

Утверждаю  
Исполнительный директор  
ТОО «Nobilis Corp»

  
Асылханов Ж.Б.



**КОРРЕКТИРОВКА ПРОЕКТА  
нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для  
ТОО «Nobilis Corp» месторождения Боранколь  
на 2023г.**

Директор ТОО «КАЗТЭКО»

Нуртазин А.Т.

г. Актобе, 2023г.

---

## РАЗДЕЛ 2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

№	Должность	Исполнитель	Выполненный объем работ
1	Директор «КАЗТЭКО»	Нуртазин А.Т.	Руководство проектом
2	Инженер-эколог	Балтурин.А.Б	Разработка проекта, расчет рассеивания и расчет выбросов ЗВ в атмосферу

### РАЗДЕЛ 3. АННОТАЦИЯ

В данной работе рассчитаны нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ (НДВ), поступающих в атмосферу при производственной деятельности для ТОО «Nobilis Corp» месторождения Боранколь Разработчиком проекта является ТОО «КАЗТЭКО».

Основная деятельность предприятия (ОКЭД) – (06100) Добыча сырой нефти и попутного газа.

Ранее месторождение Боранколь принадлежало ТОО МНК «КазМунайТениз». Но после проведения электронного аукциона на предоставление права недропользования по углеводородам, выиграла компания ТОО «Nobilis Corp» после чего все права перешли данной компании.

Список правоустанавливающих документов:

- Контракт на добычу углеводородов на месторождении Боранколь в Мангистауской области РК;
- Справка о государственной регистрации юридического лица:

*(Документы в приложении 12).*

Далее было произведено переоформление разрешения на воздействие для объектов I категории выданному производственному объекту месторождения Боранколь на 2023 г.с ТОО МНК «КазМунайТениз» к ТОО «Nobilis Corp» *(Разрешение на воздействие в приложении 2)*

**Разработка корректировки проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ от ТОО «Nobilis Corp» месторождения Боранколь обусловлена получением Разрешения на сжигание в факелах сырого газа на период 01.01.2023 - 31.12.2023г. в общем объеме  $V_v = 0,328665$  млн.м<sup>3</sup>. (прилагается в приложение 8 дополнительные документы).**

В соответствии с этим на 2023 год будут нормированы следующие источники загрязняющих веществ:

- № 0001 - Факел (дежурная горелка) ЦППН;
- № 0106 - Факел (дежурная горелка) ГУ-1;
- № 0205 - Факел (дежурная горелка) ГУ-2;

Сравнительная таблица по выбросам загрязняющих веществ.

Лимит выбросов по разрешению №: KZ31VCZ01871739 на 2023 год (тонн в год)	Запрашиваемое количество выбросов на 2023 год с учетом нормирования факельных установок (тонн в год)
715.538569446	722,1297949

От факельных установок будут выбрасываться в атмосферу загрязняющие вещества 5 наименований (азота диоксид, азот оксид, углерод сажа, сера диоксид, сероводород, углерод оксид) в общей массе **6,59122549** тонн

**Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для ТОО «Nobilis Corp» на 2023г.**

Сводный анализ по фактической производительной мощности предприятия за последние три года.

**Сводная таблица по годовым выбросам**

	Нормативные объемы выбросов ЗВКЗ76V CZ005425 14 за 2020г.	Фактические годовые выбросы ЗВ, т/год за 2020г.	Нормативные объемы выбросов КЗ27VCZ00 667750 за 2021г.	Фактические годовые выбросы ЗВ, т/год за 2021г.	Нормативные объемы выбросов КЗ09VCZ0174 3513 за 2022г.	Фактические годовые выбросы ЗВ, т/год за 3 квартала 2022г.	Нормативные объемы выбросов КЗ09VCZ0174 3513 за 2023г.
Выброс загрязняющих веществ от стационарных источников	584,162651	596,561	587,68864	589,2625	679.458416436	409,233778	715,53857
Выброс загрязняющих веществ от сжигания попутного и/или природного газа на факелах	6,500912	6,500921	6,588412	1,658917		1,375923	6,59122549 .*
<b>Итого</b>	<b>590,6636</b>	<b>603,0619</b>	<b>594,2771</b>	<b>590,9214</b>	<b>679.458416436</b>	<b>410,609701</b>	<b>722,1297949*</b>

\*- Сжигание факелов не нормированы в действующем разрешении КЗ09VCZ01743513 , по этой причине и запрашиваются разрешение нормирования на 2023 год

По итогам вышеуказанной таблицы видно, что предприятие использует установленные нормативы выбросов загрязняющих веществ 100% объеме. За 2020 и 2021 года наблюдается превышение нормативов эмиссии в окружающую среду. Предприятием произведена плата за причиненный ущерб окружающей среде.

**На предприятии** в 2022 году определено 342 источников выбросов загрязняющих веществ, из которых 180 являются организованными, 162 – неорганизованными. В атмосферу будут выбрасываться вещества 50 наименований.

Согласно расчетным данным и результатами инструментальных замеров количество выбросов загрязняющих веществ на 2023г. в целом по предприятию составляет – **722,1297949** т/год, из них: твердых: 4,94264869 т/год и газообразные, жидкие: 717,187146246 т/год. Год достижения нормативов НДВ -2023г.

## РАЗДЕЛ 4. СОДЕРЖАНИЕ

1	Титульный лист	
2	Список исполнителей	
3	Аннотация	
4	Содержание	
5	Введение	
6	Общие сведения об операторе	
7	Характеристика оператора как источника загрязнения атмосферы	
8	Проведение расчетов рассеивания	
9	Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях.	
10	Контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов	
	Приложение №1. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативов допустимых выбросов	
	Приложение №2. Бланки инвентаризации выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух и их источников (бланки №1-4)	
	Приложение №3. Состав проекта нормативов эмиссий в части выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду (Исходные данные заказчика и расчет валовых выбросов)	
	Приложение №4. Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по объекту	
	Приложение №5. Перечень источников залповых выбросов	
	Приложение №6. Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения	
	Приложение №7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	
	Приложение №8. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ, в атмосфере города	
	Приложение №9. 1. Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ. 2. Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ.	
	Приложение №10. План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов	
	Приложение №11. План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов	

## **РАЗДЕЛ 5. ВВЕДЕНИЕ**

Состав и содержание проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов ТОО «Nobilis Corp» выполнен с учетом требований основных документов:

1. Договор на выполнения работ по разработке проекта НДВ №02-10 от 11.10.2022г.
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приложение к приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63)
3. СанПин Об утверждении Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" От 11 января 2022 года №26447.

### **Адрес заказчика:**

ТОО «Nobilis Corp»

Адрес: Республика Казахстан, Мангистауская область, г. Актау, 14  
микрорайон, дом 67

БИН: 220540006616

Кбе 17

ИИК: KZ29601A231000949961

в АО Народный Банк Казахстана

БИК HSBK KZKX

e-mail: [nobiliscorp@mail.ru](mailto:nobiliscorp@mail.ru)

### **Адрес разработчика:**

ТОО «КАЗТЭКО»

РК, г.Актобе, ул.Жанкожа батыра 28

Тел: 87781297809

e-mail: [novelty.kz@mail.ru](mailto:novelty.kz@mail.ru)

## РАЗДЕЛ 6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

**Наименование предприятия:** ТОО «Nobilis Corp»

**БИН:** 220540006616

**Категория объекта:** 1 категория

**Вид деятельности** (ОКЭД) – Добыча сырой нефти и попутного газа (06100)

**Месторасположение административного здания:** РК, Мангистауская область, г. Актау, 14 Микрорайон д. 67

Министерство нефти и газа РК досрочно с 21.07.2010 г. прекратило действие контрактов на право недропользования ТОО «Толкыннефтегаз» (ТОО «ТНГ») и ТОО «Казполмунай» (ТОО «КПМ») и в соответствии с законодательством РК контрактная территория, закрепленная за этими ТОО, передана в доверительное управление ТОО МНК «КазМунайТениз», а именно Филиалу ТОО МНК «КазМунайТениз» в городе Актау. АО НК «КазМунайГаз» на правах доверительного управляющего передало Контрактную территорию ТОО МНК «КазМунайТениз» в доверительное управление.

Далее в 2022 году после проведения электронного аукциона на предоставление права недропользования по углеводородам на месторождении Боранколь, выиграла компания ТОО «Nobilis Corp» и все права перешли ей (справка о государственной регистрации юридического лица прилагается приложение 12).

Месторождение Боранколь расположено в северной части Мангистауской области, западнее поселка Боранколь (Опорный). С геологической точки зрения месторождение Боранколь расположено в пределах Южно-Эмбинского погребенного палеозойского поднятия на юго-восточном борту Прикаспийской впадины.

В административно-территориальном отношении месторождение Боранколь расположено в Бейнеуском районе, Мангистауской области. Областной центр, г. Актау, расположен в 400 км к юго-западу от месторождения (по железной дороге – 590 километров). Ближайшие населенные пункты: железнодорожная станция и поселок Боранколь – 15 км, город Кульсары – 110 км, районный центр Бейнеу – 120 км.

В целом по месторождению Боранколь утвержденные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа составили:

Утвержденные запасы нефти и растворенного газа

Категории	Геологические запасы нефти тыс.т	Извлекаемые запасы нефти тыс.т	Геологические запасы растворенного газа, млн.м3	Извлекаемые запасы растворенного газа, млн.м3
В	4989	1811	143	52
С1	11091	2406	663	135
В+С1	16080	4217	806	187
С2	1532	147	127	11

Утвержденные запасы природный газа и конденсата

Категории	Геологические запасы газа млн м.3	Извлекаемые запасы газа млн м.3	Геологические запасы конденсата тыс.т	Извлекаемые запасы конденсата тыс.т
C1	3514,4	1445,7	645,3	155,1

Перечень структурных подразделений месторождения Боранколь, основных и вспомогательных производств, участков:

В состав эксплуатируемых объектов в 2023г. будут входить:

- цех добычи нефти и газа, в составе: ГУ-1, ГУ-2, ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4, ГСП, эксплуатационные скважины нефтяные и газовые;
- цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН) (прежнее название - УПН) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) и компрессорной станцией производительностью 4 тыс. м/сутки; подготовка подтоварной воды (расширение ЦППН);
- компрессорный цех на входе в ЦПГиГК (бывш. УКПГ) производительностью 300 тыс. м<sup>3</sup> / сутки; компрессорная установка КС-300/2 с двумя компрессорами ARIEL JGT4 с газовым двигателем Caterpillar G3516 (расширение КЦ) и дополнительными тремя компрессорами ARIEL JGT4 с газовым двигателем Caterpillar G3406 (модернизация КЦ).
- отдел капитального и текущего ремонта скважин;
- вахтовый городок Боранколь на 50 человек;
- новый вахтовый городок Боранколь с общежитиями №№ 1, 2, 3 по 52 места в каждом, в т.ч.: автозаправочная станция (АЗС-2), установка по сжиганию отходов «Форсаж-2»;
- газопроводы месторождения Боранколь: газопровод от новой компрессорной установки КС-300 - до ГСП; газопровод от групповой установки № 2 Боранколь до модульной компрессорной станции УПН Боранколь;
- система закачки в пласт месторождения Боранколь; пробная закачка воды в Ю-VII горизонт месторождения Боранколь.
- внутриплощадочные автодороги.

Полигон замазученных грунтов, нефтешлама и отходов полигона находится на консервации и эксплуатация его в 2022-2023 годах не планируется. Электроснабжение объектов месторождения Боранколь осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК (УКПГ) (объект месторождения Толкын), в качестве резервных установок электроснабжения предусмотрены дизель-генераторы.

Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях - односменная работа. В целом на месторождении Боранколь работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется ж/дорожным транспортом из г. Актау и в вахтовые городки автотранспортом. Руководство компании осуществляется из офиса в г. Актау и офиса в базовом вахтовом посёлке Боранколь Филиала ТОО «Nobilis Corp».

Планируемые технологические показатели добычи нефти, газа и конденсата на месторождении Боранколь на 2022-2023 года приняты в соответствии с «Проектом разработки

**Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для ТОО «Nobilis Corp» на 2023г.**

месторождения Боранколь по состоянию изученности на 01.01.2014г." с материалами ПредОВОС», утвержденному на ЦКРР РК (№27-5-1985-и от 14.09.2015г) и согласованному КЭРКИГИНК МЭ РК (ЗГЭЭ №KZ59VCY00026570 от 21.08.2015г.) и представлены в таблице 2.4.

№	Показатели добычи	Единица измерения	2023 год
1	Добыча жидкости	тыс. т/год	856,5
2	Добыча нефти	тыс. т/год	80,5
3	Добыча попутного (нефтяного) газа	млн. м <sup>3</sup> /год	3,4
4	Добыча природного (свободного) газа	млн. м <sup>3</sup> /год	8,4
5	Добыча конденсата	тыс. т/год	0,5
6	Обводненность продукции	%	90,6

На основании планируемой деятельности составлены балансы газа с учетом сопоставления объемов добычи попутного и природного газа по месторождению Боранколь и с учетом потребностей в газе для собственных нужд в печах подогрева нефти и газа газлифтной системы, компрессорных газогенераторах и котельных.

Обобщенный баланс газа на месторождении Боранколь на 2023 г.г. приведен ниже в таблице.

Объем сжигания попутного и природного газа на месторождении Боранколь включает в себя сжигание газа при нормальном технологическом режиме.

**Обобщенный баланс газа в целом по предприятию на 2023 год**

№	Наименование	единица измерения	2023 год
1	Добыча природного газа, в том числе	млн.м <sup>3</sup> /год	58,6
	Добыча природного газа	млн.м <sup>3</sup> /год	55
	Добыча попутного газа	млн.м <sup>3</sup> /год	4
<b>2</b>	<b>Технологические потери газа без сжигания на факеле</b>	<b>млн.м<sup>3</sup>/год</b>	
<b>3</b>	<b>Объем утилизованного газа, в том числе:</b>	<b>млн.м<sup>3</sup>/год</b>	
3.1	Расход на собственные нужды	млн.м <sup>3</sup> /год	15,55
3.1.1	Подогреватель нефти ПП-0,63 на ЦДНГ (всего 3ед. из них 1ед. на ГУ-1, 2 ед. на ГУ-2)	млн.м <sup>3</sup> /год	1,1964984
3.1.2	Устьевой подогреватель УН-0,2 на скважинах ЦДНГ (5 ед.)	млн.м <sup>3</sup> /год	1,083
3.1.3	Печь подогрева газа ПГА-200 на ЦДНГ Боранколь (всего 4 ед., из них 1ед. на ГСП; 2ед. на АГРС и 1ед. на ППРГ)	млн.м <sup>3</sup> /год	1,143648
3.1.4	Печь подогрева нефти ПП-0,63 на ЦППН (3 ед.)	млн.м <sup>3</sup> /год	2,018712
3.1.5	Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М на ЦППН (2 ед.)	млн.м <sup>3</sup> /год	0,90576
3.1.6	Котельная на ЦППН (2 шт. 1 резерв.)	млн.м <sup>3</sup> /год	0,097875
3.1.7	Котельная вахтового городка Боранколь (2 шт. 1 резерв.)	млн.м <sup>3</sup> /год	0,097005
3.1.8	Газомотокомпрессор «Борец» КЦ (6 ед.)	млн.м <sup>3</sup> /год	2,8954368
3.1.9	Газомотокомпрессор «Ariel» КЦ (5 ед.)	млн.м <sup>3</sup> /год	6,104424
3.1.10	ДЭС на ЦППН	млн.м <sup>3</sup> /год	0,0040296
3.1.11	Утилизация от УОГ (УКПГ-2) в САЦ (на продажу)	млн.м <sup>3</sup> /год	42,721
<b>4</b>	<b>Сжигание газа на факелах, в т.ч.</b>	<b>млн.м<sup>3</sup>/год</b>	<b>0.32844121</b>
4.1.	Сжигание на дежурных горелках при эксплуатации тех.оборудования в том числе:		
4.1.1	Сжигание газа на дежурной горелке ГУ-1 ЦДНГ	млн.м <sup>3</sup> /год	0.109480403
4.1.2	Сжигание газа на дежурной горелке ГУ-2 ЦДНГ	млн.м <sup>3</sup> /год	0.109480403
4.1.3	Сжигание газа на дежурной горелке	млн.м <sup>3</sup> /год	0.109480403

**Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для ТОО «Nobilis Corp» на 2023г.**

<b>4.2.</b>	<b>Сжигание газа при тех. обслуживании и ремонтных работ и тех. оборудования в том числе:</b>	<b>млн.м<sup>3</sup>/год</b>	<b>0.00022379</b>
4.2.1	Сжигание газа при опорожнении оборудования на ГУ-1 (ЦДНГ Боранколь)	млн.м <sup>3</sup> /год	0.0000656
4.2.2	Сжигание газа при опорожнении оборудования на ГУ-2 (ЦДНГ Боранколь)	млн.м <sup>3</sup> /год	0.0000656
4.2.3	Сжигание газа при опорожнении оборудования на ЦППН	млн.м <sup>3</sup> /год	0.0000927
4.2.4	% утилизации	млн.м <sup>3</sup> /год	

Особенность месторождения Боранколь, заключающаяся в чередовании нефтяных, газовых и нефтегазовых залежей, отразилась на разнообразии свойств добываемых флюидов - от лёгкого конденсата до тяжелой нефти.

Физико-химические характеристики нефти, попутного газа, природного газа и конденсата месторождения Боранколь приведены в таблицах 2.7 – 2.8.

Таблица 2.7

**Физико-химическая характеристика природного газа месторождения Боранколь**

<b>№</b>	<b>Компоненты</b>	<b>Концентрация, % об</b>
1	Метан	85,328
2	Этан	4,233
3	Пропан	2,201
4	Изобутан	0,526
5	Н-бутан	0,751
6	Изопентан	0,238
7	Н-пентан	0,222
8	∑C <sub>6+</sub> высшие	0,324
9	Кислород	0,03
10	Азот	5,936
11	Углекислый газ	0,221
12	Сероводород	отсутствует
13	Плотность при T=20°C, кг/м <sup>3</sup>	0,798

Таблица 2.8

**Физико-химическая характеристика попутного газа месторождения Боранколь**

<b>№</b>	<b>Компоненты</b>	<b>Концентрация, % об</b>
1	Метан	86,284
2	Этан	4,739
3	Пропан	2,072
4	Изобутан	0,519
5	Н-бутан	0,721
6	Изопентан	0,269
7	Н-пентан	0,225
8	∑C <sub>6+</sub> высшие	0,345
9	Кислород	0,012
10	Азот	2,349
11	Углекислый газ	0,04
12	Сероводород	отсутствует
13	Плотность газа расчетная кг/м <sup>3</sup>	0,793

## **РАЗДЕЛ 7. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ**

### **7.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы**

ТОО «Nobilis Corp» на месторождении Боранколь специализируется на разработке нефтяных и газоконденсатных залежей, добыче нефти, конденсата и природного газа, осуществляет подготовку нефти до товарного состояния и отправку нефти на товарно-сырьевую базу (ТСБ) и газоконденсата в цех подготовки газа и газового конденсата ЦПГиГК (прежн. УКПГ-1, 2).

На месторождении Боранколь расположены нефтяные и газоконденсатные эксплуатационные скважины. Способы добычи углеводородов фонтанный и еханизированный (винтовыми, глубинными насосами и газлифтной системой). В основе существующей системы сбора добываемой нефти заложена герметизированная система, состоящая из индивидуальных для каждой скважины выкидных линий и пунктов сбора (ГУ, ЗУ).

По выкидным линиям со скважин нефтегазовая смесь поступает на ГУ-1, ГУ-2, ЗУ-1, ЗУ-4 и «Спутник–А1» ГУ, расположенный на ЦППН (прежн. УПН), где происходит процесс предварительной сепарации нефти от попутного газа. От ГУ и ЗУ нефтегазовая смесь направляется на нефтегазосепараторы (НГС) ЦППН для доведения ее до товарной кондиции и подачи товарной нефти в магистральную нефтепроводную систему для транспортировки на ТСБ и затем потребителям.

Газоконденсатная смесь со скважин месторождения Боранколь по выкидным линиям подается на входной манифольд ГСП, где предусматривается сепарация газа, и по газопроводу отсепарированный газ направляется на установку осушки газа УОГ (прежн. УКПГ-2). Способ добычи газоконденсата на месторождении Боранколь – фонтанный.

### **ЦЕХ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА (ЦДНГ)**

В состав ЦДНГ входят групповые установки (ГУ) и замерные установки (ЗУ), газосборный пункт (ГСП), эксплуатационные скважины.

Все добывающие нефтяные скважины обустроены наземным и подземным оборудованием в зависимости от способа эксплуатации. Выкидные линии нефтяных скважин подключены к замерным установкам (ЗУ-1, 2, 3, 4) и групповым установкам (ГУ-1 и 2), прокладка всех нефтесборных коллекторов из стальных труб осуществлена на глубине 1-1,5 м под землей. Система промыслового сбора и транспорта нефти включает две ГУ (ГУ-1, ГУ-2) и четыре ЗУ (ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4), к которым подключены нефтяные скважины эксплуатационного фонда.

На всех АГЗУ имеются свободные отводы для подключения новых проектных скважин, выводимых из бурения. К одному «Спутнику» подключается от 8 до 14 скважин. Технологический процесс осуществляется следующим образом: нефтегазовая смесь со всех скважин поступает по выкидным линиям диаметром 89х6мм на ЗУ-1 и по выкидным линиям диаметром 114х6 мм на ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4, где производится поскважинный замер продукции на автоматизированной замерной установке типа АГЗУ «Спутник АМ40-8-400» или АГЗУ «Спутник АМ40-14-400».

Характеристика нефтесборных стальных трубопроводов от ЗУ до ГУ на месторождении Боранколь представлена в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1

Характеристика нефтесборных стальных трубопроводов месторождения Боранколь			
Наименование объекта	Протяженность, м	Диаметр трубы, мм	Толщина стенки, мм
1	2	3	4
Сборный коллектор от ЗУ-1 до ГУ-1	1150	127	8
Сборный коллектор от ЗУ-2 до ГУ-2	120	159	8
Сборный коллектор от ЗУ-3 до ЦППН	50	159	8
Сборный коллектор от ЗУ-4 до ГУ-2	1260	219	8
Сборный коллектор от ГУ-1 до ЦППН	5050	159	8
Сборный коллектор от ГУ-2 до ЦППН	2270	219	8
ИТОГО	12680		

### **ЗАМЕРНЫЕ УСТАНОВКИ ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4**

Замерные установки ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-3, ЗУ-4 используются для замера поступающего количества газа и жидкости (нефть+вода) от нефтяных скважин месторождения Боранколь. Для замеров используется оборудование типа «Спутник». ЗУ-1 располагается западнее групповой установки ГУ-1, ЗУ-2 и ЗУ-3 размещаются западнее групповой установки ГУ-2, ЗУ-4 располагается на территории ЦППН.

Все ЗУ-1, 2, 3, 4 в зависимости от количества подключенных к ним нефтяных скважин оснащены необходимым технологическим оборудованием:

- автоматизированная замерная установка типа АГЗУ «Спутник»;
- дренажная емкость;
- аварийная свеча сброса газа;
- устьевые подогреватели;
- выкидные линии от добывающих скважин до ЗУ;
- сборные нефтепроводы от ЗУ-2, 4 до ГУ-2 и от ЗУ-1, 3 до ЦППН.

Для улучшения качества подготовки и транспортировки нефтегазовой смеси на некоторых скважинах с высоким содержанием асфальтосмолистых веществ, предусмотрены устьевые подогреватели.

### **ЗУ-1**

Замерный узел (ЗУ-1) представляет собой отдельно расположенную площадку с одним блоком «Спутник», к которому снаружи подключаются шлейфы действующих 6 скважин. От «Спутника» нефтегазовая смесь при недостаточном напоре на скважинах поступает в резервуары (2 резервуара по 50 м<sup>3</sup>) и из них насосами (1 рабочий, 1 резервный) направляется на ЦППН.

Внутри «Спутника» расположены трап-сепаратор, замерное устройство, запорно-регулирующая арматура. В «Спутнике» нефтегазовый поток проходит через очистительную машину ПСМ, поступает на трап-сепаратор, где поток разделяется для проведения замеров. Устройство замера жидкости обеспечено переключателем скважин, предназначенным для

раздельного замера дебита скважин. После замеров поток смешивается и направляется на ГУ-1. На ЗУ-1 для сбора ливневых вод и возможных аварийных разливов нефти предусмотрена дренажная емкость. За территорией площадки расположена продувочная свеча высотой 5м. ЗУ-4 Замерный узел (ЗУ-4) представляет собой отдельно расположенную площадку с двумя блоками «Спутник», к которым снаружи подключаются шлейфы 13 скважин.

От «Спутника» нефтегазовая смесь насосами НБ-50 (1 рабочий, 1 резервный) направляется на ГУ-2. «Спутники» ЗУ-4 устроены аналогично «Спутнику» на ЗУ-1. На ЗУ-4 для сбора ливневых вод и возможных аварийных разливов нефти предусмотрена дренажная емкость. За территорией площадки расположена продувочная свеча (Свеча на консервации и эксплуатации ее в 2022-2023гг не планируется).

### **ЗУ-2**

Замерный узел ЗУ-2 введен в эксплуатацию по проекту «Расширение системы сбора нефти, газа и воды». Замерный узел (ЗУ-2) представляет собой отдельно расположенную площадку с двумя замерными установками «Спутник» АМ40-8-400 и «Спутник» АМ40-14-400, к которым снаружи подключаются шлейфы 19 скважин.

От замерной установки ЗУ-2 нефтегазовая смесь направляется на ГУ-2. На ЗУ-2 для сбора ливневых вод и возможных аварийных разливов нефти предусмотрена дренажная емкость. За территорией площадки расположена продувочная свеча. (Свеча на консервации и эксплуатации ее в 2023гг не планируется).

### **ЗУ-3**

Замерный узел ЗУ-3 расположен на территории ЦППН, реконструкция выполнена по проекту «Расширение системы сбора нефти, газа и воды». Замерный узел (ЗУ-3) представляет собой отдельно расположенную площадку с двухблочной замерной установкой «Спутник» АМ40-14-400, к которой снаружи подключаются шлейфы 8 скважин.

От замерной установки ЗУ-3 нефтегазовая смесь направляется на ЦППН. На ЗУ-3 для сбора ливневых вод и возможных аварийных разливов нефти предусмотрена дренажная емкость. За территорией площадки расположена продувочная свеча. (Свеча на консервации и эксплуатации ее 2023гг не планируется).

### **ГРУППОВЫЕ УСТАНОВКИ ГУ-1, ГУ-2**

Газонефтяная смесь по сборным коллекторам от замерных установок ЗУ-1, ЗУ-2, ЗУ-4 направляется в автоматизированные групповые установки ГУ-1 и ГУ-2. От ЗУ-1 по сборному коллектору диаметром 159 мм газонефтяная смесь поступает на ГУ-1 и от ЗУ-2, ЗУ-4 на ГУ-2 - по сборным коллекторам диаметром соответственно 159 мм и 219 мм.

На ГУ газонефтяная смесь поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС). В сепараторе НГС происходит первая ступень сепарации нефти и попутного нефтяного газа при давлении сепарации 0,25 МПа (избыт.).

Газ, выделившийся с сепаратора НГС, направляется в вертикальный газовый сепаратор-каплеотделитель, где газ очищается от капельной жидкости. Осушенный газ с после скрубберачастично используется на собственные нужды – в качестве топлива на печах подогрева, остальной газ направляется через дожимной компрессор на установку

подготовки газа и газового конденсата. При аварийных ситуациях предусмотрена подача газа на аварийную факельную систему.

Для окончательной сепарации нефти перед поступлением ее в ЦППН, предусматривается концевой сепаратор (буферная емкость, одна рабочая, вторая резервная), где процесс сепарации ведется при давлении 0,05 МПа.

Остаточный объем газа с газосепаратора поступает на вторую ступень сепарации в газовые расширители поз. ГР-100/101, где производится очистка газа от конденсата и далее газ направляется в коллектор факельного газа низкого давления.

Нефть с концевого сепаратора нефтяными насосами (два рабочих, третий резервный) перекачивается по сборному нефтепроводу условным диаметром 159 мм на установку подготовки нефти Боранколь.

Свеча сбросная предназначена для сброса газа с дренажной емкости, диаметр свечи 100 мм, высота 10 м. Нефть с дренажной емкости откачивается погружным насосом на прием нефтяных насосов.

На входе в ГУ-1 (рядом с ЗУ-1) установлена замерная установка «Спутник» АМ40-14-400, к которой подключены 10 скважин.

В дренажную емкость поступает дренаж с замерной установки, нефтегазосепаратора, буферной емкости, газового сепаратора и технологических насосов. Откачка нефти с дренажной емкости производится насосом по трубопроводу диаметром 100 мм на линию подачи нефти в буферную емкость. Газ, образовавшийся в результате дренирования, направляется на продувочную свечу.

Сброс газа с предохранительных клапанов нефтегазового сепаратора, газового сепаратора и буферной емкости предусматривается по коллектору факельной системы высокого и низкого давления. Розжиг газа - дистанционный, автоматический, осуществляется за счет подачи на запальную горелку.

Факел системы высокого давления предназначен для сжигания газа при ремонтных и аварийных ситуациях системы высокого давления. Производительность факела 0,2 млн м<sup>3</sup>/сут, рабочее давление 0,15-0,25 МПа, диаметр 150 мм, высота 10 м.

Факел системы низкого давления предназначен для сжигания излишков газа, поступающего с буферной емкости факельной системы низкого давления. 0,52 млн. м<sup>3</sup>/сут, рабочее давление 0,0013-0,0015 МПа, диаметр 150 мм, высота 10 м.

Для транспортировки нефти предусмотрены нефтяные коллекторы от ГУ-1 и ГУ-2 до ЦППН, которые проложены подземно на глубине 1,2 м от верха трубы. Общая протяженность трубопроводов от ГУ-1-5050 м, от ГУ-2 – 2270 м.

Для транспортировки попутного газа предусмотрены газовые коллекторы от ГУ-1 и ГУ-2 до ЦППиГК, проложенные подземно на глубине 1,2 метра от верха трубы. Общая протяженность трубопроводов от ГУ-1 – 5335 м., от ГУ-2 – 2038 м.

## **ГСП**

Технологическая площадка газосборного пункта (ГСП) расположена рядом с Установкой стабилизации конденсата УСК (УКПГ-1).

Для обслуживания газлифтной эксплуатации скважин территория ГСП расширена до площади размером 70 x 90 м. Технологической схемой газлифтной системы предусматривается подача подготовленного газа на газлифт нефтяных скважин от УОГ (УКПГ-2) компрессором. В качестве резервного варианта предусмотрена подача газа на газлифтную систему от манифольда ГСП.

В состав ГСП входят:

- площадка входного манифольда - переобвязка;
- двухфазный сепаратор;
- трехфазный сепаратор;
- площадка газосепараторов -3 ед.;
- площадка подогревателя газа ПГА-200 для газлифтного газа;
- площадка емкости сбора конденсата;
- газопровод.

Газоконденсатная смесь со скважин месторождения Боранколь по газопроводам 89 x 7 мм (выкидным линиям) поступает на входной манифольд ГСП. Выход манифольда представляет собой коллектор диаметром 150 мм. Далее смесь поступает на предварительную сепарацию газа двухфазным сепаратором и жидкости трехфазным сепаратором на площадке ГСП. Отсепарированный газ поступает на вход сепараторов S1A и S1B, где предусматривается сепарация газа и по газопроводу направляется на ЦПГиГК.

Жидкость поступает в трехфазный сепаратор, далее в трехфазный сепаратор УСК для подготовки конденсата.

Газ с предохранительных клапанов, линии сброса давления манифольда и сепаратора поступают на факел ЦПГиГК (УКПГ), который рассчитан на дополнительный объем газа в 1 000 000 м<sup>3</sup>, поступающий с месторождения Боранколь.

Технологической схемой газлифтной системы предусматривается подача подготовленного газа на газлифт нефтяных скважин от УОГ компрессором. В качестве резервного варианта предусмотрена подача газа на газлифтную систему от манифольда ГСП. Газ после манифольда поступает в газосепараторы, где из него удаляется конденсат. Газовый конденсат из сепараторов отводится в емкость сбора конденсата, откуда автоцистернами перевозится на УСК.

После газосепараторов газ через регулятор давления поступает в подогреватель газа ПГА-200, где нагревается выше температуры гидратообразования. Дополнительно перед регулятором давления для предупреждения гидратообразования насосом подается метанол из емкости метанола, расположенной на ГСП. Топливом для печи служит газ, подаваемый от УОГ. Подогретый газ поступает в коллектор и далее на месторождение Боранколь к узлу переключения № 1 и к скважинам.

#### **Фонтанный способ добычи нефти и конденсата**

Устья нефтяных фонтанных скважин оборудованы фонтанной арматурой типа АФК6-100-35 с ручным управлением. В обвязке скважин предусмотрены клапаны - отсекатели и ручные дроссели. Далее по выкидным шлейфам нефть под пластовым давлением идет на замерные узлы и на ЦППН.

Устья эксплуатационных газоконденсатных скважин оборудованы аналогичной фонтанной арматурой, от которых газоконденсатная смесь по выкидным шлейфам под пластовым давлением идет на входной манифольд ГСП.

Механизированный способ добычи винтовыми и глубинными насосами

Добыча нефти винтовыми штанговыми насосами (УВШН). Обустройство скважин, работающих с винтовыми насосами, выполнено в соответствии с проектом «Перевод скважин/р Боранколь на механизированный способ добычи винтовыми насосами», разработанным ТОО «КАСКО-Petrostar», 2004 г. Для обеспечения заданных дебитов используются винтовые насосы модели 40-063, 30-195 фирмы «WEATHERFORD–GRIFFIN».

Площадки скважин с винтовыми насосами включают следующие объекты:

- Винтовой насос;
- Пульт управления;
- Накопительная емкость объемом 60 м<sup>3</sup> ;
- Площадка под АЦН;
- Электропитание насосов и электроосвещение.

От скважины продукция направляется в нефтесборную ёмкость объемом 60 м<sup>3</sup> , оснащенную дыхательным клапаном и визуальным уровнем контроля. В нефтесборную емкость ориентировочно поступает ежедневно 20 м<sup>3</sup> . Привод насосов на скважинах осуществляется от электрогазогенераторной станции «Caterpillar», расположенной на УСК (УКПГ-1).

Откачивание нефти из нефтесборной ёмкости ведется с помощью цементировочного агрегата ЦА-320, мощностью 184 кВт. (Источник ликвидирован, услуга передана подрядчику). Добыча нефти штанговыми глубинными насосами.

Наземное оборудование скважины УПШН обеспечено станками качалками типа ПШГН 8-3-550-01. Устьевое оборудование представляет собой крестовину, установленную на колонной головке и оснащенную сальниковым уплотнительным стаканом СУС-1, тройником отвода продукции и запорно-регулирующей арматурой. Подземное оборудование УПШН состоит из глубинных трубных насосов типа ННШ-(32, 38, 44, 57)-30-15-2, ВШГН-32 и насосно-компрессорных труб (НКТ) диаметром 73 мм (2,5"). Средняя глубина спуска насосов составляет 1392 м.

Перевод скважин на механизированный способ добычи штанговыми глубинными насосами был предусмотрен в соответствии с Рабочим проектом «Перевод скважин месторождения Боранколь на механизированный способ добычи глубинными насосами», разработанным ТОО «КАСКО-PETROSTAR», 2008 г., Заключение ГЭЭ № 414 от 04.07.2008 г. Источником электрической энергии для глубинных насосов и освещения площадок является закрытое распределительное устройство 6кВ газогенераторной электростанции ЦПГиГК.

### **Газлифтный способ эксплуатации скважин**

Перевод скважин на газлифтный метод добычи нефти предусмотрен по проекту «Перевод на механизированный метод способ добычи нефти на м/р Боранколь. Газлифтная эксплуатация скважин», разработанному ТОО «КАСКО-Petrostar», 2004 г. В качестве источника газа для газлифтных скважин используется газ, подготовленный на Установке осушки газа (УКПГ-2 –

объект месторождения Толкын). Газ в коллектор подается компрессором. Газ, поступающий от компрессора, подогревается в печах для предотвращения образования гидратов. В качестве резерва предусматривается бескомпрессорный вариант газлифта, при котором с 2007 г. используется газ с Газосборного пункта (ГСП).

Основные технологические параметры газлифтной системы приняты по «Проекту апробации технологии газлифтного способа добычи на период пробной эксплуатации нефтяных залежей месторождения Боранколь» и технических условий на подключение газа от УКПГ».

Параметры газа для газлифтной системы:

- необходимое давление газа на устье скважины - 6.0 МПа;
- температура газа на выходе из ЦПГиГК плюс 35°C;
- давление газа на манифольде - до 8.5 МПа;
- температура газа на выходе из ГСП - плюс 60°C.

В перечень сооружений газлифтной системы входят площадки, расположенные друг от друга на значительном расстоянии:

1. газосборный пункт (ГСП) с расширением;
2. пункт промежуточного подогрева газа (ПППГ);
3. площадки, расположенные на трассах газопроводов;

Площадка ГСП – описание приведено в разделе 3.1.1.3.

На ПППГ размещаются:

- площадки АГРС;
- площадки переключения газа №2;
- площадки 3-х промежуточных подогревателей газа.

На трассе газопровода газлифтной системы размещены:

- площадка узла переключения газа № 1;
- площадки узлов управления газлифтом;
- площадки узлов сбора конденсата (4 шт.);
- площадки узлов продувки коллекторов западного и восточного крыла на свечи;
- устья скважин – переобвязка.

Оба коллектора подачи газа (от ЦПГиГК и от ГСП) приходят на узел переключения газа № 1. На узле при помощи запорной арматуры производится переключение потока газа: либо газ подается от ЦПГиГК, либо от ГСП.

От узла переключения №1, газ поступает через узел переключения № 2 в подогреватели газа или по байпасу на узел переключения № 2, без подогрева, в коллекторы восточного и западного крыла для распределения газа по скважинам.

На протяженном участке подземного коллектора от подогревателей газа на ГСП до узла переключения газа № 2 газ охлаждается, и поэтому возникает необходимость в его повторном нагреве. Газ подается в подогреватели пункта промежуточного подогрева газа, где нагревается выше температуры гидратообразования. Топливом для печи служит газ, отбираемый в количестве 33 м<sup>3</sup>/ч из основного коллектора. Топливный газ поступает в АГРС, где его давление понижается до 0,3+1,2 МПа, затем подается в подогреватели.

Газ к каждой скважине подводится по трубопроводам с  $D = 50$  мм, в затрубное пространство фонтанной арматуры. Управление газлифтом и его контроль ведется на узлах управления газлифтом, расположенных на каждом из подводящих трубопроводов. В помещениях узлов управления газлифтом размещены приборы учета расхода газа, регулирования давления газа, подаваемого на скважины и запорная арматура с ручным приводом.

На каждой скважине предусмотрен сброс газа на свечу, расположенную в 35 м от скважины. Устья нефтяных газлифтных скважин оборудованы фонтанной арматурой типа АФК6-100-35 с ручным управлением. В обвязке скважин предусмотрены клапаны – отсекатели и ручные дроссели.

Площадки узлов сбора конденсата предназначены для сбора конденсата, выпадающего в подземном газопроводе. Конденсатосборники - подземные и подключены к газопроводу в нижних участках трассы.

Газлифтный газ поступает в добывающие скважины, где объединяется с добываемой продукцией нефтяных скважин и общим потоком поступает в систему сбора нефти м/р Боранколь и направляется на ЦППН.

На ЦППН выделение газлифтного (природного) и попутного газа из нефти осуществляется совместно при ступенчатой сепарации нефти. Транспортировка нефтегазовой смеси производится по выкидным линиям под пластовым давлением на замерные узлы и ЦППН. Газ после отделения от нефтегазовой смеси с ЦППН возвращается на ЦПГиГК (УКПГ) для его подготовки и дальнейшего использования в технологическом цикле газлифта. При циркуляции газа в системе потери газа сводятся к минимуму.

В процессе эксплуатации нефтяных скважин проводятся гидродинамические и газодинамические исследования. Исследования проводятся через групповые замерные установки (ГУ), основной поток газа направляется в компрессорный цех КС-300 на компримирование и частично сжигается на факелах ГУ-1 и ГУ-2.

### **ПЛОЩАДКА ЦППН С УЧЕТОМ РАСШИРЕНИЯ**

Площадка ЦППН расположена на месторождении Боранколь и предназначена для внутрипромыслового сбора нефти на месторождении Боранколь, подготовки и транспортировки кондиционной нефти по нефтепроводу на ТСБ.

Цех подготовки и перекачки нефти предназначен для подготовки добываемого сырья, поступающей с объектов нефтепромысла ГУ-1, ГУ-2, «Спутника» и нефти, поступающей с месторождения «Толкын» по трубопроводам Ду 300 и Ду 150 до товарной кондиции и перекачки на ТСБ.

Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям  $\varnothing 89$  мм с давлением 0.4МПа направляется в автоматизированные замерные установки «Спутник-АМ-40», расположенные на ГУ-1, ГУ-2 и «Спутник» на УПН, где проводится замер дебита поступающей продукции со скважин.

Дегазированная жидкость с ГУ-1, ГУ-2 предварительно подогревается в печах подогрева ПБТ-1,6 (Н-4,5) до 55-60°C и поступает на площадку установки предварительного сброса воды (УПСВ). На УПСВ установлен отстойник ОГ-100 (V-5/3) где происходит предварительный

сброс пластовой воды. Давление отстоя до 0,5 МПа. Уровень воды в отстойниках поддерживается регулирующим клапаном по линии сброса воды в резервуары РВС-1000 (V-4,11,12) и РВС-400 (V-10). Дренаж с отстойника V-5/3 осуществляется в дренажную емкость Т-2.

От УПСВ жидкость поступает на вход печей ПП-0,63 (Н-1,2,3 - печи взаимозаменяемы) минуя нефтегазовые сепараторы V-1,2. Нефтегазовая смесь со «Спутника» ЦППН поступает на площадку сепараторов V-1,2 на первую ступень сепарации. Здесь происходит разгазирование потока при давлении до 0.5 МПа. Выделившийся газ после нефтегазосепараторов V-1,2 поступает в вертикальный газосепаратор-каплеотделитель V-3. Давление в сепараторах поддерживается регулятором давления на трубопроводе выхода газа от газосепаратора. Уровень нефти в нефтегазовых сепараторах V-1,2 регулируются регулирующими клапанами на выходе нефти. Сброс дренажа с площадки нефтегазовых сепараторов производится в общую дренажную емкость Т-2/1.

Уровень конденсата в газосепараторе V-3 регулируется регулирующим клапаном по дренажной линии. Конденсат сбрасывается в дренажную емкость Т-3. Осушенный газ с давлением до 0,45 МПа после скруббера V-3 направляется на КЦ и/или может использоваться на собственные нужды в качестве топлива на печах подогрева нефти. Основным топливным газом является газ, подаваемый от SRM ЦПГиГК.

Нефтяная эмульсия с нефтегазосепараторов V-1,2 направляется на печи подогрева ПБТ-1,6 (Н-4,5), где подогревается до температуры 55-60°C. Для первичной промывки используется вода с водяной подушки технологического резервуара- температура до 60°C, которая подается или на вход V-1,2 или на вход печей первой ступени подогрева, в зависимости от свойств поступающей жидкости. Минерализация воды в технологическом резервуаре поддерживается до 10000-15000 мг/л путем регулировки подачи пресной воды на вторую ступень подогрева с помощью штуцеров. Пресная вода подается с резервуара Е-1. При необходимости предусмотрена возможность подачи химреагента промывки нефти.

Подогретый нефтяной поток поступает на вторую ступень сепарации - в отстойники ОГ-100 (V-5/1.2). Здесь происходит дальнейшая сепарация нефти и сброс пластовой воды. Отстойники предусмотрены, как для параллельного, так и последовательного подключения. Давление сепарации до 0.35 МПа, в отстойниках поддерживается регулирующим клапаном на выходе с отстойника. Уровень воды в отстойниках поддерживается регулирующим клапаном по линии сброса воды в резервуары V-4, 10, 11, 12. Дренаж с отстойников осуществляется в дренажную емкость Т-2. Пластовая вода с отстойников направляется в резервуары-отстойники пластовой воды V-10 объемом 400 м<sup>3</sup> и V-4, 11, 12 объемом 1000 м<sup>3</sup> каждый. В трубопроводы пластовой воды перед резервуарами V-4, 10, 11, 12 подается деэмульгатор от блока дозирования реагента БР-2,5 (Х-3). В резервуарах V-4, 10, 11, 12 методом отстоя производится осветление воды.

Осветленная вода от резервуаров V-4, 10, 11, 12 перекачиваются поршневыми насосами АН125 (Р-9/1, 2, 3, 4, 5) в нагнетательные скважины. Уловленная в резервуарах V-4, 10, 11, 12 нефть и дренаж сбрасываются в дренажную емкость Т-4, откуда с помощью насосов НБ-50 (Р-5/2,3) подается на начало технологического процесса.

Нефтяная эмульсия после отстойников проходит через печь подогрева ПП-0,63 (Н-1, 2, 3) второй ступени. Перед подогревателем в поток нефти для промывки от соли добавляется

пресная вода. Пресная вода подается насосами КС-12-110 (Р-6/1,2) из емкости пресной воды Е-1. Для окончательного разрушения эмульсии подается химреагент (деэмульгатор) из блока дозирования реагента БР-2.5 (Х-1,2).

Подогретый до 60°C поток направляется на концевую сепарационную установку КСУ. Здесь происходит окончательное разгазирование потока нефти.

Газ с КСУ подается на модульную компрессорную станцию МКС-3,5, в которой происходит компримирование низконапорных попутных газов с начального давления 0,01 МПа до конечного давления 0,6 МПа, а разгазированная нефть направляется в технологические резервуары-отстойники V-7/1 или V-7/2 объемом 1000 м<sup>3</sup>, и в товарные резервуары V-7/3, 4, далее нефть из резервуаров товарной нефти насосами ЦНСАн60-165 (Р-8/1,2) перекачивается по нефтепроводу диаметром 150 мм на Товарно-сырьевую базу (ТСБ) на станции Опорный.

В состав компрессорной установки месторождения Боранколь входят:

- 1 поршневая компрессорная установка МКС 3,5 и 1 резервная. Каждая поршневая компрессорная установка состоит из двухступенчатого поршневого компрессора и аппарата воздушного охлаждения к нему.
- каждая компрессорная поршневая установка имеет бак продувки БП, в котором скапливается конденсат (избыток влаги), образующийся при сжатии газа в двух ступенях компрессора.

Перед пуском компрессоры продуваются воздухом, затем азотом. Газ от КСУ и промышленных установок ГУ-1, ГУ-2 последовательно проходит через теплообменник «труба в трубе» и далее через конденсатосборник V-6 и вертикальный сепаратор С-1, где отбивается влага в составе газа низкого. Далее с помощью МКС газ компримируется и направляется на КЦ м/р Боранколь.

Сброс газа с дыхательных клапанов резервуарного парка товарной нефти осуществляется на свечу S-1. Продувочные и аварийные сбросы газа под избыточным давлением со всех технологических установок сбрасывается на факел F-1.

Баланс попутного газа с расходами газа на собственные нужды и сжигание на факелах приведен в таблицах Раздела 1.

Сброс дренажа со всех площадок производится в общую дренажную систему Т-1,2,4. Электроснабжение ЦППН осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК (УКПГ). На территории ЦППН расположены дизельные электростанции, в количестве 2 шт., которые используются в качестве резервного источника электроснабжения. При этом ДЭС (2ед.) могут работать как на дизельном топливе, так и на топливном газе. Для нужд отопления на площадке ЦППН имеется котельная, работающая на газе. Котельная работает только в отопительный период года.

### **КОМПРЕССОРНЫЙ ЦЕХ**

Компрессорный цех предназначен для компримирования низконапорных попутных газов нефтяного и газоконденсатного месторождений с начального давления 0,3 МПа до конечного давления 8,2 МПа и построен по рабочему проекту «Компрессорная станция производительностью 300 тыс. м<sup>3</sup> /сутки».

Для обеспечения необходимых инженерных сетей компрессорный цех построен рядом с территорией ЦПГиГК на месторождении Боранколь. Подача газов в КЦ осуществляется по трубопроводу ЦППН-ЦПГиГК протяженностью 1 км при давлении 0,3 МПа.

Компримированные попутные газы направляются на установку подготовки газа УОГ (УКПГ-2) и далее в магистральный газопровод.

Часть компримированного газа от компрессорной станции направляется через газосборный пункт (ГСП) в газовый коллектор цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ) месторождений Боранколь для использования добычи нефти газлифтным способом эксплуатации скважин.

Технические параметры компрессорного цеха:

- количество попутного газа, поступающего на компримирование - 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут;
- температура поступающего попутного газа - 16-20°С;
- давление на входе в установку - 0,3 МПа;
- давление нагнетания - 8,2 МПа;
- давление в факельном коллекторе - 0,02 - 0,05 МПа.

Описание технологической схемы

Поступающий на установку попутный газ, проходит сепаратор С-1 и поступает на компримирование в компрессорные установки 2ГМ4-5,5/4-83. Полученный конденсат попутного газа насосами Н-2,2р откачивается с установки (газовый конденсат с водой направляются в колонну стабилизации ЦПГиГК, откуда конденсат рекуперируется для дальнейшей реализации как товарный конденсат, а вода отводится на ЦППН для подготовки и закачки в пласт).

В компрессорном цехе проектом было задействовано 10 рабочих трехступенчатых поршневых компрессоров ПК-1А – ПК-1Л и 1 резервный трехступенчатый поршневой компрессор ПК-1Р для компримирования попутного газа от давления 0,3 МПа до давления 8,2 МПа.

Производительность каждого компрессора 5,5 м<sup>3</sup>/мин (при 20 о С и Р = 3,0 кгс/см<sup>2</sup>). Газовый двигатель и аппарат воздушного охлаждения к нему изготовлены фирмой «Caterpillar». В качестве приводов компрессоров установлены газопоршневые двигатели фирмы «Caterpillar», работающие на попутном газе месторождения Боранколь. Поршневые компрессорные установки 2ГМ4-5,5/4-83 поставляются заводом ООО «Борец». Перед пуском компрессоры продуваются воздухом, затем азотом давлением от 0,65 до 1,034 МПа.

Для охлаждения газа после каждой ступени сжатия предусмотрена надежная закрытая система охлаждающей жидкости. Охлаждение компрессоров и попутного газа в промежуточных и концевых холодильниках, а также двигателей «Caterpillar», производится антифризом. Газовые двигатели ДГ-1А – ДГ-1Р дополнительно комплектуются аппаратами воздушного охлаждения Хв-2А – Хв-2Р.

Циркуляция антифриза осуществляется по замкнутому контуру: нагретый антифриз от компрессоров ПК-1А – ПК-1Р и газовых двигателей ДГ-1А – ДГ-1Р поступает на охлаждение в аппараты воздушного охлаждения Хв-1А, Б и далее в емкость антифриза Е-1, откуда насосами Н-1,1р подается на охлаждение компрессоров и двигателей. Подача антифриза в каждый компрессор регулируется клапаном, установленным на линии подачи охлаждающего агента в

соответствующий компрессор. Для работы в зимний период предусмотрен регулируемый байпас. Продувки от масловлагоотделителей компрессоров ПК-1А – ПК-1Р выводятся в баки продувок высокого давления соответственно Е-2А – Е-2Р, откуда объединяются и поступают в бак продувки низкого давления Е-3.

Из бака продувки низкого давления Е-3 продувочный конденсат откачивается насосами Н-3,3р с установки (газовый конденсат с водой направляются в колонну стабилизации УСК (УКПГ-1), откуда конденсат рекуперируется для дальнейшей реализации как товарный конденсат, а вода отводится на ЦППН для подготовки и закачки в пласт).

Дыхание баков продувок высокого давления до 0,3 МПа осуществляется на линию всасывания соответствующих компрессоров. Дыхание баков продувок низкого давления от 0,02 до 0,05 МПа осуществляется на факел.

Модернизация компрессорной установки КС-300

Модернизация компрессорной установки выполнена по проекту "Модернизация компрессорной установки производительностью 300 тыс. н. м<sup>3</sup>/сутки на месторождении Боранколь", разработанному ИП "Еширеева С.И." (раздел ООС), Актау, 2016г. (ЗГЭЭ №R01-0032/16 от 25.04.2016г.) «Модернизация компрессорной станции» произведена с целью обеспечения потребности газа в необходимом объеме для скважин, эксплуатируемых газлифтным способом эксплуатации.

В рамках проекта осуществлен монтаж и обвязка 3-х дополнительных поршневых компрессорных установок Ariel JGA/4. Производительность каждой компрессорной установки-1600м<sup>3</sup>/ч, 38400м<sup>3</sup>/сут.

После расширения и модернизации, в состав компрессорной станции входит:

- 8 ед. поршневых установок 2ГМ4-5,5/4-83 «Борец» общей номинальной производительностью 195 840 м<sup>3</sup> /сутки.
- 2 ед. поршневых компрессорных установок Ariel JGT4, общей номинальной производительностью 320 тыс. м<sup>3</sup> /сутки.\
- 3 ед. поршневых компрессорных установок Ariel JGA4, общей номинальной производительностью 115 200 м<sup>3</sup> /сутки.

Каждая компрессорная установка Ariel JGA/4 состоит из трехступенчатого поршневого компрессора с приводом газового двигателя "Caterpillar" CAT-3406TA и аппарата воздушного охлаждения "Kerui".

В составе компрессорной установки Ariel JGA/4 включено:

- емкость продувки высокого давления Е2/1-Е2-8 для скапливания конденсата в процессе сжатия газа в 1-3 ступенях компрессора.
- узел сепарации попутного газа состоящей из сепараторов (С-1, С-2, С-3) и насоса (технологическая позиция Е-5) для откачки по мере накопления конденсата в коллектор цеха подготовки нефти (ЦППН);
- общий узел продувки низкого давления (технологическая позиция Е-3) в которой выводится избыточная влага (Е2/1-Е2-8), емкость продувки Е-3 соединен с подземной емкостью Е-5 с насосом, для откачки накопленного конденсата в коллектор ЦППН.

Исходным сырьем для компрессорной установки является нефтяной попутный газ давлением на входе 3,0 кг/см<sup>2</sup>, поступающий от ЦППН по газопроводу диаметром 219×8 мм общей протяженностью 1000 м и попутный газ от ГУ-1, ГУ-2 который подключен к газовому коллектору ЦППН.

После всего производственного цикла компрессорной установки, конечным продуктом является сжатый газ с температурой +115°С, и давлением до 78 кг/см<sup>2</sup>, который после выхода с КЦ транспортируется по технологическим трубопроводам КЦ-ГСП, ГСП-АГРС, по распределительным газопроводам АГРС-скважины (ЦДНГ) для использования добычи нефти газлифтным способом эксплуатации со скважин месторождения Боранколь.

В компрессорном цехе в эксплуатации будут находиться:

- компрессор «Борец» - 6 ед. (2 ед. компрессора находятся в долгосрочном ремонте);
- компрессор «Ariel» - 5 ед.

### **ГАЗОПРОВОДЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОРАНКОЛЬ**

Газопровод от групповой установки № 2 Боранколь до модульной компрессорной станции УПН Боранколь Газопровод от групповой установки № 2 Боранколь до модульной компрессорной станции УПН Боранколь построен по проекту «Газопровод от групповой установки № 2 Боранколь до модульной компрессорной станции УПН Боранколь», разработанному ТОО «КАСКО-PETROSTAR», Актау, 2009 г.

Газопровод предназначен для дополнительной подачи газа в систему газлифта. Рабочее давление газопровода 0.25 МПа, протяженность газопровода составляет 2200 м. Согласно технологической схемы подключение предусмотрено к существующему газопроводу с установкой запорной арматуры надземного исполнения и прокладка газопровода диаметром 159 мм подземного исполнения отметка трубы 1,2 м до низу трубы. Газопровод подключается к существующему газовому сепаратору С-1. В существующем газопроводе перед входом в газовый сепаратор С-1 устанавливается обратный клапан, на новом газопроводе устанавливается обратный клапан и задвижка.

Газопровод от новой компрессорной установки КС-300 – до ГСП месторождения Боранколь Газопровод от новой компрессорной установки КС-300 – до ГСП месторождения Боранколь построен по проекту «Компрессорная установка производительностью 300 тыс. Нм<sup>3</sup> в сутки на месторождении Боранколь. Газопровод. Компрессорная установка КС-300 – до УПКГ», разработанному ТОО «КАСКО-PETROSTAR», Актау, 2007 г.

Данный газопровод является резервной линией, и при остановке компрессорного цеха КС-300 компримированный газ от новой компрессорной установки КС-300 через ГСП будет направляться на газлифт через блок сепараторов. Дополнительно предусмотрен сброс газа на слаг-кэтчер, путем врезки существующего трубопровода Ду 150 мм.

Резервный газопровод имеет протяженность 450 м и Ду 150 мм, объем попутного газа, поступающего на слаг-кэтчер составляет 0-300 тыс. м<sup>3</sup> /сутки и попутного газа, поступающего на газлифт – 70-80 тыс. м<sup>3</sup> /сутки. Температура поступающего попутного газа 16 - 20°С; давление - 8,0 МПа.

### **КАПИТАЛЬНЫЙ И ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ СКВАЖИН**

Нормальная работа добывающих скважин нарушается по различным причинам, что приводит либо к полному прекращению работы скважины, либо к существенному уменьшению ее дебита. Причины прекращения или снижения добычи самые разнообразные, связанные с выходом из строя подземного или наземного оборудования, с изменением пластовых условий, с прекращением откачки и транспортировки жидкости на поверхности. Текущий ремонт скважин заключается в замене, опрессовке насоса, проверка герметичности линии, обвязка и опрессовка линии сепаратора, монтаж емкостей и т.д. В среднем объем работ на каждой скважине выполняется за 3-5 дней с использованием спецтехники - автокранов.

К капитальному ремонту скважин относятся ремонтные работы, для выполнения которых привлекаются специальные установки. В качестве промывочной жидкости предусматривается хлоркальциевый раствор, приготовленный на основе технической воды из водозаборной скважины и хлористого кальция. В растворе отсутствуют компоненты, оказывающие вредное влияние. С целью сохранения технологических показателей хлоркальциевого раствора предусматривается очистка его от твердых частиц при разбурировании цементных мостов. Для обеспечения очистки промывочной жидкости от твердых частиц после разбурирования цементных мостов используются вибростата, устанавливаемые в циркуляционной системе установки.

Применение специальных тампонажных цементов, предусматривается исходя из ожидаемых горно-геологических условий. В качестве базового цемента для выполнения всех тампонажных работ в скважине проектируется сульфатостойкий цемент ПЦТ-1-G-СС. Для предотвращения смешения тампонажного раствора с промывочной (продавочной) жидкостью, а также повышения степени замещения промывочной жидкости тампонажным раствором и очищения стенок скважины (в особенности при наращивании цементного кольца за эксплуатационной колонной, цементирования «лайнера»), предусматривается в качестве буферной жидкости использовать жидкость затворения цементного раствора.

Согласно Рабочей программы предприятия на 2023 гг. на скважинах месторождения Боранколь запланированы КРС на 5 скважинах. Общая продолжительность КРС по видам ремонтов составляет до 22 сутки.

Для обеспечения добычи углеводородов месторождения Боранколь на 50 скважинах запланированы ТРС работы. Общая продолжительность ТРС на 1 скважине составляет 4 суток. Для выполнения КРС используется установка УПА-60/80 (или АПР-60/80). Для выполнения ТРС используется установка А-50.

Необходимость проведения видов ТРС или КРС на той или иной скважине определяется по их геологическим и эксплуатационным характеристикам, и, соответственно, при этом будут выбраны скважины с их соответствующими номерами. Ежегодно номера этих скважин будут уточняться в Рабочей годовой программе.

Для выполнения КРС используется буровая установка УПА-60/80 (или АПР-60/80), которая представляет собой самоходную нефтепромысловую установку, смонтированную на базе шасси КраЗ. Самоходный буровой комплекс УПА-60/80 (или АПР-60/80) комплектуется рабочей площадкой и мостиками для укладки труб.

Вся добытая при испытании скважины нефть откачивается в систему сбора и подготовки нефти (на ЦППН). Источниками энергоснабжения при КРС и ТРС являются дизельные установки.

Также на площадках буровых установок при КРС и ТРС размещаются следующие объекты производственного и обслуживающего назначения, являющиеся источниками выделения загрязняющих веществ в атмосферу:

- дизельный генератор электростанции ЯМЗ эксплуатационной мощностью 30 кВт;
- дизельный генератор электростанции марки ЯМЗ 238 мощностью 100 кВт;
- трап-сепаратор;
- технологическая емкость для сбора нефти;
- емкость для хранения дизтоплива;
- емкость для хранения дизельного масла;
- емкость отработанного масла
- емкость для сбора бурового шлама;
- установка подачи топлива;
- участок приготовления цементного раствора;
- цементировочная техника (ЦА-320М, АЦН);
- емкость для соляно-кислотного раствора при соляно-кислотной обработке скважин (СКО);
- сварочный пост;
- стоянка автотранспорта.

### **ПОЛИГОН ДЛЯ СБОРА НЕФТЕШЛАМА И ОТХОДОВ БУРЕНИЯ**

В настоящее время полигон находится на консервации и эксплуатация его в 2023гг. не планируется.

### **ВАХТОВЫЙ ГОРОДОК БОРАНКОЛЬ**

Вахтовый городок расположен на м/р Боранколь в 12 км на юго-восток от поселка Боранколь. Вахтовый городок предназначен для размещения 50 человек обслуживающего персонала для обслуживания промысла Боранколь в период его эксплуатации. Площадка имеет прямоугольную форму площадью 3600 м<sup>2</sup>, огражденную забором из сетки.

На территории вахтового поселка расположены:

- Модульные жилые контейнеры на 40 мест;
- Одноэтажные каменные здания на 10 мест с пристройкой офиса;
- Столовая контейнерного типа на 24 посадочных места
- Септик хоз-фекальных сточных вод;
- Наружный туалет;
- Установка очистки воды на 2 м<sup>3</sup>;
- Медпункт из модульного контейнера;
- Насосная;
- Дизель-электростанция (резервная);
- Котельная;
- Сторожевой пожарный пост контейнерного типа;
- Сварочный пост;
- Автостоянка.

Электроснабжение вахтового городка Боранколь осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК (УКПГ). На территории вахтового городка

расположена дизельная электростанция – 1 ед., который используется в качестве резервного источника электроснабжения. Дизель-генератор включается 1 раз в неделю на 20 минут для профилактики. Доставка топлива осуществляется бензовозом с БПО.

### ***ЦЕХ ПО РЕМОНТУ АВТОМОБИЛЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОРАНКОЛЬ***

В соответствии с назначением и технологическим процессом в состав Цеха по ремонту автомобилей входят следующие сооружения:

- ремонтный цех;
- мойка для грузовых машин;
- дренажная емкость;
- надворный туалет.
- ремонтный цех состоит из следующих помещений:
- производственный цех;
- агрегатный цех;
- вулканизаторная;
- электроцех;
- вентиляционная камера.

В ремонтном цехе производится текущий ремонт автотранспорта и ТО-1, замена масел и технических жидкостей (масла для коробок передач и моторного агрегатов, антифриза и т.д.) смазка деталей, визуальный осмотр и профилактические работы.

Перед заездом в ремонтный ангар автотранспорт заезжает на моечную эстакаду, где моечной установкой под давлением производится наружная очистка кузова и силовых агрегатов. В качестве агрегата для мойки машин используется паро-передвижная установка ППУА-1600/100, производительностью 1600 л/час, максимальным давлением пара 10 МПа и максимальной температурой пара 310°C.

Загрязненная вода от мойки автомашин по канализационному трапу поступает в дренажную емкость объемом 16 м<sup>3</sup>. По мере накопления емкости, жидкость закачивается в АЦН и вывозится на ЦППН для последующей очистки и закачки в пласт.

Электроснабжение вахтового городка Боранколь осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на ЦПГиГК (УКПП). Теплоснабжение зданий осуществляется от котельной ЦППН.

### **НОВЫЙ ВАХТОВЫЙ ГОРОДОК НА МЕСТОРОЖДЕНИИ БОРАНКОЛЬ**

Новый вахтовый городок на месторождении Боранколь» был построен по проекту «Вахтовый городок на месторождении Боранколь» и расширение его проведено по Дополнению к проекту. Проекты разработаны ТОО «КАСКО-PETROSTAR», г. Актау.

В состав нового вахтового городка входят:

- Контрольно-пропускной пункт;
- Столовая на 50 посадочных мест;
- Складские помещения для хранения продуктов питания;
- Овощехранилище (погреб);
- Прачечная;
- Общежитие № 1 на 52 места;

- Общежитие № 2 на 52 места;
- Блочная котельная;
- Резервная дизельная электростанция;
- Емкость для хранения дизельного топлива;
- Септик-накопитель;
- КТП;
- Стоянка на 30 единиц техники (10 легковых и 20 грузовых);
- Медпункт;
- Здание прачечной, складских помещений и щитовой;
- Общежитие № 3 на 52 места;
- Септик-накопитель (для стоков от столовой);
- РВС-200 м<sup>3</sup> (для запаса технической воды);
- Насосная.

К Новому вахтовому городку также относятся цех по ремонту автомобилей, АЗС и установка по утилизации отходов "Форсаж".

Для теплоснабжения зданий вахтового городка предусматривается автономная котельная контейнерного типа полной комплектности с четырьмя котлами «OLBG-2000GDR "Олимпия"». Вид топлива для котельной природный газ, подаваемый из системы газлифта через ГРПШ, установленный на площадке в районе скважины № 11 Боранколь. АГРС и топливный газопровод включены в состав проекта «Перевод на механизированный способ добычи нефти на месторождении Боранколь. Газлифтная эксплуатация скважин», разработанного институтом АО «НИПИнефтегаз».

Электроснабжение вахтового городка Боранколь осуществляется от газогенераторов «Caterpillar», установленных на УКПП. На территории вахтового городка расположена дизельная электростанция - 2 ед., который используется в качестве резервного источника электроснабжения.

#### *АЗС-2*

Автозаправочная станция КХТ-2-20-Д контейнерного типа производства российской фирмы «АЗС-СНАБ» расположена на территории цеха по ремонту автомобилей на м/р Боранколь. В состав АЗС входят: 2-х секционный наземный контейнер, каждая секция имеет резервуар объемом по 10 м<sup>3</sup> для бензина и дизтоплива и 2 топливозаправочные колонки «НАРА 27 М-1»: 1 – для бензина, 1 для дизтоплива.

#### *УСТАНОВКА ПО УТИЛИЗАЦИИ (СЖИГАНИЮ) ОТХОДОВ «ФОРСАЖ-2М»*

Площадка для Установки по утилизации (сжиганию) отходов «Форсаж-2М» расположена на территории месторождения Боранколь, в 50 метрах севернее площадки АГРС и входит в состав Нового Вахтового городка. Установка построена по проекту «Установка по утилизации отходов «Форсаж-2М» на месторождении Боранколь, Актау, 2006 г. На установке "Форсаж-2М" могут быть "экологически чисто" сожжены следующие виды отходов (за исключением галогеносодержащих отходов и отходов, содержащих тяжелые металлы):

- отходы древесины;
- промасленная ветошь;
- твердые бытовые отходы (за исключением пищевых);

- медицинские отходы.

Перечень сжигаемых отходов определен Приказом Филиала ТОО «МНК «КазМунайТениз» № 282-П от 01.07.2014 г. Производительность установки 180 кг/час. Расход дизельного топлива составляет 9-18 кг/час. Фонд рабочего времени- 414 ч/год.

За счет высокой температуры горения (около 1000°C) в камере дожигания установки и периодической подачи дизтоплива через форсунку в камеру сжигания сводится к минимуму содержание загрязняющих веществ в отходящих газах из установки. При этом в установке "Форсаж-2М" происходит практически полное сгорание отходов - остаток в виде золы составляет не более 3-5 % от объема загруженных отходов.

### **СИСТЕМА ЗАКАЧКИ В ПЛАСТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БОРАНКОЛЬ**

В соответствии с проектом «Дополнение 1 к рабочему проекту «Обустройство месторождения Боранколь на период промышленной разработки» (Заключение ГЭЭ № 4/0921 от 13.04.2012 г.) компания эксплуатирует высоконапорный водопровод от существующей МБКНС по расширению системы ППД и утилизации подтоварной воды.

В настоящее время утилизация (закачка) подтоварной и сточной воды осуществляется в сбросовые скважины №№ 11, 21, 30. Средняя приёмистость сбросовых (утилизационных) скважин 248 м<sup>3</sup>/сут. Забор воды для закачки осуществляется водозаборными скважинами №№ 1-В, 8, 12.

### **ВНУТРИПЛОЩАДОЧНЫЕ АВТОДОРОГИ**

На месторождении постоянно ведется строительство и ремонт внутриплощадочных автодорог в соответствии с проектом «Внутриплощадочная автодорога на месторождении Боранколь», разработанным НПЦ «Прогноз».

### **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ**

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на предприятии являются: выхлопные трубы дизельных агрегатов, факела сжигания газа (в 2023 году), выхлопные трубы газогенераторов, дымовые трубы печей подогрева и отопительных котлов, дыхательные патрубки резервуаров с нефтепродуктами и нефтегазовое оборудование.

В целом по месторождению Боранколь выявлено 342 источников выбросов, из них: 180 – организованных, 162 – неорганизованных.

Основное загрязнение атмосферного воздуха на месторождении Боранколь будет происходить от следующих технологических процессов и оборудования:

### **Центральный пункт подготовки нефти (ЦППН)**

Всего выявлено 65 ед. источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: организованных – 35 ед.

неорганизованных – 30 ед.

*Организованные источники выбросов - 35 ед.:*

- Факельная установка ЦППН (источник 0001);
- Печь подогрева нефти ПП-0,63 №1,2 (источники 0002,0003);

- Дренажная емкость Т-1, Т-2/1 (источники 0004, 0005);
- Котлы OLBG2000GDR - 2 шт. (источник 0008);
- Продувочная свеча от котельной (источник 0009);
- Блочная дозаторная установка БР-2,5 (источник 0010, 0020);
- Дизель-генератор (резерв) (источники 0011, 0034);
- Дренажная емкость Т-2/2, Т-4 (источники 0012, 0013);
- Лаборатория (источники 0015);
- Печь подогрева нефти ПП-0,63 №3 (источники 0016);
- Резервуары вертикальные РВС-1000 (источники 0017);
- Дренажная емкость Т-3 (источники 0018);
- Резервуар вертикальный РВС-400 (источники 0022);
- Резервуар вертикальный РВС-1000 (источник 0024);
- Продувочная свеча подогревателя нефти (источники 0025);
- Подземный резервуар приема нефти (источники 0026);
- Печь подогрева нефти ПБТ-1,6М №4,5 (источники 0028, 0029);
- КС. Блок-бокс (источники 0030);
- Расшир.ЦППН. Резервуар вертикальный РВС-1000 (источники 0031,0032);
- Расшир. ЦППН. Блочная дозаторная установка БР-2,5 (источники 0033);
- Сварочный агрегат Д144 (источники 0036);
- Продувочная свеча подогревателя нефти (источники 0037-0040);
- Отстойники ОГ-100 №1,2 и ОГ-100 УПСВ (источники 0041-0043);

*Неорганизованные источники выбросов - 30 ед.:*

- Нефтегазосепаратор V-1 (источник 6001);
- Газосепаратор V-3 (источник 6004);
- Насос ЦНС-60-330 (источник 6007);
- Насос КС-20/110 (источник 6008);
- Насос К-100/65-250 (источник 6009);
- Насос АХП (источники 6010);
- Нефтяные насосы дренаж. (источник 6011);
- ЗРА и ФС резервуаров нефти (источники 6012);
- ЗРА и ФС печи (источник 6014);
- Концевая сепар. уст. НГС-1.0-2000-1-И КСУ (источник 6016);
- Сепаратор входной (источник 6017);
- ЗРА и ФС ГРПШ (источник 6018);
- Дозировочный насос БР-2,5 (источник 6019);
- ЗРА и ФС площадка газопровода (источники 6020);
- Сварочный пост (источник 6021);
- Металлообрабатывающий станок (источник 6022);
- ЗРА и ФС блочной дозаторной установки (источник 6023);
- Дозировочный насос (источник 6024);
- ЗРА и ФС площадки отстойника (источник 6025);
- ЗРА и ФС площадки узла учета (источник 6026);
- Насос К-100/65-250 (источник 6027);
- КС. Сепаратор (источник 6029);
- КС. Дренажная емкость (источник 6030);

- КС. Площадка компрессоров (источник 6031);
- КС. Площадка узла учета газа (источник 6032);
- КС. Площадка трубопроводов (источник 6033);
- Расширение ЦППН. ЗРА и ФС резервуара пласт воды (источник 6034);
- Расширение ЦППН. ЗРА и ФС блок дозаторной (источник 6035);
- Площадка насоса дозатора БР-2,5 (источник 6036);
- Насос дозатор БР-2,5 (источник 6037);

**Групповая установка-1 (ГУ-1)**

Всего выявлено 25 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:

организованных – 12 ед.

неорганизованных – 13 ед.

*Организованные источники выбросов - 12 ед.:*

- Дренажная ёмкость факельной сист. (источник 0102);
- Спутник АМ-40-8-400 №1,2 (источники 0104-0105);
- Факел ГУ-1 (источник 0106);
- Дренажная ёмкость ГУ-1 (источник 0107);
- Продувочная свеча печи (источник 0113);
- Сварочный агрегат Д144 (источник 0114);
- Печи подогрева нефти ПП-0,63 (источник 0117);
- Блок насосов МБКНС-1,2 (ГНУ 1000-5000) (источник 0119, 0120);
- Дренажная ёмкость нефт. насосной (источник 0121);
- Буферная ёмкость (источник 0122);

*Неорганизованные источники выбросов - 13 ед.:*

- Нефтяной насос НБ-50 (источник 6101);
- ЗРА и ФС площадки "Спутника" (источник 6102);
- ЗРА и ФС насосов (источник 6103);
- ЗРА и ФС емкостей (источник 6104);
- ЗРА и ФС трубопроводов и Узла учета (источник 6105);
- Нефтегазосепаратор (источник 6107);
- Газосепаратор (источник 6108);
- Площадка блоков насосов МБКНС (источник 6115).
- Площадка блоков насосов, ВК-1,2 (источник 6116, 6117);
- Площадка блоков насосов, СУ-1,2 (источник 6118, 6119);
- Сварочный пост (источник 6120).

**Групповая установка-2 (ГУ-2)**

Всего выявлено 21 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 12 ед.

неорганизованных – 9 ед.

*Организованные источники выбросов – 12 ед.:*

- Дренажная ёмкость факельной сист. (источник 0202);
- Спутник АМ-40-8-400 (источники 0203);
- Спутник АМ-40-14-1500 (источники 0204);

- Факел ГУ-2 (источник 0205);
- Дренажная ёмкость ГУ-2 (источник 0206);
- Печи подогрева нефти ПП-0,63 №1,2 (источник 0211, 0213);
- Продувочная свеча печи (источник 0212, 0214);
- Дизель-генератор ЯМЗ-215 (источник 0215);
- Дренажная емкость нефт. насосной (источник 0216);
- Буферная емкость (источник 0217);
- Неорганизованные источники выбросов – 9 ед.:*
- Нефтяной насос КС-100 (источник 6201);
- ЗРА и ФС площадки "Спутника" №1 (источник 6202);
- ЗРА и ФС на емкостях (источник 6203);
- ЗРА и ФС площ."Спутника" №2 (источник 6204);
- ЗРА и ФС на трубопроводе и Узле учета (источник 6205);
- ЗРА и ФС насосов (источник 6206);
- Нефтегазосепаратор (источник 6208);
- Газосепаратор (источник 6209);
- Нефтяной насос НБ-125 (источник 6210);

#### **Замерная установка-1 (ЗУ-1)**

Всего выявлено 7 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:

организованных – 3 ед.

неорганизованных – 4 ед.

*Организованные источники выбросов – 3 ед.:*

- Дренажная ёмкость (источник 0109);
- Ёмкость для нефти (источники 0110);
- Спутник АМ-40-8-400 (источники 0111).

*Неорганизованные источники выбросов – 4 ед.:*

- Уплотнители нефтяных насосов (источник 6110);
- ЗРА и ФС площадки "Спутника" (источник 6111);
- ЗРА и ФС насосов (источник 6112);
- ЗРА и ФС трубопроводов (источник 6113).

#### **Замерная установка-4 (ЗУ-4)**

Всего выявлено 7 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:

организованных – 2 ед.

неорганизованных – 5 ед.

Организованные источники выбросов – 2 ед.:

- Дренажная ёмкость (источник 0208);
- Спутник АМ-40-14-1500 (источник 0210).

Неорганизованные источники выбросов – 5 ед.:

- Уплотнители нефтяных насосов (источник 6212);

- ЗРА и ФС трубопроводов (источник 6214, 6216);
- ЗРА и ФС площ."Спутника" №2 (источник 6215);
- ЗРА и ФС насосов (6217);

### **ГСП**

Всего выявлено 12 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 5 ед.

неорганизованных – 7 ед.

*Организованные источники выбросов – 5 ед.:*

- Печь подогрева газа ПГА-200 №124 (источник 0401);
- Продувочная свеча (источник 0402);
- Емкость сбора конд. (источники 0403);
- Закачка конд. в автоцист. (источник 0404);
- Емкость хранения метанола (источник 0405).

*Неорганизованные источники выбросов – 7 ед.:*

- Блок входного манифольда (источник 6403);
- Площадка подогр.на ГСП (источник 6407);
- Площадка газосепараторов(источник 6408);
- Площадка емк. сбора конд.(источник 6409);
- Насос подачи конденсата Р-2А/В (источник 6410);
- Насос подачи метанола Р11(В)(метанол) (источник 6411);
- Насос подачи метанола Р1 (источник 6412);

### **Эксплуатационные скважины**

Всего выявлено 102 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 59 ед.

неорганизованных – 43 ед.

*Организованные источники выбросов – 59 ед.:*

- Емкость для сбора нефти (источник 0509-0516);
- Продувочная свеча на ППГ (источник 0602);
- Продувочная свеча на АГРС (источник 0603);
- Продувочная свеча на скважине (источник 0604-0619);
- Продув. свеча колл. зап.крыла (источник 0625);
- Продув. свеча колл. зап.крыла (источник 0626);
- Узел управления газ.лифтом (источник 0627-0642);
- Подогреватель газа УН-0,2 №59 промысел (источник 0648);
- Подогреватель газа УН-0,2 №60 промысел (источник 0649);
- Подогреватель газа УН-0,2 №61 промысел (источник 0650);
- Подогреватель газа УН-0,2 №56 промысел (источник 0651);
- Подогреватель газа УН-0,2 №103 промысел (источник 0652);
- Подогреватель газа ПГА-200 №1,2,3 на ЦДНГ(источник 0653-0655);
- Продувочная свеча на ППГ (источник 0656-0662);

*Неорганизованные источники выбросов - 43 ед.:*

- ЗРА, ФС., ПК и уплотнения насоса (источник 6501-6508,6516);
- Устье скважины (источник 6601-6616);
- Узел переключения №1 (источник 6622);
- Площадка сбора конденсата (источник 6623-6626);
- Площадка узла продувки коллектора западного крыла (источник 6627);
- Площадка узла продувки коллектора восточного крыла (источник 6628);
- ЗРА и ФС на АГРС (источник 6629);
- ЗРА и ФС на ППГ (источник 6630);
- ЗРА и ФС на узле перекл. №1 (источник 6631);
- Фонтанный способ добычи (источник 6701-6709).

### **Компрессорный цех**

Всего выявлено 32 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 18 ед.

неорганизованных – 14 ед.

Организованные источники выбросов – 18 ед.:

- Газогенератор Caterpillar (КУ "Борец") (источник 0901-0909);
- Газогенератор Caterpillar (КУ "Ариель") (источник 0910-0911, 0916-0918);
- Продувочная свеча (источники 0912);
- Ёмкость для отработанного масла (источник 0913);
- Сварочный агрегат Д144 (источник 0914);
- Дизель-генератор (резерв) (источник 0915);

*Неорганизованные источники выбросов – 14 ед.:*

- Площадка АВО антифриза Хв 1А, Б. (источник 6911);
- Площадка бака продувки низкого давления Е-3 (источник 6912,6924);
- Площадка сепаратора (источник 6913, 6920);
- Площадка емкости антифриза Е-1 (источник 6914,6927);
- Площадка насосов Н-1, 1Р, Н-2, 2Р (источник 6915-6916,6925-6926);
- Площадка трубопроводов (источник 6918);
- Площадка точки подключения (источник 6921);
- Сварочные работы (источник 6929);

### **Газопроводы**

Всего выявлено 2 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 0 ед.

неорганизованных – 2 ед.

*Неорганизованные источники выбросов – 2 ед.:*

- Газопровод от групповой установки №2 Боранколь до модульной а (источник 8101);
- Газопровод от новой компрессорной установки КС-300 до ГСП м/а (источник 8108).

### **Вахтовый городок Боранколь**

Всего выявлено 10 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 5 ед.

неорганизованных – 5 ед.

*Организованные источники выбросов – 5 ед.:*

- Дизель-электростанция (источник 0801);
- Емкость для приема и хранения диз. топлива (источник 0802);
- Котлы ВАР 275 - 2 шт. (источники 0803).
- Цех вулканиз. и шиномонтажа (источник 0811);
- Производственный цех (источник 0812);

*Неорганизованные источники выбросов – 5 ед.:*

- Сварочный пост (источник 6805);
- Техническое обслуживание автотранспорта (источник 6810);
- Насос подачи дизтоплива (источник 6811);
- ЗРА и ФС площадки емкости дизтоплива (источник 6812);
- ЗРА и ФС насоса подачи дизтоплива (источник 6813);

### **Новый вахтовый городок Боранколь**

Всего выявлено 16 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 9 ед.

неорганизованных – 7 ед.

*Организованные источники выбросов – 9 ед.:*

- Резервуары для ГСМ (источник 0804-0805);
- Топливозаправочные колонки (источник 0806-0807);
- Дизель-электростанция №1,2 (источники 0808-0809);
- Емкость для дизтоплива (источник 0810);
- Установка по сжиганию отходов "Форсаж-2М" (источник 0817);
- Котельная новая OLBG-2000GDR "Олимпия" (не эксплуатируется) (источник 2209);

*Неорганизованные источники выбросов – 7 ед.:*

- Насос подачи дизтоплива (источник 6807);
- ЗРА и ФС площадки нового вахтового городка (источник 6808);
- ЗРА и ФС площадки насоса подачи дизтоплива (источник 6814);
- Площадка резервуара бензина (источник 6815);
- Площадка резервуара дизтоплива (источник 6816);
- Площадка ТРК бензина (источник 6817);
- Площадка ТРК дизтоплива (источник 6818).

### **Система закачки в пласт месторождения Боранколь**

Всего выявлено 14 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 5 ед.

неорганизованных – 9 ед.

*Организованные источники выбросов – 5 ед.:*

- Резервуар подтоварной воды (источник 2201-2202);
- МБКНС для скв. 82. Дренажная емкость (источники 2204);
- МБКНС для скв. 80. Дренажная емкость (источник 2206);
- МБКНС для скв. 80. Блок закачки реагента (источник 2208).

*Неорганизованные источники выбросов – 9 ед.:*

- МБКНС на скв. 80. Подпорные насосы (источник 8201);
- МБКНС на скв. 30. Насосные агрегаты ГНУ 1000-1500 (источник 8202);
- Площадка МБКНС на скв. 80 (источник 8204);
- МБКНС на скв. 30. Насосные агрегаты ГНУ 1000-1500 (источник 8206);
- Площадка МБКНС на скв. 30 (источник 8208);
- МБКНС для скв. №82. Площадка дренажной емкости (источник 8210);
- МБКНС для скв. №80. Площадка дренажной емкости (источник 8212);
- Площадка блока закачки реагента (источник 8213);
- Насос дозатор БР-2,5 (источник 8216).

### **КРС, ТРС**

Всего выявлено 22 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:

организованных – 13 ед.

неорганизованных – 9 ед.

*Организованные источники выбросов – 13 ед.:*

- КРС. Дизель ЯМЗ-238М2 для привода лебедки, ротора (источник 1101);
- КРС. Диз.генератор электростанции ЯМЗ 238 100 кВт (источник 1102);
- КРС. Диз.генератор электростанции Д246 ММЗ 30 кВт (источники 1103);
- КРС. Емкость дизтоплива (источник 1104);
- КРС. Прием и хранение масла (источник 1105);
- КРС. Емкости отработанного масла (источник 1106);
- КРС. Емкость для приема и хранения соляной кислоты при КРС (источник 1107);
- ТРС. Дизель ЯМЗ-238М2 для привода лебедки и ротора (источник 1109);
- ТРС. Диз.генератор электростанции ЯМЗ 238М2 100 кВт (источник 1110);
- ТРС. Диз.генератор электростанции 30 кВт (источник 1111);
- ТРС. Емкость дизтоплива (источник 1112);
- ТРС. Прием и хранение масла (источник 1113);
- ТРС. Емкости отработанного масла (источник 1114).

*Неорганизованные источники выбросов – 9 ед.:*

- КРС. Выбросы от ЗРА, ФС и уплотнений насосов (источник 7001);
- КРС. Участок приготовления цем. раствора (источник 7002);
- КРС. Емкость для шлама (источник 7003);
- КРС. Газосепаратор (источник 7004);
- КРС. Цементировочная техника при КРС (источник 7005);
- Насос подачи топлива (источник 7006);
- Площадка емкости для приема и хранения соляной кислоты при КРС (источник 7007);

- ТРС. Выбросы от ЗРА, ФС и уплотнений насосов (источник 7008);
- ТРС. Емкость для шлама (источник 7009).

#### **Внутриплощадочные автодороги**

Всего выявлено 1 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 0 ед.

неорганизованных – 1 ед.

*Неорганизованные источники выбросов – 1 ед.:*

- Перемещение грунта (источник 8058);

#### **Замерная установка-2 (ЗУ-2)**

Всего выявлено 3 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 1 ед.

неорганизованных – 2 ед.

*Организованные источники выбросов – 1 ед.:*

- Трап - сепаратор внутри Спутника АМ-40-14-400 (источник 0301).

*Неорганизованные источники выбросов – 2 ед.:*

- Площадка спутника (источник 6301);
- Площадка дренажной емкости (источник 6302).

#### **Замерная установка-3 (ЗУ-3)**

Всего выявлено 3 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:  
организованных – 1 ед.

неорганизованных – 2 ед.

*Организованные источники выбросов – 1 ед.:*

- Трап - сепаратор внутри Спутника АМ-40-14-400 (источник 0701).

*Неорганизованные источники выбросов – 2 ед.:*

- Площадка спутника (источник 6741);
- Площадка дренажной емкости (источник 6742).

## **7.2. Краткая характеристика установок очистки газов, укрупненный анализ их технологического состояния, эффективности работы**

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняются организационно-технические мероприятия.

## **7.3. Оценка степени соответствия применяемой технологии, технологии очистки газов, технологического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом**

Для проведения технологических операций на предприятии применены аппараты и оборудование, выделение из которых вредных веществ в атмосферу, не оказывают существенного влияния на уровень загрязнения атмосферы.

На предприятии используется технологическое оборудование отечественного (стран СНГ) и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному техническому уровню.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия в хорошем рабочем состоянии.

## **7.4. Перспектива развития предприятия**

Предприятие на перспективу не планирует внесение изменений в технологический процесс, расширение и введение в действие новых площадок, цехов и т.д.

## **7.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ**

Для определения количественных и качественных величин выбросов от источников выполнены расчеты по действующим нормативно методическим документам.

Характеристики источников выбросов (высота, диаметр, скорость и объем газовой смеси) приняты по данным инвентаризации. Представлены в Приложение 1.

## **7.6. Характеристика аварийных и залповых выбросов.**

Характеристика залповых выбросов приводится в виде таблицы Приложения 5.

Согласно технологическому регламенту, с целью обеспечения выполнения требований техники безопасности по ведению технологического процесса на предприятии предусмотрены залповые выбросы.

К залповым выбросам относятся выбросы загрязняющих веществ, предусмотренные регламентом работ, превышающие обычный уровень выбросов, которые также могут превышать установленный предельный уровень (НДВ).

На данном объекте предприятия залповые выбросы не имеются.

Под аварией понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действиями человека или техническими средствами, а также в результате любых природных явлений (наводнение, землетрясение, оползни, ураганы и другие стихийные бедствия).

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- ошибки обслуживающего персонала;
- природные явления.

Аварийным выбросом является любой выброс загрязняющих веществ, произошедших в ходе нарушения технологии или в результате аварии.

Для аварийных выбросов нормативы НДВ не устанавливаются.

Для снижения риска возникновения аварий и снижения ущерба от их последствий, выявляются проблемы, анализируются ситуации и разрабатывается комплекс мер по обеспечению безопасности и оптимизации средств подавления и локализации аварий, разрабатываются планы мероприятий на случай любых аварийных ситуаций.

Меры безопасности предусматривают соблюдение действующих противопожарных и строительных норм и правил на объекте, в том числе:

- соблюдение необходимых расстояний между объектами и опасными участками потенциальных источников возгорания;
- обеспечение беспрепятственного проезда аварийных служб к любой точке производственного участка;
- обеспечение безопасности производства на наиболее опасных участках и системах контрольно – измерительными приборами и автоматикой;
- обучение персонала правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдение правил эксплуатации при выполнении работ;
- регулярные технические осмотры оборудования, ремонт и замена неисправных материалов и оборудования;
- применение материалов, оборудования и арматуры, обеспечивающих надежность эксплуатации, термоизоляции горячих поверхностей.

При аварийном или плановом (на ремонт) отключении блоков опорожнение аппаратов, оборудования и трубопроводов, содержащих сжиженные газы, производится в специальный дренажный резервуар, емкость которого определена расчетом из условия полного опорожнения технологического контура.

Емкость для сбора стоков сжиженных газов и сбросов от предохранительных клапанов, работающих при низких температурах, оборудована подогревателем для испарения жидкости и последующего сброса на факел.

При разрыве трубопроводов возможен разлив жидкой фазы углеводородов фракций С3, С4, С5+. При такой аварийной ситуации просачивание углеводородов в грунт и испарение с площади пролива (60 м<sup>2</sup>) будет занимать не более 20 часов.

Количество паров углеводородов, выбрасываемых в атмосферу, определено по удельной величине выброса загрязняющих веществ, г/(м<sup>2</sup> · ч):

$$M = q * F * k / 3600, \text{ г/с,}$$

где:  $F$  – поверхность испарения,  $m^2$  ;

$q$  – удельный выброс загрязняющего вещества при расчетной температуре воздуха в теплый период года,  $г/(m^2 \cdot ч)$ ;

$k$  – коэффициент, зависящий от степени укрытия поверхности емкости («Методика по определению выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятиях Госкомнефтепродукта РСФСР». Астрахань, 1988). Результаты расчетов выбросов ЗВ при разрыве трубопровода представлены в таблице 3.6.1.

Таблица 3.6.1

**Результаты расчета выбросов углеводородов при разрыве трубопровода**

<b>Наименование источника выброса</b>	<b>Удельный выброс, <math>г/м^2 \cdot ч</math> <math>t = 30 \text{ }^\circ\text{C}</math></b>	<b><math>F</math>, <math>м^2</math></b>	<b><math>k</math></b>	<b><math>T</math>, <math>ч/год</math></b>	<b><math>M</math>, <math>г/с</math></b>	<b><math>G</math>, <math>т/год</math></b>
Аварийный выброс при разрыве трубопровода СУГ	15,603	60	1,0	20	0,2601	0,0187

Возникновение взрыва в компрессоре может быть обусловлено наличием в цилиндре горючего газа, окислителя и источника зажигания.

Вероятность появления в компрессоре горючего газа в соответствии с Методикой равна единице. Появление окислителя (воздуха) в цилиндре компрессора возможно при заклинивании всасывающего клапана, когда создается разрежение, обуславливающее подсос воздуха через сальниковые уплотнения. Отключение компрессора, при заклинивании всасывающего клапана, срабатывает через 10 сек после заклинивания клапана. В 10-ти случаях заклинивания клапанов вероятность разгерметизации компрессора равна  $3,2 \cdot 10^{-6}$ .

Вероятность взрыва метановоздушной смеси внутри компрессора будет равна  $3,2 \cdot 10^{-6} \cdot 3,8 \cdot 10^{-6} = 1,2 \cdot 10^{-11}$ .

Основным источником зажигания взрывоопасного метановоздушного облака в помещении могут быть электроприборы (в случае их несоответствия категории и группе взрывоопасной среды), открытый огонь (при проведении огневых работ), искры от удара (при различных ремонтных работах) и разряд атмосферного электричества.

В соответствии с Методикой вероятность нахождения электросветильников в неисправном состоянии равна  $6,3 \cdot 10^{-2}$ . Вероятность появления в помещении открытого огня равна нулю, так как проведение газосварочных работ при работающих компрессорах запрещено. Вероятность поражения здания молнией равна  $3,2 \cdot 10^{-4}$ .

Вероятность появления в объеме помещения количества газа, достаточного для образования горючей смеси, равна  $2,8 \cdot 10^{-5}$ .

Вероятность взрыва метановоздушной смеси в объеме помещения равна  $8 \cdot 10^{-9}$ , что соответствует одному взрыву в год в 125000000 аналогичных зданиях.

Анализ вероятности возникновения пожара в помещении компрессорной показывает, что источником зажигания для твердых горючих веществ является только открытый огонь и разряды атмосферного электричества. Вероятность возникновения в отделении компрессии пожара равна  $9,6 \cdot 10^{-6}$ , т.е. 1 пожар или взрыв в 104166 аналогичных помещениях.

Детальные мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций должны быть отражены в инструкциях, разработанных для предприятия (ПЛЧС – план ликвидации чрезвычайных ситуаций и ПБВР – план безопасного ведения работ) и согласованы в соответствующих государственных органах.

Предусмотренные конструкции и сооружения обеспечивают надлежащие и срочные меры в случае возникновения аварийных ситуаций. Это достигается соответствующими технологическими решениями, выделением необходимых средств на проведение плановых и внеплановых мероприятий по предотвращению и ликвидации последствий аварийных ситуаций.

Согласно Экологическому Кодексу РК при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов НДВ не устанавливаются. Залповые выбросы. Периодическими (залповыми) выбросами согласно ГОСТ 17.2.3.02-78 считаются выбросы, при которых за сравнительно короткий период выбрасывается количество

веществ, более чем в 2 раза превышающее средний уровень выбросов. Залповые выбросы обусловлены необходимостью проведения обязательных технологических операций по остановке, чистке, ремонту, запуску и испытанию производственных объектов для обеспечения их дальнейшего безопасного и бесперебойного функционирования.

К залповым выбросам на предприятии относятся продувочные свечи и свечи стравливания газа с оборудования при проведении ремонтных работ. В отличие от аварийных, залповые выбросы подлежат нормированию в т/год, когда как максимально разовые залповые выбросы (г/с) при продувке газовых систем оборудования (газопроводов, котельных, печей и т.д.) не нормируются согласно требованиям п. 19 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (утв. приказом Министра ЭГПР РК № 63 от 10.03.21 г.).

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются: - свечи стравливания дренажных емкостей;

- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева и котельных на всех площадках, свечи стравливания газа и продувочные свечи газовых систем и емкостей хранения, сепараторов;
- участки приготовления цементного раствора при перегрузке сыпучих материалов в период КРС.

Характеристика и параметры залповых выбросов представлены в таблице 3.6. Расчеты количества выбросов приводятся в приложении 5.

### **7.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.**

Представлено в приложении 7.

### **7.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ.**

Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников приведен в приложении 3.

Расчеты производились расчетным путем по утвержденным методикам. Данные для расчета НДВ приняты по исходным данным предприятия, приведены в приложение 3.

## 8. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ

### 8.1.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания

В соответствии с нормами проектирования для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» РНД 211.2.01.01-97.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 3.0. (ООО НПП «Логос-Плюс», г. Новосибирск), в котором реализованы основные зависимости и положения «Расчета полей концентраций вредных веществ в атмосфере без учета влияния застройки» (в соответствии с ОНД-86).

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы.

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

При проведении расчетов рассеивания загрязняющих веществ были приняты характеристики источников и их выбросы, приведенные в приложении №1.

Площади работ имеют ровную поверхность без видимых повышений и понижений рельефа, в связи с этим поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице по «Определению необходимости расчетов приземных концентраций по веществам.». В данной таблице в графах 1,2 приведен код и наименование загрязняющего вещества, в графах 3-5 – значения ПДК и ОБУВ в мг/м<sup>3</sup>. В графе 6 приведены максимально-разовые выбросы (в г/с) веществ, в графе 7 – средневзвешенная высота источников выброса, в графе 8 – условие отношения суммарного значения максимально-разового выброса к ПДК<sub>мр</sub> (мг/м<sup>3</sup>), по средневзвешенной высоте источников выброса, в графе 9 – примечание о выполнении условия в графе 8.

**Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для ТОО «Varro Operating Group» на 2023г.**

ЭРА v3.0 ТОО "КАЗТЭКО"

Таблица  
2.2

**Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам  
на существующее положение**

Опорный Боранколь, ТОО "Nobilis Corp" м-р Боранколь

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне-суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопас. УВ, мг/м3	Выброс вещества, г/с (М)	Средневзвешенная высота, м (Н)	М/(ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Необходимость проведения расчетов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.010906	3.49	0.0273	Нет
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.001659	3.74	0.1659	Да
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01	0.0000131	3.5	0.0013	Нет
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		2.10505196	14.8	0.3556	Да
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.50573921	7.28	3.3716	Да
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	5	3		13.35820424	16.8	0.1595	Да
0410	Метан (727*)			50	5.3295725	23.3	0.0046	Нет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	95.773005	18.6	0.1032	Да
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	34.037205	19.2	0.0591	Да
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.088	2	0.0587	Нет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.6638193	13.8	0.1605	Да
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.15293559	17.8	0.0429	Да
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.45914738	12.8	0.06	Да
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.002109985	2	0.1055	Да
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.00001082	5.57	1.082	Да
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		1.372496	12.6	0.1088	Да
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.00167	3.5	0.0003	Нет
1078	Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)			1	0.11081	2.25	0.1108	Да
1555	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0.2	0.06		0.000192	3.5	0.001	Нет
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	0.006			0.000281412	3.21	0.0469	Нет
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		0.00775	3.65	0.0016	Нет
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0.05	0.003363	3.36	0.0673	Нет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			2.834428	3.79	2.8344	Да
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2%, масло минеральное - 2%) (1435*)			0.05	0.0000015	2	0.00003	Нет
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		1.03	28	0.0736	Да
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углий казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		2.2556994	2	7.519	Да
2978	Пыль тонко измельченного резинового вулканизата из отходов подошвенных резин (1090*)			0.1	0.0226	5	0.226	Да
<b>Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия</b>								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		12.97595701	14.8	4.3865	Да

**Корректировка проекта нормативов допустимых выбросов (НДВ)  
загрязняющих веществ в окружающую среду для ТОО «Varro Operating Group» на 2023г.**

0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.0005	3.5	0.0013	Нет
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.0000492	3.5	0.0002	Нет
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.103142	3.44	0.5157	Да
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.0000267	3.5	0.000089	Нет
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		2.7464855	17.2	0.3197	Да
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.071921844	20.2	0.4449	Да
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.004487	25.2	0.0089	Нет
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.0001994	2	0.001	Нет
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.1132	6.27	2.264	Да
<p><b>Примечания: 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.58 МРК-2014. Значение параметра в колонке 8 должно быть &gt;0.01 при H&gt;10 и &gt;0.1 при H&lt;10, где H - средневзвешенная высота ИЗА, которая определяется по стандартной формуле: Сумма(Hi*Mi)/Сумма(Mi), где Hi - фактическая высота ИЗА, Mi - выброс ЗВ, г/с</b></p> <p><b>2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - ПДКс.с.</b></p>								

**8.1.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития; ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций; максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы.**

Моделирование максимальных расчетных приземных концентраций разработано для наиболее неблагоприятных условий рассеивания. В программе «Эра. V 3.0» применена методика расчета рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере ОНД-86 (РНД 211.2.01.01-97 РК). Методика предназначена для расчета приземных концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций.

Программа автоматически подбирает наиболее неблагоприятные условия рассеивания, в том числе, опасную скорость (от 0,5 до  $U^*$  м/с) и направление ветра (от 0 до 359 градусов), при которых достигается максимум концентрации на выбранной расчетной зоне. Расчет размеров санитарно-защитных зон проводился ПК «Эра. V 3.0» по методике ОНД-86 (РНД 211.2.01.01-97 РК) с учетом среднегодовой розы ветров.

Достаточность размеров санитарно-защитных зон определена расчетом рассеивания выбросов для всех загрязняющих веществ. В связи с этим, минимальная расчетная санитарно-защитная зона представлена как изолиния всех концентраций со значением в 1 ПДК. Расчеты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере проведены с учетом последовательности и возможного совпадения работ при производственной деятельности предприятия. Моделирование максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ от объектов предприятия дает следующие результаты:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемых зон с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Анализ результатов моделирования показывает, что при регламентном режиме работы предприятия и одновременно работающих источников выброса экологические характеристики атмосферного воздуха в районе расположения предприятия по всем загрязняющим веществам находятся в пределах нормативных величин.

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу, анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций можно сделать следующие выводы:

- максимальные приземные концентрации отмечаются вблизи источников выбросов;

Карты рассеивания загрязняющих веществ, групп суммации, расчет рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере представлены в приложение 3 .

### **8.3. Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту.**

НДВ загрязняющих веществ в атмосферу устанавливают для каждого источника выбросов загрязняющих веществ, при условии, что выбросы вредных веществ, при рассеивании на границе СЗЗ не создадут приземную концентрацию, превышающую их ПДК для населенных мест.

По результатам расчетов и анализа выбросов вредных веществ разработано предложение по нормативам НДВ.

Предложения по нормативам НДВ загрязняющих веществ в атмосферу на 2023г. приведены в приложении 4.

## **РАЗДЕЛ 9. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ**

### **9.1. Мероприятия по уменьшению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.**

План мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ приведена в приложении 9.

Для снижения воздействия на окружающую среду при производственной деятельности предусмотрены следующие природоохранные мероприятия:

- ✓ максимальное сокращение сварочных работ при монтаже конструкции на местах их установки путем укрупненной сборки конструкции на стационарных производственных участках строительной организации, оборудованных системами газозащиты;
- ✓ проведение большинства строительных работ за счет электрифицированного оборудования, работа которого не будет связана с загрязнением атмосферного воздуха;
- ✓ не одновременность работы транспортной и строительной техники;
- ✓ организация внутривозового движения транспортной техники по существующим дорогам и проездам с твердым покрытием, что снизит воздействие осуществляемых работ на состав атмосферного воздуха;
- ✓ размещение объектов предприятия на площадке таким образом, чтобы исключить попадание загрязняющих эмиссий на жилую зону;
- ✓ соблюдение всех норм и правил при строительстве здания;
- ✓ уборка мусора вовремя и по завершению строительства;
- ✓ контроль за соблюдением технологического регламента;
- ✓ проведение производственного экологического контроля.

ПЛАН технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведен в таблице 3.7.

### **9.2. Обобщенные данные о выбросах загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ.**

Главное условие при разработке мероприятий по кратковременному сокращению выбросов - выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

В районе расположения объектов предприятия прогнозирование НМУ органами Казгидромета не проводится. Однако в целях минимизации влияния неблагоприятных метеорологических условий на загрязнение окружающей природной среды на предприятии разработан технологический регламент на период НМУ, обслуживающий персонал обучен реагированию на аварийные ситуации.

Исходя из специфики работы данных объектов, предложен следующий план мероприятий. При этом снижение работы оборудования, обеспечивающего жизнедеятельность объекта, при наступлении НМУ не предусматривается.

### **9.3. Краткую характеристику каждого конкретного мероприятия с учетом реальных условий эксплуатации технологического оборудования (сущность технологии, необходимые расчеты и обоснование мероприятий)**

Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ представлена в приложении №9

Мероприятия по I режиму работы предприятия, предусматривающие снижение воздействия основных загрязняющих веществ на 10%, носят организационно-технический характер и осуществляются без снижения мощности предприятия. При предупреждении об ожидаемых НМУ по I режиму на предприятии осуществляется:

- а) запрещение работы оборудования на форсированных режимах, обеспечение работы технологического оборудования по технологическому регламенту;
- б) усиление контроля за работой контрольно-измерительной аппаратуры и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- в) рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не задействованных в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы вредных веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- г) прекращение ремонтных работ;
- д) прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы;
- е) усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- ж) сокращение времени движения автомобилей на переменных режимах и работы двигателей на холостом ходу;
- з) запрещение производства ремонтных и погрузочно-разгрузочных работ, связанных с повышенным выделением пыли и других загрязняющих веществ;
- и) проведение влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- к) усиление контроля за выбросами вредных веществ в атмосферу на источниках и контрольных точках.

Основными мероприятиями по данному режиму, ведущими к снижению выбросов в атмосферу, являются: рассредоточение во времени работы оборудования и снижение расхода топлива на 5-10% против расчетного.

Мероприятия по II режиму работы в период НМУ предусматривают снижение загрязняющих веществ на 20-40% в атмосферу. Такие мероприятия включают в себя:

- а) снижение производительности отдельных аппаратов и технологических линий, работа которых связана со значительным выделением в атмосферу вредных веществ;
- б) уменьшение интенсивности технологических процессов, связанных с повышенными выбросами вредных веществ в атмосферу;
- в) ограничение использования автотранспорта и других передвижных источников выбросов на территории предприятия;
- г) прекращение испытательных работ.

В случае оповещения предприятия о наступлении НМУ по III режиму предусматривается выполнение всех мероприятий предусматриваемых для I - II режимов работ при НМУ, а также сокращение работ на участках, не связанных напрямую с основными технологическими операциями.

Мероприятия по III режиму работы в период НМУ, предусматривают снижение загрязняющих веществ на 40-60 % в атмосферу и включают в себя:

- а) снижение нагрузки или остановку производства, сопровождающегося значительными выделениями загрязняющих веществ;
- б) отключение аппаратов и оборудования, работа которых связана со значительным загрязнением воздуха;
- в) запрет погрузочно-разгрузочных работ, сыпучего сырья и реагентов, являющихся источником загрязнения;
- г) остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферу;
- д) поэтапное снижение нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок.

#### **9.4. Обоснование возможного диапазона регулирования выбросов по каждому мероприятию.**

Мероприятия по снижению выбросов на каждый год разрабатываются и утверждаются на предприятии, и согласовываются с органами Государственного контроля состояния воздушной среды.

В период неблагоприятных метеорологических условий, то есть при поднятой инверсии выше источника, туманах, предприятия должны осуществлять временные мероприятия по дополнительному снижению выбросов в атмосферу.

Мероприятия выполняются после получения от органов Казгидромета заблаговременного предупреждения. В состав предупреждения входят:

- ожидаемая длительность особо неблагоприятных метеорологических условий;

- ожидаемая кратность увеличения приземных концентраций по отношению к фактической.

В зависимости от ожидаемой кратности увеличения приземных концентраций вводят в действие мероприятия 1, 2 или 3 группы.

Мероприятия 1-ой группы – меры организованного характера, не требующие существенных затрат и не приводящие к снижению объемов производства.

Мероприятия 2-ой группы связаны с созданием дополнительных установок и разработкой специальных режимов работ технологического оборудования, дополнительных газоочистных устройств временного действия.

Мероприятия 3-ей группы связаны со снижением объемов производства.

Статистических данных по превышению уровня загрязнения в период опасных метеоусловий нет.

## **РАЗДЕЛ 10. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ**

### **10.1. Контроль соблюдения нормативов НДВ на источниках выбросов**

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль, составной частью которого является производственный мониторинг.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов предельно допустимых выбросов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Контроль за соблюдением установленных величин НДВ должен осуществляться в соответствии Правилам разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля от 14 июля 2021 года № 250

Контроль выбросов осуществляется экологической службой предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных началах.

План-график контроля за соблюдением нормативов на источниках выбросов оформляется в виде таблицы по форме, согласно приложению 11 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду.