-00141-3-00321-080616	102266,605	20453,321	20453,321	20453,321	20453,321	20453,321
				-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых и промышленных отходов Находкинского месторождения	89-00118-3-00694-280815	3,260	0,652	0,652	0,652	0,652	0,652		
21	Обработанный материал, загрязнённый лакокрасочными материалами (в количестве менее 5%)	8 92 110 02 60 4	4,863	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22	Шлак сварочный	9 19 100 02 20 4	0,538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Пахвинского месторождения	89-00141-3-00321-080616	1,405	0,281	0,281	0,281	0,281	0,281
				-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых и промышленных отходов Находкинского месторождения	89-00118-3-00694-280815	1,285	0,257	0,257	0,257	0,257	0,257		
23	Песок, загрязнённый нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 201 02 39 4	52,694	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
24	Силикатная пыль асбесто-графитовая (содержание масла менее 15%)	9 19 202 02 60 4	1,232	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25	Обработанный материал, загрязнённый нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 204 02 60 4	33,889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого IV класса опасности</b>			2019 г. - 411726,04; 2020 г. - 170333,620; 2021 г. - 57831,010; 2022 г. - 548314,300; 2023 г. - 579698,460;	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	394312,175	115360,171	80999,251	27202,651	99701,451	93048,651

		Класс опасности																						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20			
26	Обрезки и обрывки смешанных тканей	3 03 111 09 23 5	13,074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00141-3-00321-080616	48,145	9,629	9,629	9,629	9,629	9,629	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00118-3-00694-280815	17,225	3,445	3,445	3,445	3,445
27	Отходы стекловолокна	3 41 400 01 20 5	14,400	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00141-3-00321-080616	46,000	9,200	9,200	9,200	9,200	9,200	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00118-3-00694-280815	28,000	3,200	3,200	3,200	3,200
28	Тара деревянная, утратившая потребительские свойства, незагрязненная	4 04 140 00 51 5	7,750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00141-3-00321-080616	24,250	4,850	4,850	4,850	4,850	4,850	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00118-3-00694-280815	14,500	2,900	2,900	2,900	2,900
29	Отходы бумаги и картона от канцелярской деятельности и делопроизводства	4 05 122 02 60 5	3,847	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30	Отходы упаковочного картона незагрязненного	4 05 183 01 60 5	2,561	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
31	Отходы полиэтиленовой тары незагрязненной	4 34 110 04 51 5	2,408	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32	Абразивные круги отработанные, лом отработанных абразивных кругов	4 56 100 01 51 5	0,377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00141-3-00321-080616	1,180	0,236	0,236	0,236	0,236	0,236	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89-00118-3-00694-280815	0,705	0,141	0,141	0,141	0,141
33	Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные	4 61 010 01 20 5	1539,518	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

34	Смет с территории предприятий практически безопасной	7 33 390 02 71 5	119,261	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения	89-00141-3-00321-080616	379,085	75,811	75,811	75,811	75,811	75,811	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых и промышленных отходов Нефтянского месторождения	89-00118-3-00694-280815	217,250	43,450	43,450	43,450
35	Остатки и отходы стальных сварочных электродов	9 19 100 01 20 5	0,576	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых отходов нефтегазоконденсатного промысла Паклинского месторождения	89-00141-3-00321-080616	1,500	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300	
				-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Полigon твердых бытовых и промышленных отходов Нефтянского месторождения	89-00118-3-00694-280815	1,300	0,276	0,276	0,276
Итого V класса опасности			1703,772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	777,190	155,438	155,438	155,438	155,438	155,438	
ИТОГО			2019 г. - 439325,714; 2020 г. - 178543,304; 2021 г. - 66040,694; 2022 г. - 556523,984; 2023 г. - 587308,144;	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	395089,368	115515,609	59154,689	27358,089	99856,889	93204,089

Утвержден на основании Приказа Управления Росприроднадзора по ЯНАО от 27.03.2019 № 92  
наименование акта: наименование территориального органа Росприроднадзора

Установлен срок действия с 27.03.2019 по 31.12.2023

Уполномоченное должностное лицо  
территориального органа Росприроднадзора

Степанов Вадим Михайлович



**Приложение G**  
**Лицензии предприятий на деятельность по обращению с отходами**  
**Лицензия ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**



(оборотная сторона)

**Место нахождения: 628486, Тюменская область, ХМАО - Югра,  
г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20**  
(далее - место нахождения юридического лица)

**Места осуществления лицензируемого вида деятельности  
[в соответствии с приложением к настоящей лицензии]**

Настоящая лицензия предоставлена на \_\_\_\_\_  
срок бессрочно

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения  
лицензирующего органа – приказа от 12 октября 2017 г. № 1762

Настоящая лицензия имеет приложение, являющееся её  
неотъемлемой частью на 13 листах

**Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору  
в сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу**  
(должность, наименование лица)

  
(подпись)

**Б.Е. Леонтьев**  
(Ф.И.О.  
уполномоченного  
лица)

М.П.

Лист 1 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования

**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

**Перечень отходов I-IV классов опасности и виды работ в составе  
деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации,  
обезвреживанию, размещению отходов I-IV классов опасности  
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
1.	Отходы минеральных масел моторных	4 06 110 01 31 3	3	сбор, утилизация, обезвреживание, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 27 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН
2.	Отходы минеральных масел промышленных	4 06 130 01 31 3	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> , 25.1 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> , 25.1 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>
3.	Отходы минеральных масел компрессорных	4 06 166 01 31 3	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>
4.	Отходы минеральных масел трансмиссионных	4 06 150 01 31 3	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

(подпись)

**Б.Е. Леонтьев**  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П.

0014638

Приложение является неотъемлемой частью лицензии



Лист 2 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования

**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п / п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
5.	Отходы минеральных масел трансформаторных, не содержащих галогены	4 06 140 01 31 3	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>
6.	Отходы минеральных масел турбинных	4 06 170 01 31 2	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>
7.	Отходы минеральных масел гидравлических, не содержащих галогены	4 06 120 01 31 3	3	сбор, утилизация, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup>
8.	Отходы синтетических и полусинтетических масел моторных	4 13 100 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ;
9.	Отходы синтетических и полусинтетических масел промышленных	4 13 200 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангелас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> , 25.1 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ;

**Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу**

(должность уполномоченного лица)



**Б.Е. Леонидов**  
(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)

**М.П.** **0014639**

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 3 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
10.	Отходы синтетических масел компрессорных	4 13 400 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup> ;
11.	Смолочно-отлаживочные масла, отработанные при металлообработке	3 61 211 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН
12.	Отходы смесей нефтепродуктов при технических испытаниях и измерениях	9 42 501 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН, 26 <sup>а</sup>
13.	Смеси нефтепродуктов прочие, извлекаемые из очистных сооружений нефтесодержащих вод, содержащие нефтепродукты более 70%	4 06 350 11 32 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН
14.	Нефтяные промышленные жиры, утратившие потребительские свойства, не загрязненные веществами 1 - 2 классов опасности	4 06 310 01 31 3	3	сбор, утилизация	сбор, утилизация – 19 <sup>а</sup> - г. Лангепас ЦППН, 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. – ЦППН
15.	Всплывшие нефтепродукты из нефтелушек и аналогичных сооружений	4 06 350 01 31 3	3	сбор, утилизация, обезвреживание, размещение	сбор – 24 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 24 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание, размещение – 14 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup>
16.	Сальниковая набивка асбестогрифитовая промышленная (содержание масла 15% и более)	9 19 202 01 60 3	3	обезвреживание	4 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Восточно-Первальский л.у.

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

  
(подпись)

М.П.

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)

0014640

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 4 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п / п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
17.	Фильтры очистки масла автотранспортных средств отработанные	9 21 202 01 52 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор - 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание - 1 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> - г. Урай ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение - 1 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> - полигон ПТБО Находкинского л.у.
18.	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 204 01 60 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор - 9 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание - 1 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Восточно-Перевальский л.у., 21 <sup>а</sup> - г. Урай ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение - 15 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> - полигон ПТБО Находкинского л.у.
19.	Грунт, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 31 100 01 39 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор - 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; обезвреживание, размещение - 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вынгитойский л.у., Курраганский л.у.; обезвреживание - 27 <sup>а</sup> ;
20.	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов 15% и более)	9 19 201 01 39 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор - 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> - ПТБО Находкинского л.у.; обезвреживание - 9 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вынгитойский л.у., 7 <sup>а</sup> - Северо-Губинский л.у., Южно-Тарасовский л.у.; размещение - 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вынгитойский л.у.

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

  
(подпись)

М.П.

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)

0014641

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 5 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
066 № 00223 от 12 октября 2017 г.

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
21.	Шлам очистки емкостей и трубопроводов от нефти и нефтепродуктов	9 11 200 02 39 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 9 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> – Северо-Губинский л.у., Южно – Тарисовский л.у., 20 <sup>а</sup> – Вынгитовский л.у., 27 <sup>а</sup> ; размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> – Северо-Губинский л.у., 20 <sup>а</sup> – Вынгитовский л.у.
22.	Асфальто-смоло- и битумные отложения при зачистке нефтепромыслового оборудования	2 91 220 01 29 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> ; обезвреживание, размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup>
23.	Осадки механической очистки нефтепродуктов, содержащих нефтепродукты в количестве 15% и более	7 23 102 01 39 3	3	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> ; обезвреживание, размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> – Вынгитовский л.у.
24.	Лом и отходы медных изделий без покрытий незагрязненные	4 62 110 01 51 3	3	размещение	9 <sup>а</sup> – полигон ПТБО Находкинского л.у.

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)



(подпись)

Б.Е. Леонтьев

(Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П.

0014642

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 6 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п / п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды обращения с отходами	Места осуществления лицензируемой вида деятельности
25.	Шламы буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные	2 91 120 01 39 4	4	утилизация, обезвреживание, размещение	утилизация – 2 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 2 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> - Северо-Губинский, Урабор-Яхнинский л.у., Прислоновский л.у., Пияхинский л.у.; размещение – 2 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> - Северо-Губинский, Урабор-Яхнинский л.у., Прислоновский л.у., Пияхинский л.у., Южно-Мессояхский л.у., Находкинский л.у., Варейский л.у., Северо-Давыдовский л.у., квартал 225, район куста 101, шламонакопитель, 27 <sup>а</sup> ;
26.	Шламы буровые при бурении, связанном с добычей природного газа и газового конденсата, малоопасные	2 91 120 11 39 4	4	утилизация, размещение	8 <sup>а</sup> - Пияхинский л.у.
27.	Растворы буровые при бурении нефтяных скважин отработанные малоопасные	7 01 110 01 39 4	4	утилизация, размещение	утилизация – 2 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; размещение – 2 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> - Северо-Губинский л.у., Урабор-Яхнинский л.у., Пияхинский л.у., Южно-Мессояхский л.у., Находкинский л.у., Варейский л.у., 20 <sup>а</sup> - Курраганский л.у., Северо-Давыдовский л.у., квартал 225, район куста 101 – шламонакопитель, 27 <sup>а</sup>

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

  
 (подпись)

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П.

0014643

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 7 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
28	Растворы буровые при бурении газовых и газоконденсатных скважин отработанные малоопасные	2 91 110 11 39 4	4	утилизация, размещение	8 <sup>а</sup> - Пискаревский л.у., 26 <sup>а</sup>
29	Воды сточные буровые при бурении, связанном с добычей сырой нефти, малоопасные	2 91 130 01 32 4	4	утилизация, размещение	утилизация – 2 <sup>а</sup> , 4 <sup>а</sup> , 5 <sup>а</sup> , 6 <sup>а</sup> , 8 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 19 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 22 <sup>а</sup> , 23 <sup>а</sup> , 24 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; размещение – 8 <sup>а</sup> - Северо-Губинский л.у., Урабор-Яхнинский л.у., Присклонный л.у., Пискаревский л.у., Южно-Месояхский л.у., Находкинский л.у., Варейский л.у., 27 <sup>а</sup> ;
30	Покрывшки пневматических шин с тканевым кордом отработанные	9 21 130 01 50 4	4	сбор, размещение	15 <sup>а</sup>
31	Покрывшки пневматических шин с металлическим кордом отработанные	9 21 130 02 50 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	15 <sup>а</sup>
32	Сыпучий отработанный, загрязненный нефтью и нефтепродуктами (содержание нефтепродуктов менее 15%)	4 42 503 12 29 4	4	сбор, утилизация, обезвреживание, размещение	сбор – 16 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; утилизация – 21 <sup>а</sup> , 25 <sup>а</sup> - Покачевский л.у. ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> ; размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup>

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

(подпись)

М.П.

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)

0014644

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 8 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
33.	Пропилит керамический на основе кварцевого песка, загрязненный нефтью (содержание нефти менее 15%)	2 91 211 02 20 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> ; размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup>
34.	Песок, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 201 02 39 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> - Северо-Губинский л.у., Урабор-Язвинский л.у.; размещение – 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> - Северо-Губинский л.у.
35.	Твердые остатки от скатания нефтесодержащих отходов	7 47 211 01 40 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 4 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вышнотойский л.у., Восточно-Перевальский л.у.; размещение – 4 <sup>а</sup> , 10 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 12 <sup>а</sup> , 13 <sup>а</sup> , 14 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 17 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вышнотойский л.у., Восточно-Перевальский л.у.
36.	Сальниковая набивка асбестографитовая промышленная (содержание масла менее 15%)	9 19 202 02 60 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 26 <sup>а</sup> ; размещение – 11 <sup>а</sup>

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

  
М.П.

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)  
0014645

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 9 из 13 ПРИЛОЖЕНИЕ

к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования

066 № 00223 от 12 октября 2017 г.

№ п/п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемой вида деятельности
37.	Обтирочный материал, загрязненный нефтью или нефтепродуктами (содержание нефти или нефтепродуктов менее 15%)	9 19 204 02 60 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 15 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 1 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 7 <sup>а</sup> - Северо-Губкинский л.у., Прислоновый л.у., 20 <sup>а</sup> - Вышневолоцкий л.у., 26 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; размещение – 15 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вышневолоцкий л.у.
38.	Обтирочный материал, загрязненный лакокрасочными материалами (в количестве менее 5%)	8 92 110 02 60 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор, обезвреживание – 15 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; размещение – 3 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Вышневолоцкий л.у., Восточно-Перевальский л.у.
39.	Фильтры воздушные автотранспортных средств отработанные	9 21 301 01 52 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 1 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 21 <sup>а</sup> - г. Урай ЦППН, 26 <sup>а</sup> ; размещение – 1 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup>
40.	Ил избыточный биологических очистных сооружений хозяйственно-бытовых и смешанных сточных вод	7 22 200 01 39 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9 <sup>а</sup> , 27 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 27 <sup>а</sup> ; размещение – 9 <sup>а</sup> ПТБО Находкинский л.у.
41.	Гара из черных металлов, загрязненная лакокрасочными материалами (содержание менее 5%)	4 68 112 02 51 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 26 <sup>а</sup> ; обезвреживание – 26 <sup>а</sup> ; размещение – 3 <sup>а</sup> , 11 <sup>а</sup> , 15 <sup>а</sup> , 16 <sup>а</sup> , 18 <sup>а</sup> , 20 <sup>а</sup> - Восточно-Перевальский л.у., Вышневолоцкий л.у.
42.	Шлак сварочный	9 19 100 02 20 4	4	сбор, размещение	7 <sup>а</sup> , 9 <sup>а</sup> - полигон ПТБО Пясихинского л.у., 11 <sup>а</sup>
43.	Пыль (порошок) абразивные от шлифования черных металлов с содержанием металла менее 50%	3 61 221 02 42 4	4	размещение	15 <sup>а</sup>

**Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу**

(должность уполномоченного лица)

**Б.Е. Леонтьев**

(Ф.И.О. уполномоченного  
лица)

**0014646**

Приложение является неотъемлемой частью лицензии



Лист 10 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования  
**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п / п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемого вида деятельности
44.	Отходы резинобесточных изделий неагрессивные	4 55 700 00 71 4	4	размещение	11*
45.	Мусор от офисных и бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	7 33 100 01 72 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9*, 15*, 27*; обезвреживание – 27*; размещение – 9*, 11*, 15*
46.	Отходы (мусор) от строительных и ремонтных работ	8 90 000 01 72 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9* – полигон ПТБО Пякхинского д.у., 15*; размещение – 9* – полигон ПТБО Пякхинского д.у., 11*, 15*
47.	Отходы из зданий несортированный (исключая крупногабаритные)	7 31 110 01 72 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 9*, 15*, 26*, 27*; обезвреживание – 27*; размещение – 15*, 9*
48.	Мусор и смет производственных помещений малоопасный	7 33 210 01 72 4	4	сбор, размещение	9*
49.	Ткани хлопчатобумажные и смешанные суровые фильтровальные отработанные неагрессивные	4 02 111 01 62 4	4	обезвреживание, размещение	обезвреживание – 15*; размещение – 11*, 15*
50.	Отходы пенопласта на основе поливинилхлорида неагрессивные	4 35 100 01 20 4	4	размещение	11*
51.	Осадок (шлак) механической очистки нефтесодержащих сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15%, обводненный	7 23 101 01 39 4	4	сбор, утилизация, обезвреживание, размещение	сбор – 16*, 24*; утилизация – 24*; обезвреживание – 16*; размещение – 11*, 16*

Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу

(должность уполномоченного лица)

Б.Е. Леонтьев  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П. 0014647

Приложение является неотъемлемой частью лицензии

Лист 11 из 13

**ПРИЛОЖЕНИЕ**  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования

**066 № 00223 от 12 октября 2017 г.**

№ п / п	Наименование отхода по ФККО	Код отхода по ФККО	Класс опасности отхода	Виды деятельности по обращению с отходами	Места осуществления лицензируемой вида деятельности
52	Осадок механической очистки нефтезагрязненных сточных вод, содержащий нефтепродукты в количестве менее 15%	7 23 102 02 39 4	4	сбор, обезвреживание, размещение	сбор – 25* - Покачевский д.у. ЦППН; обезвреживание, размещение – 14*, 15*, 16*, 17*

**Примечание:**

1\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Урайнефтегаз»: находящиеся в эксплуатации - Даниловский, Лазаревский, Ловинский, Мортвья-Тегеревский, Западно-Тугровский, Мульманский, Северо-Даниловский, Сыморьяхский, Тальниковый, Толумский, Трехолерный, Убинский, Узбекский, Филипповский, Шуминский, Яхлинский, Потанай-Картопольский, Каменный д.у., Пайтыхский д.у.;

2\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Урайнефтегаз»: Даниловский, Лазаревский, Ловинский, Мортвья-Тегеревский, Мульманский, Северо-Даниловский, Сыморьяхский, Тальниковый, Толумский, Трехолерный, Убинский, Узбекский, Филипповский, Шуминский, Яхлинский, Потанай-Картопольский, Каменный, Пайтыхский, Западно-Тугровский, Умьтинский, Кетлохский, Восточно-Лазаревский, Дорожный, Андреевский, Южно-Эйтинский, Северо-Семишловский, Западно-Семишловский, Экуталевский, Тантинский, Западно-Толумский, Западно-Тальниковый, Западно-Новошловский, Восточно-Каюмовский-1, Восточно-Каюмовский-2, Шамский;

3\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Когалымафтегаз»: находящиеся в эксплуатации Южно-Ягунский, Тевлинско-Рускинский, Кустовый, Дружный, Грибной, Восточно-Придорожный, Равенский, Северо-Ковитлорский, Северо-Кочевской;

4\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Когалымафтегаз»: Южно-Ягунский, Тевлинско-Рускинский, Кустовый, Дружный, Грибной, Восточно-Придорожный, Равенский, Северо-Ковитлорский, Северо-Кочевской, Кочевской, Северо-Когалынский, Яркий, Восточно-Грибной, Южно-Кустовой, Новоортъягунский, Икларский, Ичлорский, Новоортъягунский д.у.;

5\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Покачевнефтегаз»: Покачевский, Северо-Покачевский, Южно-Покачевский, Юкунский, Нонг-Еганский, Ключевой, Мишевский, Нивагальский, Кечимолский;

6\* - ХМАО - Югра, лицензионные участки ТПП «Ланганьнефтегаз» - Южно-Покачевский, Малоключевой, Северо-Егурьяхский 2, Нипатальский, Северо-Поточный, Урьевский, Чумпасский, Локосовский, Покамасовский, Северо-Покамасовский, Западно-Ливадийский, Западно-Покамасовский, Лись-Еганский, Поточный;

**Начальник Департамента  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования по  
Уральскому федеральному округу**

**Б.Е. Леонтьев**

(должность уполномоченного лица) (подпись) (Ф.И.О. уполномоченного лица)

М.П. 0014648

Приложение является неотъемлемой частью лицензии





### Лицензия ООО «НОВ-Экология»



(оборотная сторона)

**Место нахождения:**  
625023, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Харьковская, д.75, корпус  
1, оф. 323

(адрес места нахождения юридического лица)

**Место осуществления лицензируемого вида деятельности:**  
Тюменская область, г. Тюмень, 9 км Велижанского тракта (в районе  
полигона ТБО);

(адрес места осуществления лицензируемого вида деятельности)

**Настоящая лицензия предоставлена на срок:** бессрочно

**на основании решения лицензирующего органа от 21 марта 2019 г.**  
приказ № 111-л

**Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся её**  
неотъемлемой частью на 83 листах

**Руководитель Управления  
Федеральной службы по надзору в  
сфере природопользования  
(Росприроднадзора) по Тюменской  
области**

(должность уполномоченного лица)

М.П.



  
(подпись)

**М.И.Мартыничук**  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

## Лицензия ООО «Буматика»

Федеральная служба по надзору в сфере природопользования

# ЛИЦЕНЗИЯ

(переоформление лицензии № 59-1207-СТОУБ от 22.08.2016)

№ (59)-4872-СТОУРБ «07» ноября 2017 г.

На осуществление

Деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации  
(указывается лицензируемый вид деятельности)

обезвреживанию, размещению отходов I - IV классов опасности

Виды работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности, в соответствии с частью 2 статьи 12 Федерального закона «О лицензировании отдельных видов деятельности»:

сбор, транспортирование, размещение (в части хранения)  
отходов I – IV классов опасности,  
обработка, размещение (в части захоронения)  
отходов III – IV классов опасности,  
утилизация отходов II – IV классов опасности,  
обезвреживание отходов I, III, IV классов опасности  
(указывается в соответствии с перечнем работ (услуг), установленным положением  
о лицензировании конкретного вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена

Общество с ограниченной ответственностью «Буматика»  
(полное наименование юридического лица)

ООО «Буматика»  
(сокращенное наименование (в том числе фирменное наименование) юридического лица)

Общество с ограниченной ответственностью  
(организационно правовая форма юридического лица)

Основной государственный регистрационный номер юридического лица (ОГРН) 1065904000711

Идентификационный номер налогоплательщика 00085904137287

**Место нахождения**  
 614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203  
(указывается адрес места нахождения юридического лица)

**Места осуществления лицензируемого вида деятельности**  
 614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203;  
 Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная  
(указываются адреса места осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа (распоряжения) от "01" сентября 2015 г. № 866

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа (распоряжения) от "18" декабря 2015 г. № 1313

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа (распоряжения) от "21" марта 2016 г. № 130-р

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа (распоряжения) от "22" августа 2016 г. № 362-р

Настоящая лицензия переоформлена на основании решения лицензирующего органа – приказа (распоряжения) от "07" ноября 2017 г. № 247-р

Настоящая лицензия имеет 1 приложение (-ия, ий), являющееся (-яся) её неотъемлемой частью на 613 листе (-ах)

**Врио руководителя  
 Управления Росприроднадзора  
 по Пермскому краю**  
(должность уполномоченного лица)

  
(подпись уполномоченного лица)

И.Н. Косухина  
(И.О.Фамилия уполномоченного лица)

**М.П.**  


ООО «Газпром проектирование», г. Пермь, 2014 г. «А» Форм № 648



ПРИЛОЖЕНИЕ  
к лицензии Федеральной службы  
по надзору в сфере природопользования

Лист 448 из 613  
(без лицензии недействительно)

к лицензии № (59)-4872-СТОУРБ от 07.11.2017

светодиодные лампы, утратившие потребительские свойства	4 82 415 01 52 4	4	транспортирование	614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203
			сбор, обработка, утилизация, размещение (в части захоронения)	Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная
светильник шахтный головной в комплекте	4 82 421 01 52 3	3	транспортирование	614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203
			сбор, утилизация, размещение (в части хранения)	Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная
светильники со светодиодными элементами в сборе, утратившие потребительские свойства	4 82 427 11 52 4	4	транспортирование	614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203
			сбор, обработка, размещение (в части захоронения)	Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная
лидосос, утративший потребительские свойства	4 82 521 11 52 4	4	транспортирование	614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203
			сбор, обработка	Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная
сушилка для рук, утратившая потребительские свойства	4 82 523 21 52 4	4	транспортирование	614065, г. Пермь, ул. Промышленная, 110, оф. 203
			сбор, обработка	Пермский край, Краснокамский район, ГП Оверятское, в 2,5 км северо-восточнее с. Черная

Врио руководителя

И.Н. Корухина  
0027401

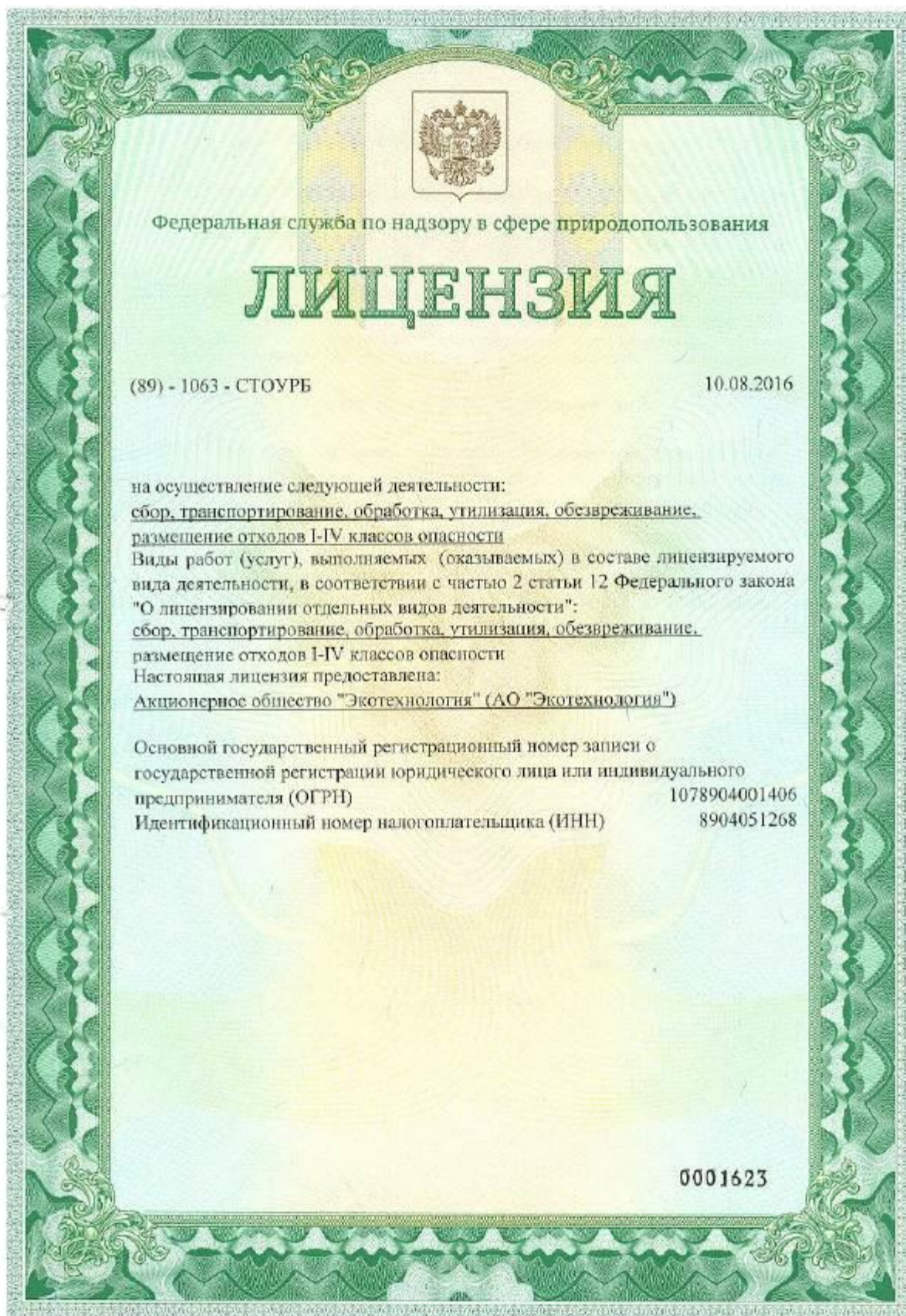
Приложение является неотъемлемой частью лицензии

## Лицензия ООО «Армада»





## Лицензия АО «Экотехнология»



Место нахождения и места осуществления лицензируемого вида деятельности  
Место нахождения:  
АО, Ямало-Ненецкий, г. Новый Уренгой, пр-кт. Ленинградский, 15, В  
Места осуществления деятельности:  
АО, Ямало-Ненецкий, г. Новый Уренгой, пр-кт. Ленинградский, 15, В;  
(ОКТМО: 71956000), 629309, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Северная  
промзона, Полигон твердых отходов строительных материалов и конструкции  
(Северная промзона) г. Новый Уренгой 1 очередь.  
(указывается адрес места нахождения (место жительства - для индивидуального предпринимателя) и адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: бессрочно

Настоящая лицензия выдана на основании решения лицензирующего органа -  
Приказа (Распоряжения) от 10/08/2016 №315-п

Настоящая лицензия имеет приложение (-ия), являющееся (-иися) ее неотъемлемой частью на 42 листах(е) 84 страницах(е)

И.о. руководителя  
УРПН по ЯНАО  
М.П.



Н.В. Колесникова  
подпись


ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

№(89) - 1063 - СТОУРБ от 10-08-16 (без лицензии не действительно)  
Перечень отходов, с которыми разрешается осуществлять деятельность в соответствии с конкретными видами обращения с отходами I – IV класса опасности, из числа включенных в название лицензируемого вида

184	печь микроволновая, утратившая потребительские свойства	48252711524	IV класс	Сбор, Транспортирование, Обработка	(ОКТМО: 71956000), 629309, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Северная промзона, Полиэтиленовых отходов строительных материалов и конструкций (Северная промзона) г. Новый Уренгой 1 очередь.
185	кулер для воды с охлаждением и шаровым, утративший потребительские свойства	48252911524	IV класс	Сбор, Транспортирование, Обработка	(ОКТМО: 71956000), 629309, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Северная промзона, Полиэтиленовых отходов строительных материалов и конструкций (Северная промзона) г. Новый Уренгой 1 очередь.
186	приборы КИП и А и их части, утратившие потребительские свойства	48269111524	IV класс	Сбор, Транспортирование, Обработка	(ОКТМО: 71956000), 629309, ЯНАО, г. Новый Уренгой, ул. Северная промзона, Полиэтиленовых отходов строительных материалов и конструкций (Северная промзона) г. Новый Уренгой 1 очередь.

И.о. руководителя  
УРПН по ЯНАО

(подпись)



Н.В. Колесникова

ПРИЛОЖЕНИЕ К ЛИЦЕНЗИИ

## Лицензия ООО «Инновационные технологии»



Место нахождения:

629008, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Салехард,  
 ул. Республики, дом 67, офис 612

(адрес места нахождения юридического лица, место жительства - для индивидуального предпринимателя)

Места осуществления лицензируемого вида деятельности:  
 (ОКТМО: 71958000), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, мкр. Вынгапуровский, Полигон по обезвреживанию бытовых отходов; (ОКТМО: 71958000), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, автодорога на Западно-Ноябрьское месторождение, район очистных сооружений, Проезд, подъезд и площадка полигона бытовых отходов; (ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале, 3-ий километр автодороги г. Тарко-Сале-Тарасовское месторождение, Полигон утилизации и твердых бытовых отходов; (ОКТМО: 71920105), 629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Тарко-Сале, ул. Промышленная, д. 19, каб. 7-7А; (ОКТМО: 71916151), ЯНО, г. Надым, на территории земельного участка 89:10:010111:18

(адреса мест осуществления работ (услуг), выполняемых (оказываемых) в составе лицензируемого вида деятельности)

Настоящая лицензия предоставлена на срок: **бессрочно**

Настоящая лицензия предоставлена на основании решения лицензирующего органа – приказа от 28 декабря 2018 года № 1287-п Управления Росприроднадзора по Ямало-Ненецкому автономному округу.

Настоящая лицензия имеет 1 приложение, являющееся её неотъемлемой частью на 7 листах.

Заместитель руководителя  
 Управления Росприроднадзора  
 по Ямало-Ненецкому  
 автономному округу

  
 М.П.

А.Д. Петров



**ПРИЛОЖЕНИЕ к лицензии  
Федеральной службы по надзору в сфере природопользования  
№ (89) - 3831 - СТОР/П от 28 декабря 2018 г.**

1	2	3	4	5	6
13	отходы из жилища многоквартирных (исключая крупногабаритные)	73111001724	IV класс	Сбор, Транспортирование	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Тарко-Сале, ул. Промышленная, д. 19 каб. 3-7А
				Обработка	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале, 3-ий километр автодороги г. Тарко-Сале-Тарко-Саловское месторождение, Полигон утилизации и твердых бытовых отходов
				Сбор, Обработка	(ОКТМО: 71916151), ЯНАО, г. Ноябрьск, на территории земельного участка 89-10-010111-18
14	мусор в смет земельных	7312001724	IV класс	Сбор, Транспортирование	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Тарко-Сале, ул. Промышленная, д. 19 каб. 3-7А
				Обработка	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале, 3-ий километр автодороги г. Тарко-Сале-Тарко-Саловское месторождение, Полигон утилизации и твердых бытовых отходов
				Сбор, Обработка	(ОКТМО: 71916151), ЯНАО, г. Ноябрьск, на территории земельного участка 89-10-010111-18
15	мусор от офисных и бытовых помещений организаций (исключая крупногабаритные)	73310001724	IV класс	Сбор, Транспортирование	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Тарко-Сале, ул. Промышленная, д. 19 каб. 3-7А
				Обработка	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале, 3-ий километр автодороги г. Тарко-Сале-Тарко-Саловское месторождение, Полигон утилизации и твердых бытовых отходов
				Сбор, Обработка	(ОКТМО: 71916151), ЯНАО, г. Ноябрьск, на территории земельного участка 89-10-010111-18
16	мусор в смет производственных помещений мажоранский	73321001724	IV класс	Сбор, Размещение	(ОКТМО: 71958000), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, мкр. Вынгауэровский, Полигон по обезвреживанию бытовых отходов; (ОКТМО: 71918000), Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Ноябрьск, автодорога на Западно-Ноябрьское месторождение, район очистных сооружений, Проезд, подъезд и площадка полигона бытовых отходов
				Обработка	(ОКТМО: 71920105), Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский р-н, г. Тарко-Сале, 3-ий километр автодороги г. Тарко-Сале-Тарко-Саловское месторождение, Полигон утилизации и твердых бытовых отходов
				Сбор, Обработка	(ОКТМО: 71916151), ЯНАО, г. Ноябрьск, на территории земельного участка 89-10-010111-18

Заместитель руководителя Управления  
Росприроднадзора по ЯНАО  
(должность уполномоченного лица)

(подпись)

А.Д.Петров  
(Ф.И.О. уполномоченного лица)

## Приложение J

### Схема мест временного накопления отходов


**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ГООС отдела ПБ, ОТ и ОС  
ТТП «Ямалнефтегаз»

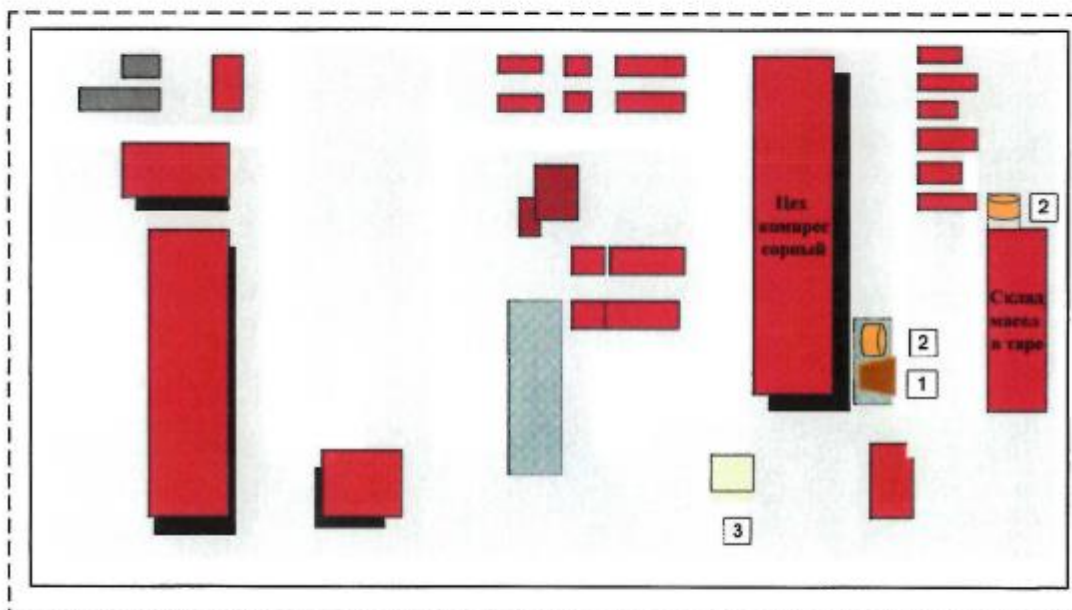
  
С.Ф. Гайнуллина  
«14» 09 2018 г.

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель директора НГКП ПМ  
ТТП «Ямалнефтегаз»

  
В.В. Ключников  
«14» 09 2018 г.

#### Схема мест временного накопления отходов на КСНГ ПС НГКП Пяяхинского месторождения

**Условные обозначения:**

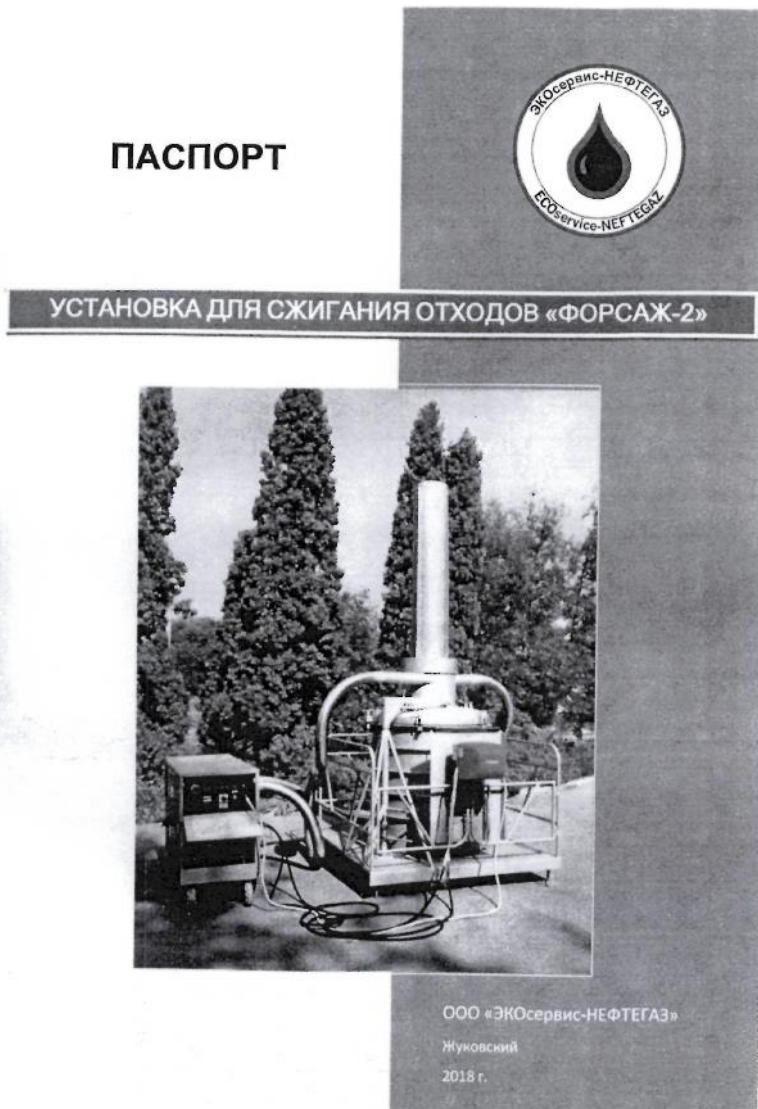
- 1-контейнер для твердых коммунальных отходов (ТКО) (1 шт. по 0,75 м<sup>3</sup>)
- 2-контейнер для обтирочного материала загрязненного 3-4 класса опасности ( 2 шт. по 0,140м<sup>3</sup>)
- 3-емкость подземная для отработанного масла (1 шт. по 12,50 м<sup>3</sup>)

Разработал: инженер II категории НГКП ПМ  Г.Д. Нигаматьянова

## Приложение L

### Документация на установку по обезвреживанию отходов

#### ПАСПОРТ



Настоящий Паспорт является документом, удостоверяющим основные параметры установки для сжигания отходов (УСО) «Форсаж-2», а также устанавливает правила ее эксплуатации.

#### 1. Назначение

Установка (УСО) «Форсаж-2» предназначена для термического обезвреживания (сжигания) следующих твердых бытовых и промышленных отходов, в т.ч. нефтесодержащих отходов.

На установке могут быть обезврежены следующие виды отходов:

- отработанные фильтры;
- промасленная ветошь и опилки;
- отработанные сорбенты;
- бумажные изделия;
- нефтесодержащие отходы.

Другие виды отходов допускается сжигать на установке "Форсаж-2" только при согласовании сжигания данных видов отходов с территориальными органами Росприроднадзора.

Конструктивные особенности установки позволяют сжигать отходы калорийностью до 5500 ккал/кг.

Предельное содержание нефтепродуктов в сжигаемых отходах не должно превышать 30% (по массе).

В установке не разрешается сжигать отходы, содержащие легковоспламеняющиеся вещества (бензин, растворители и др.), а также галогеносодержащие (фтор-, хлорсодержащие) отходы и отходы, содержащие ионы тяжелых металлов.

Установка «Форсаж-2» может успешно применяться как при плановом периодическом обезвреживании (сжигании) отходов, так и в процессе ликвидации последствий различных аварийных ситуаций. За счет высокой температуры горения (выше 1100°C), в камере дожигания происходит полное разложение сложных органических соединений до простейших компонентов. Сводится к минимуму содержание зааряжающих веществ в отходящих газах. При этом в установке происходит практически полное сгорание отходов – остаток в виде золы составляет, в зависимости от состава отходов, 3–5% исходной массы отходов.

Установка «Форсаж-2» может быть использована по назначению в любых климатических зонах при температуре не ниже -20°C.

#### 2. Технические характеристики

2.1. Установка «Форсаж-2» представляет собой сборную конструкцию, состоящую из восьми основных частей. Общий вид установки в сборе представлен на рисунке 1, цифрами на котором обозначены:

- 1 - камера сжигания, расположенная на опорной раме;
- 2 - крышка с камерой дожигания;
- 3 - пульт управления;
- 4 - горелка дизельная;
- 5 - рукава воздуховодные;
- 6 - труба;
- 7 - механизм подъема крышки;
- 8 - поворотный механизм.

3

В таблице №1 представлены основные технические характеристики и габариты установки «Форсаж-2»:

Таблица №1

№	Характеристика	Параметры
1	Общий вес установки, кг	884
2	Вес камеры сжигания в сборе, кг	710
3	Вес пульта управления, кг	120
4	Габариты камеры сжигания с опорной рамой, мм	1700x1700x2030
5	Габариты передвижного пульта управления, мм	700x1400x1130
6	Габариты трубы, мм	∅ 510x1950
7	Электропитание установки, В	220(380)
8	Потребляемая мощность установки, кВт	8
9	Электрическая мощность горелки, кВт	0,5
10	Тепловая мощность горелки, кВт (мин./макс.)	160(80/200)
11	Объем емкости для топлива, л	105
12	Расход дизельного топлива, кг/час (мин./макс.)	12,48(6,7/16,8)
13	Мощность воздушного потока в режиме «Пуск», л/с	232
14	Мощность воздушного потока в режиме «Режим»,	348
15	Мощность воздушного потока в режиме «Форсаж»,	464
16	Максимальная загрузка, м <sup>3</sup>	0,8
17	Максимальная производительность установки, кг/час	180

## 2.2. Характеристика отдельных частей установки «Форсаж-2»

Основным материалом, используемым для изготовления установок «Форсаж-2» является высоколегированная жаростойкая сталь 20Х23Н18 (АISI 310), что обеспечивает ее надежную эксплуатацию, а также защищает установку от воздействия внешних агрессивных факторов.

2.2.1 Камера сжигания (топка) предназначена для непосредственного сжигания отходов. Общий вид камеры сжигания представлен на рисунке 2. Цифрами на рисунке обозначены:

1. Платформа опорная
2. Камера сжигания
3. Поддон
4. Поворотный механизм
5. Крышка с камерой дожигания
6. Горелка дизельная
7. Задвижка шиберная
8. Труба
9. Ограждение
10. Замки
11. Механизм подъема крышки
12. Регулировочные винты

2.2.2. Горелка дизельная предназначена для ввода топлива и окислителя (воздуха) в топку, их перемешивания и обеспечения устойчивого воспламенения топливовоздушной смеси, поджигания отходов и увеличения интенсивности их горения. Технические характеристики дизельной горелки приведены в таблице 1 и Приложении 1.

2.2.3. Камера дожигания предназначена для дожигания несгоревших в камере сжигания частиц и газов. Камера дожигания (п.5. рис.2), расположена на внешней стороне крышки. Поверхность крышки выполнена в виде торосферы и оборудована смотровыми отверстиями. Конструкция камеры дожигания позволяет создать в верхней части установки центробежный воронкообразный поток воздуха, который интенсифицирует процесс сжигания отходов.

Температура горения при этом превышает 1000<sup>0</sup>С, что обеспечивает практически полное их сгорание. На входе в камеру дожигания установлен дефлектор. Дефлектор отклоняет поток несгоревших частиц и газов, поднимающихся через центр газовой воронки к периметру камеры дожигания, где они перемешиваются с входящим воздухом. Температура в камере дожигания повышается до 1100<sup>0</sup>С, благодаря чему сводится к минимуму содержание загрязняющих веществ в отходящих газах. Газообразные продукты сгорания выходят через выпускное отверстие, над которым установлена искрогасящая сетка. Искрогасящая сетка предотвращает вылет мелких несгоревших частиц из установки.

Подъем и установка крышки осуществляется с помощью рычажно-винтового подъемного устройства.

2.2.4. Пульт управления состоит из:

- несущего каркаса;
- панели управления (рис.3);
- ресиверных камер;
- емкости для дизельного топлива на 105 л, с топливозаборным устройством, фильтром дизтоплива и шлангами подачи топлива;
- фиксированных и поворотных колесных опор;
- отсека для хранения горелки;
- кожуха, выполненного из листовой нержавеющей стали.

Ресиверные камеры предназначены для создания направленного воздушного потока. В каждой ресиверной камере установлены четыре вентилятора производительностью 58 л/с каждый. Вентиляторы закреплены в нижней части ресиверной камеры и защищены от внешних воздействий юбкой камеры и защитной решеткой. Управление вентиляторами осуществляется переключателем режима работы («Пуск», «Режим», «Форсаж»), расположенным на панели пульта управления (рис. 3). Ресиверные камеры укреплены на корпусе пульта управления и изготовлены из листовой нержавеющей стали. Камеры оборудованы патрубком для отвода потока воздуха в камеру сжигания с клапанами для ограничения обратного потока воздуха. Отвод воздуха осуществляется с помощью гибкого металлического рукава (п.5. рис.1).

Емкость для дизельного топлива, предназначена для обеспечения топливом горелки, расположена в нижней части пульта управления, снабжена топливозаборным устройством, фильтром топлива и шлангами подачи топлива, снабженных БРС для удобства подключения горелки.

### 7. Хранение и обслуживание установки

7.1. Условия хранения установки «Форсаж-2» должны соответствовать условиям хранения согласно ГОСТ 15150-69.

7.2. Передвижной пульт управления установки «Форсаж-2» должен храниться в закрытом помещении.

7.3. После хранения пульта и горелки при температуре ниже  $-10^{\circ}\text{C}$  перед эксплуатацией пульт и горелка должны быть выдержана в сухом помещении с температурой около  $10^{\circ}\text{C}$  не менее 2-х часов.

7.4. Особенности хранения и обслуживания горелок изложены в инструкции по монтажу, эксплуатации и обслуживанию дизельных горелок типа IDEA, входящей в состав документации (Приложение 1.).

### 8. Гарантии Изготовителя

8.1. Предприятие-изготовитель гарантирует соответствие установки «Форсаж-2» требованиям настоящего паспорта, при соблюдении условий эксплуатации, хранения и транспортирования.

8.2. Гарантийный срок эксплуатации установки с момента ввода - 2000 часов суммарной работы, но не более 12 месяцев со дня отгрузки потребителю.

8.3. Гарантийный ресурс работы электродов вентиляторов – 700 часов.

8.4. Гарантийный ремонт горелки осуществляется на предприятии-изготовителе.

#### Внимание!

Эксплуатация установки должна осуществляться лицами прошедшими обучение правилам эксплуатации и мерам по технике безопасности при работе на установке «Форсаж-2». Обучение проводится на предприятии – изготовителе.

В случае нарушения правил эксплуатации установки предприятие-изготовитель снимает с себя все гарантийные обязательства.

### 9. Реквизиты Изготовителя

ООО «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ»  
140180, Московская область, г. Жуковский, Речной проезд, д. 16, стр. 1  
Тел/факс: +7 (495) 937-66-33.  
Сайт: [www.ecoolgas.ru](http://www.ecoolgas.ru) mail: [info@ecoolgas.ru](mailto:info@ecoolgas.ru)

### 10. Свидетельство о приёмке

Установка «Форсаж-2» № 5-13 соответствует своим техническим характеристикам и допускается к эксплуатации.

Дата отгрузки

12.03.2018

Подпись ответственного лица



### ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель: Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ», ОГРН: 102773063714

Место нахождения: 140180, Московская область, город Жуковский, улица Жуковского, дом 1, корпус 4, Российская Федерация. Фактический адрес: 140180, Московская область, город Жуковский, улица Жуковского, дом 1, корпус 4, Российская Федерация. Телефон: +74959376633. Факс: +74959376633. Адрес электронной почты: [info@ecoolgas.ru](mailto:info@ecoolgas.ru)  
в лице Директора Крюкова Андрея Владимировича

Оборудование технологическое:  
установка по утилизации отходов, модели: «ФОРСАЖ-1», «ФОРСАЖ-2». Продукция изготовлена в соответствии с ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 004/2011 «О безопасности электрооборудования», ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

изготовитель: Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ»  
Место нахождения: 140180, Московская область, город Жуковский, улица Жуковского, дом 1, корпус 4, Российская Федерация. Фактический адрес: 140180, Московская область, город Жуковский, улица Жуковского, дом 1, корпус 4, Российская Федерация.

код ТН ВЭД ТС 8479 89 970 0

Серийный выпуск

соответствует требованиям

ТР ТС 004/2011 «О безопасности электрооборудования»

ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств»

ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»

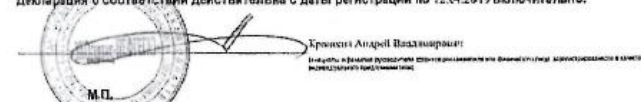
Декларация о соответствии принята на основании

Протокол испытаний № 371-СФ-04-2016 от 12.04.2016 года. Испытательный центр: Общество с ограниченной ответственностью «ТЕСТ-ГРУПП», аттестат аккредитации регистрационный номер 4265-2 от 26.12.2014 до 26.12.2017, адрес: Московская область, город Сергиев Посад, улица Матвеева, дом 8

Дополнительная информация

Срок службы, условия хранения и транспортировки согласно технической и эксплуатационной документации изготовителем.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 12.04.2019 включительно.



Сведения о регистрации декларации о соответствии:

Регистрационный номер декларации о соответствии: TC № RU D-RU.AV37.B.25350

Дата регистрации декларации о соответствии: 13.04.2016



**Акт  
санитарно-эпидемиологической экспертизы  
проектной (раздела проекта), предпроектной, нормативно-технической  
документации.**

Регистрационный номер *0130-002324* Дата *10.08.2013*

на основании заявления от 27.12.2012 года. Регистрационный № 12/02.30.002745-3

Заявитель: ООО ПКФ «КВАРТЭК экология»  
Юридический адрес: 129329 г. Москва, ул. Ивовая 2/8, стр.1, офис 431  
Свидетельство о регистрации в МРП: № 718.121 от 09 октября 1997 года.  
Наименование проекта: нормативно-техническая документация по вопросам гигиены окружающей среды  
Наименование объекта: установка по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2»  
Разработчик документации: ООО ПКФ «КВАРТЭК экология», ООО «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ»  
Организация-производитель: ООО «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ», адрес: 140180, Московская область, г. Жуковский, ул. Жуковского, д.1, корп.4.

При рассмотрении представленной нормативно-технической документации, в состав которой входят: пояснительная записка, паспорт на установку, копия технических условий ТУ 3113-020-40443658-2004 с изменениями от 10.07.2006 года, копия экспертного заключения на продукцию ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в городе Москве» № 103037-30 от 20.01.2008 года, копия санитарно-эпидемиологического заключения № 77.01.30.311.Т.003754.01.07 от 29.01.2007 года на ТУ 3113-020-40443658-2004 с изменениями от 10.07.2006 года и копия действующего санитарно-эпидемиологического заключения № 77.01.30.311.П.012571.02.08 от 21.02.2008 года на установку «Форсаж-2» установлено: производительность установки составляет 180 кг/час. Температура в процессе горения достигает 1100 С. Согласно приведенным расчетам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, санитарно-защитная зона должна быть не менее 100 метров и может корректироваться с учетом фоновое загрязнения района ее размещения. Установка используется для утилизация методом высокотемпературного сжигания отработанных фильтров, промышленной ветоши, древесных опилок, отработанных сорбентов, отходов бумаги и картона, нефтесодержащих отходов, нефтепродуктов, биоорганических (биологических) отходов, твердых отходов лакокрасочного производства, резино-тканевых и текстильных отходов и других горючих

органических материалов. Установка по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2» изготавливаемая в соответствии с ТУ 3113-020-40443658-2004 с изменениями от 10.07.2006 года получила положительное экспертное заключение ФГУЗ «Центр гигиены и эпидемиологии в г. Москве» № 103037-30 от 20.01.2008г. С 2008 г. конструкция установки по утилизации (сжиганию) отходов не менялась, она выпускается серийно в соответствии с ТУ 3113-020-40443658-2004 с изменениями от 10.07.2006 года и внедрена более чем на 50 предприятиях РФ. Корректировка размера расчетной СЗЗ при размещении и эксплуатации установки по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2» подлежит согласованию с органами Роспотребнадзора в установленном порядке.

**ЗАКЛЮЧЕНИЕ.**

Представленная нормативно-техническая документация по вопросам гигиены окружающей среды на производимые установки по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2» **СООТВЕТСТВУЕТ** требованиям СанПиН 2.1.7.1322-03 «Гигиенические требования к размещению отходов производства и потребления», Ветеринарно-санитарным правилам «Сбор, утилизация и уничтожение биологических отходов» №13-7-2/469 от 04.12.1995 года, СанПиН 2.1.6.1032-01 «Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест»

Настоящий акт санитарно-эпидемиологической экспертизы выдан для оформления экспертного заключения

Заведующий отделом  
гигиены окружающей среды и  
градостроительства

О.В. Небип

Врач по коммунальной гигиене  
отдела гигиены окружающей среды  
и градостроительства

Д.А. Гутовский

**СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р**  
**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ**

**СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ**

№ РОСС RU.АД44.Н01504  
Срок действия с 26.05.2017 по 25.05.2020  
№ 0068043

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ пер. № RA.RU.10АД44

Орган по сертификации продукции "СерТцентр" ООО "СерТцентр" Адрес: 432045, РОССИЯ, Ульяновская область, город Ульяновск, шоссе Московское, дом 24, офис 221. Телефон 89022140785. Адрес электронной почты: se-tav@yandex.ru

**ПРОДУКЦИЯ**  
Установка по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2»  
Установка по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-1».  
Серийный выпуск.

КОД ОК  
28.21.11

**СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ**  
ТУ 3113-020-40443658-2004, ТУ 3113-003-40443658-2002

КОД ТН ВЭД  
8479909700

**ИЗГОТОВИТЕЛЬ** Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ»  
ОГРН: 1027739063714, ИНН: 7729312642, КПП: 504001001. Адрес: 140180, РОССИЯ, Московская область, г. Жуковский, ул.Жуковского, д.1, корп.4. Телефон/Факс: +7(495) 937-66-33, E-mail: info@ecooilgas.ru.

**СЕРТИФИКАТ ВЫДАН** Общество с ограниченной ответственностью «ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ»  
ОГРН: 1027739063714, ИНН: 7729312642, КПП: 504001001. Адрес: 140180, РОССИЯ, Московская область, г. Жуковский, ул.Жуковского, д.1, корп.4. Телефон/Факс: +7(495) 937-66-33, E-mail: info@ecooilgas.ru.

**НА ОСНОВАНИИ** Протокол испытаний № 16/4245 от 25.05.2017 года. Испытательной лабораторией "Тест-Эксперт" (Аттестат аккредитации № РОСС RU.31578.04ОЛН0.ИЛ03 от 09.01.2017 года по 09.01.2020).

**ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ**  
Схема сертификации: 3

Руководитель органа  
Эксперт

А.В. Рассадин  
инициалы, фамилия

А.И. Казанкина  
инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

**ГОСУДАРСТВЕННАЯ САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
**ГЛАВНЫЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ САНИТАРНЫЙ ВРАЧ**

по г. МОСКВЕ

**САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**  
№ 77.01.03.321.Т.19273.09.4 от 09.09.04

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что требования, установленные в проектной документации (перечислить рассмотренные документы, указать наименование и адрес организации-разработчика):  
**ТУ 3113-020-40443658-2004 "Установка по утилизации (сжиганию) отходов "ФОРСАЖ-2"**  
Разработчик: ООО "ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ";  
адрес: 115035 г. Москва, ул. Садовническая, 71



ООО "ЭКОсервис-НЕФТЕГАЗ"  
адрес: 115035 г. Москва, ул. Садовническая, 71

**СООТВЕТСТВУЮТ (НЕ СООТВЕТСТВУЮТ) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (нужное зачеркнуть, указать полное наименование санитарных правил)**  
СанПиН 2.1.6.1032-01 "Гигиенические требования к охране атмосферного воздуха населенных мест";  
СанПиН 2.1.7.1322-03 "Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления".

Основанием для признания представленных документов соответствующими (не соответствующими) государственным санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам являются (перечислить рассмотренные документы):  
**ТУ 3113-020-40443658-2004 "Установка по утилизации (сжиганию) отходов "ФОРСАЖ-2"; расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании отходов на установке по утилизации отходов "Форсаж-2".**

Главный государственный санитарный врач  
Государственный санитарный врач

Формат А4, Бланк. Срок хранения: 5 лет, № 522345

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО НАДЗОРУ  
В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА**

**УПРАВЛЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНОЙ СЛУЖБЫ ПО НАДЗОРУ В СФЕРЕ ЗАЩИТЫ ПРАВ  
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И БЛАГОПОЛУЧИЯ ЧЕЛОВЕКА ПО г.МОСКВЕ**

(наименование территориального органа)

**САНИТАРНО-ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

№ **77.01.30.311.П.012371.02.08** ОТ **21.02.2008**

Настоящим санитарно-эпидемиологическим заключением удостоверяется, что продукция:  
Установка по утилизации (сжиганию) отходов "Форсаж-2"

изготовленная в соответствии  
с ТУ 3113-020-40443658-2004 с изменениями от 10.07.2006 года  
"Установка по утилизации (сжиганию) отходов "Форсаж-2"  
**СООТВЕТСТВУЕТ (НЕ СООТВЕТСТВУЕТ) санитарным правилам**  
(внизу жес подчеркнуть, указать полное наименование государственных санитарно-эпидемиологических правил и нормативов):

СанПиН 2.1.6.1032-01 "Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест", СанПиН 2.1.7.1322-03 "гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления", Ветеринарно-санитарные правила "Сбор, утилизация и уничтожение биологических отходов" № 13-7-2/469 от

Получатель санитарно-эпидемиологического заключения  
ООО ПКФ "КВАРТЭК экология" Россия  
129329, г.Москва, улица Ивовая, д. 2/9, стр. 2

Основанием для признания продукции, соответствующей (не соответствующей) санитарным правилам, являются (перечислить рассмотренные протоколы исследований, наименование учреждения, проводившего исследования, другие рассмотренные документы):

экспертное заключение ФГУЗ "Центр гигиены и эпидемиологии в городе Москве" № 103037-30 от 20.01.2008 года, копия действующего санитарно-эпидемиологического заключения № 77.01.30.311.Т.003754 от 29.01.2007 года на ТУ 3113-020-40443658-2004, копия действующего санитарно-эпидемиологического заключения Управления Роспотребнадзора по городу Москве по проекту привязки установки "Форсаж-2" № 12/5399 от 20.11.2007 года. № 1441907

© ЗАО «Первый печатный двор», г. Москва, 2007 г., уровень «Б»

**ГИГИЕНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКЦИИ**

Вещества, показатели (факторы)	Гигиенический норматив (СанПиН, МДУ, ПДК и др.)
В соответствии с техническими условиями производительность установки по сжиганию отходов составляет 180 кг/час. Температура в процессе горения отходов достигает 1100 градусов С. Согласно проведенным расчетам выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, размер санитарно-защитной зоны для данной установки не должен быть менее 100 метров и может корректироваться с учетом фонового загрязнения района ее размещения.	
Область применения: для для утилизации методом сжигания отработанных фильтров, промасленной ветоши, древесных опилок, отработанных сорбентов, отходов бумаги и картона, биоорганических отходов, нефтесодержащих отходов, нефтешламов и др. Необходимые условия использования, хранения, транспортировки и меры безопасности: условия размещения и эксплуатации установки по утилизации (сжиганию) отходов "Форсаж-2" подлежат согласованию с органами Роспотребнадзора.	
Информация, наносимая на этикетку: наименование товара, страна, фирма-производитель, основные свойства, правила использования	
<p style="text-align: center;">  </p> <p>Заключение действительно до 20.01.2013 года подписанный санитарный врач (заместитель главного государственного санитарного врача)</p> <p style="text-align: right;">      </p>	



## Приложение N

### Утвержденный титульный лист программы мониторинга

<p><b>СОГЛАСОВАНО:</b>          Директор Департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса Ямало-Ненецкого автономного округа</p> <p>_____ В. Л. Галуза          « ____ » _____ 2019 г.          М. П.</p>	<p><b>УТВЕРЖДАЮ:</b>          Генеральный директор          ТПП «Ямалнефтегаз»          ООО «Лукойл-Западная Сибирь»</p> <p style="text-align: right;">_____ В. В. Чистяков          « ____ » _____ 2019 г.          М. П.</p>
<p><b>ПРОГРАММА</b></p> <p><b>локального экологического мониторинга</b></p> <p><b>территории Пякяхинского участка недр</b></p> <p><b>на 2019 – 2023 гг.</b></p>	
<p><b>2019 г.</b></p>	

**Приложение Q**  
**Титульный лист положительного заключения Государственной экспертизы**  
**№ 00089/ОГЭ-04028/04**



**МИНИСТЕРСТВО СТРОИТЕЛЬСТВА И ЖИЛИЩНО-  
КОММУНАЛЬНОГО ХОЗЯЙСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
(МИНСТРОЙ РОССИИ)**

**ФЕДЕРАЛЬНОЕ АВТОНОМНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
«ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ»  
(ФАУ «ГЛАВГОСЭКСПЕРТИЗА РОССИИ»)**

**Омский филиал**

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель начальника

М.С. Гречко

«21» августа 2018 г.

**ПОЛОЖИТЕЛЬНОЕ ЗАКЛЮЧЕНИЕ  
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЭКСПЕРТИЗЫ № 00089- 18/ОГЭ-04028/04**

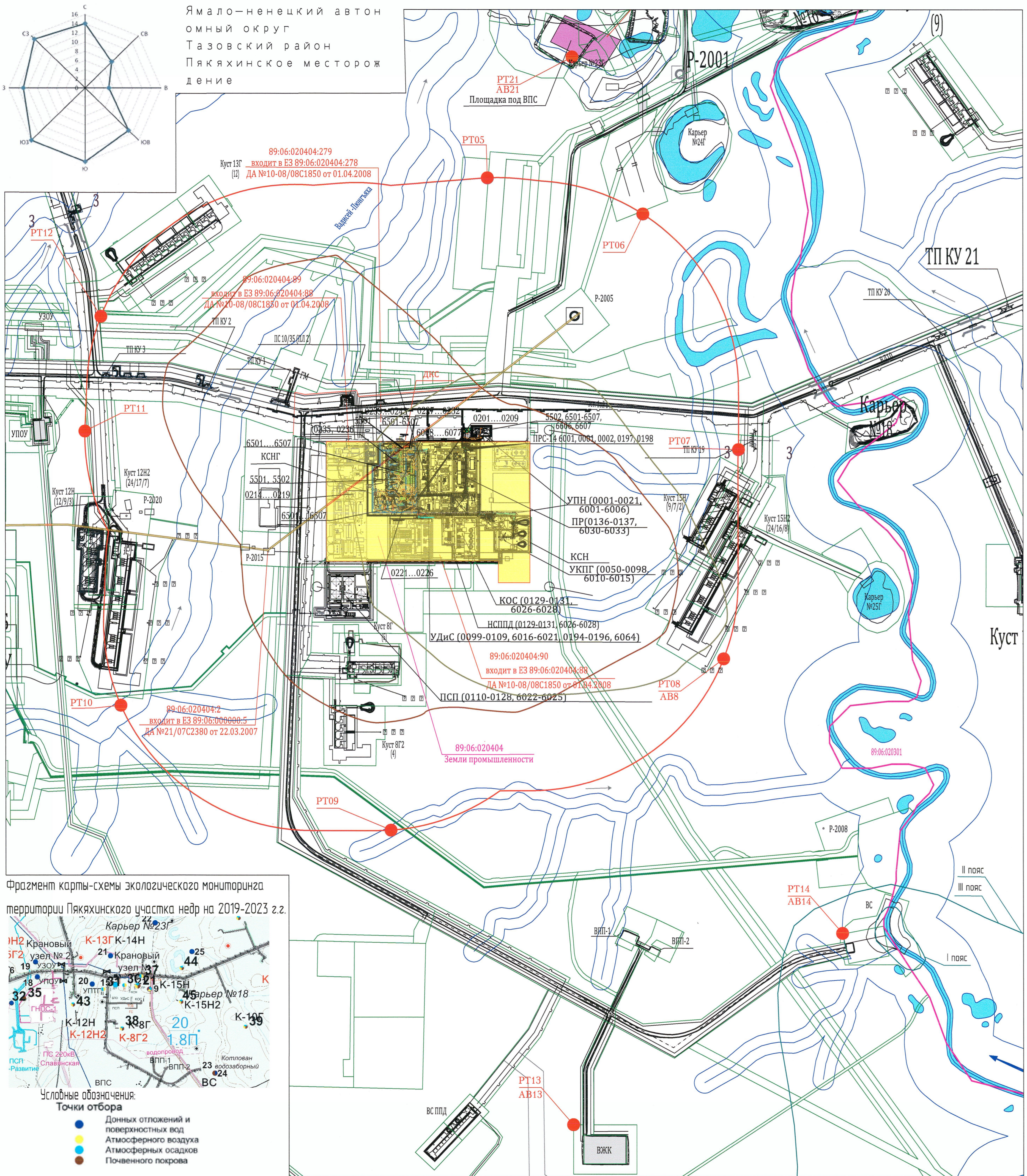
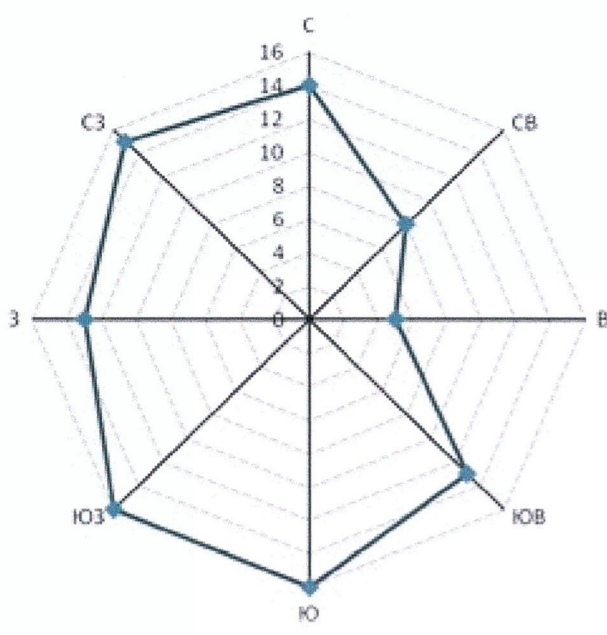
(№ в Реестре 00-1-1-3-2189-18)

**Объект капитального строительства**  
Обустройство Пякяхинского месторождения с выделением участка ОПЭ  
нефтяных залежей. Технологические объекты  
(Россия, Ямало-Ненецкий АО, Тазовский район, Пякяхинское  
месторождение)

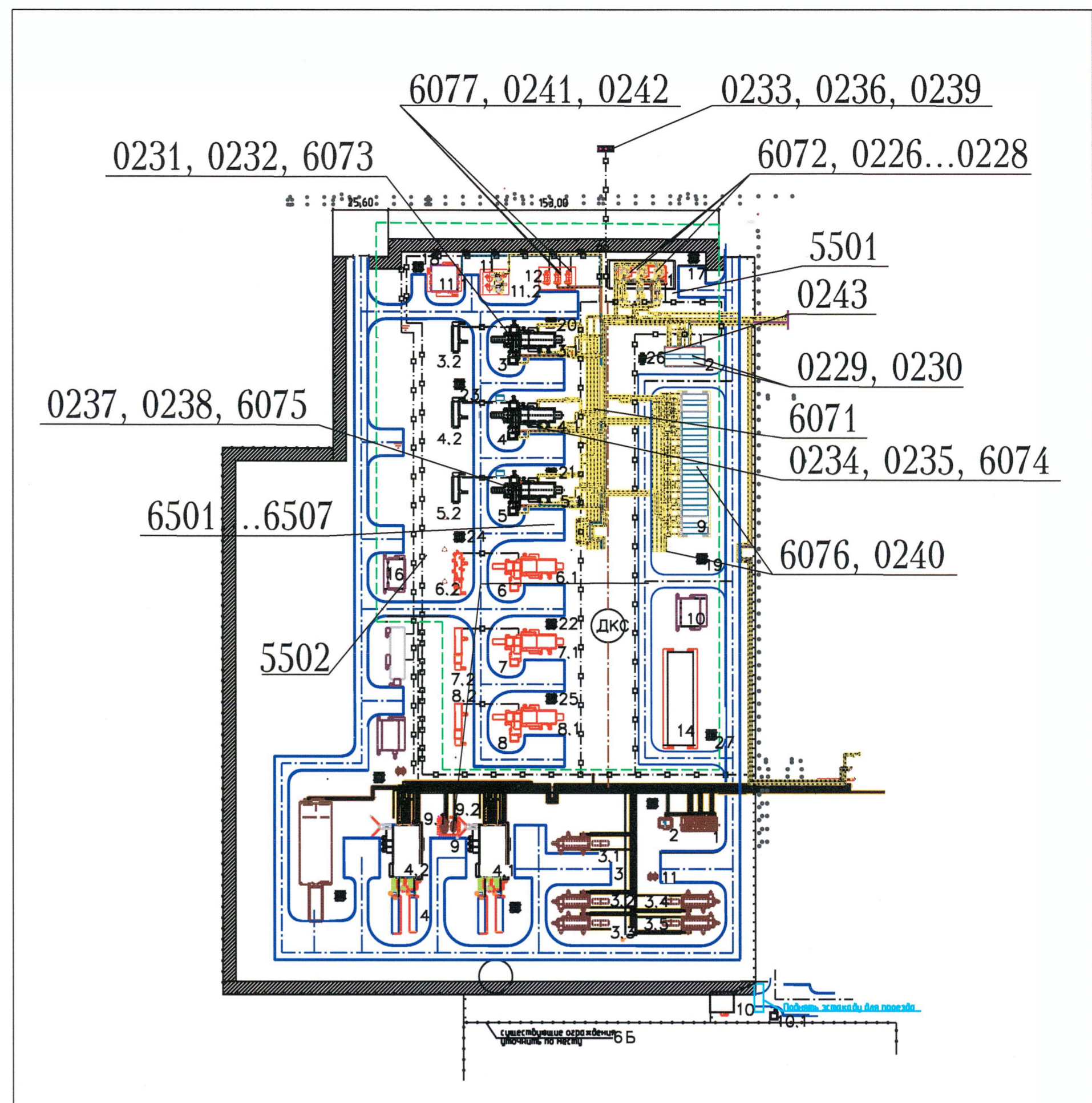
**Объект государственной экспертизы**  
Проектная документация и результаты инженерных изысканий

Амельченко/ОГЭ-04028

Ямало-ненецкий автономный округ  
Тазовский район  
Пяяхинское месторождение



Фрагмент ДКС (1 : 2 000)



Условные обозначения:

- |  |  |
|--|--|
| <p>Мониторинг атмосферного воздуха</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>0001 Источник выброса и его номер</li> <li>RT14 Расчетная точка и ее номер</li> <li>AB14 Пункт отбора проб атмосферного воздуха</li> <li>Граница санитарно-защитной зоны</li> <li>Изоляция 1 ПДЧ (45 дБв)</li> <li>Изоляция 1 ПДК</li> </ul> <p>Границы зон санитарной охраны (ЗСО) водозабора</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>I пояс Границы I пояса (зона строгого режима)</li> <li>II пояс Границы II пояса (пояс ограничений)</li> <li>III пояс Границы III пояса (пояс ограничений)</li> </ul> <p>Объекты проектируемые по другим шифрам / существующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Куст 12Н2 (24/17/7) Куст нефтяных скважин</li> <li>Куст 16Г (14) Куст газовых скважин</li> <li>ВС ППД Водозбор системы поддержания пластового давления</li> <li>ТП КУ 8 Подстанция трансформаторная комплектная к крановому узлу</li> <li>А Дорога автомобильная</li> <li>Эст. 1ой оч. Эстакада 1ой очереди</li> <li>Эст. 2ой оч. Эстакада 2ой очереди</li> <li>ЛЭП-35 Линии электропередач воздушные</li> <li>ЛЭП-10 Линии электропередач воздушные</li> <li>Граница водоохр.линии водозабора</li> <li>Переход мастовой</li> <li>Р-2008 Скважина разведочная</li> <li>ПВБ Полigon вытовых отходов</li> <li>ВЖК Дорога автомобильная</li> <li>УЗУ Узел запуска очистного устройства</li> <li>ВЛП Узел приема очистного устройства</li> </ul> | <p>Объекты проектируемые:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Дожимная компрессорная станция</li> <li>Категория земель</li> <li>89.06.020404 Номер кадастрового квартала</li> <li>89.06.020404.90 Кадастровый номер земельного участка, для размещения проектируемых объектов</li> <li>Граница кадастрового квартала</li> <li>Граница водоохранной зоны</li> <li>Земельные участки, учтенные в ЕГРН</li> <li>Площадка под временный поселок строителей</li> <li>Земельные участки для разрешения проектируемых объектов</li> </ul> <p>Объекты проектируемые по другим шифрам / существующие:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>ДКС Дожимная компрессорная станция</li> <li>КСН Станция компрессорная нефтяного газа</li> <li>КОС Сооружения очистные канализационные</li> <li>УКПГ Установка комплексной подготовки газа</li> <li>НСПД Станция насосная системы поддержания пластового давления</li> <li>ВВП Площадка вертолетная</li> <li>ВС Площадка водозаборных сооружений</li> <li>КЭ Комплекс энергетический</li> <li>ДП Дельта пожарная</li> <li>БПВ База промысла опорная</li> <li>Водобой Водобой</li> <li>П Пульпопровод</li> <li>Газопровод Газопровод</li> <li>Карьер x5 Карьер</li> <li>Карьер x24Г Карьер гидронамыный</li> <li>Автомобильный Автомобильный</li> <li>КП Конденсатопровод</li> <li>ГМ Газопровод магистральный</li> </ul> |
|--|--|

Фрагмент карты-схемы экологического мониторинга территории Пяяхинского участка недр на 2019-2023 г.г.



- Условные обозначения:
- Точки отбора
- Донных отложений и поверхностных вод
  - Атмосферного воздуха
  - Атмосферных осадков
  - Почвенного покрова

\* На территории проектируемого строительства отсутствуют редкие, охраняемые и особо уязвимые виды животных и растений, внесенные в списки СИТЕС, RED LIST, Красной книги РФ и Красной книги ЯНАО.

0485.102.004.П.0007-00С			
Дожимная компрессорная станция УКПГ			
Пяяхинского месторождения.			
Изм.	Кол.ч/Лист	На.док	Проб.
Разраб.	Петров И.А.	И.И.	07.2020
Проверил	Гамидов И.З.	И.И.	07.2020
Нач.отд.	Максимов А.А.	И.И.	07.2020
Н.контр.	Молодых А.В.	И.И.	07.2020
ГИП	Молодых А.В.	И.И.	07.2020
Ситуационный план район строительства (1:10 000)		Страница	Лист
		П	1

