



Утверждаю:

Генеральный директор
Филиала Компании
«Jupiter Energy Pte. Ltd.»
в Республике Казахстан

_____ Жапаров А.Б.
« _____ » _____ 2026 г.



ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ
ВЫБРОСОВ (НДВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
АККАР СЕВЕРНЫЙ (ВОСТОЧНЫЙ БЛОК) КОМПАНИИ
«JUPITER ENERGY PTE. LTD.» НА 2027 Г.

Договор №JPT25/2628/00/C от 31.12.2025 г.



Разработчик:

Директор
ТОО «Caspian HES Consulting»

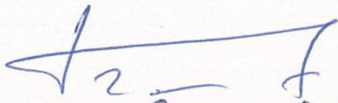
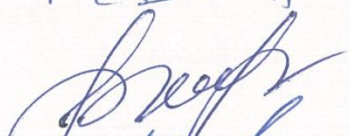


Э. Маркабаева

г. Актау, 2026 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела
охраны окружающей среды


Л. Быстрицкая

Инженер эколог

А. Умбет

Инженер-топограф
ТОО «Caspian HES Consulting»

М. Хамитов

АННОТАЦИЯ

«Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г.» выполнен на основании Договора между Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.» и TOO «Caspian HES Consulting» №JPT25/2628/00/C от 31.12.2025 г.

Месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) разрабатывается двумя Недропользователями АО «Мангистаумунайгаз» и Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.», между которыми, согласно пункта 2 статьи 151 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» договорились о проведении совместной добычи на месторождении Аккар Северный в качестве единого объекта.

Недропользователем месторождения Аккар Северный является нефтегазодобывающая компания АО «Мангистаумунайгаз» на основании Контракта № 170 от «17» января 1998 г., лицензия: ГКИ №937-Д-1 (нефть) от 08.12.1997г.

Недропользователь Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» осуществляет разведку в соответствии с Контрактом № 2275 от 29.12.2006 г. и Дополнения №13 к Контракту на проведение разведки и добычи нефти на участках 1 и 2 в пределах блоков XXXVI-11-Е (частично), F (частично), XXXVII-11-С (частично), 12-А (частично) в Мангистауской области Республики Казахстан заключено 14 октября 2022 года сроком до 05.03.2046 года.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный блок)», утвержденная ЦКР при МЭИМР Республики Казахстан (протокол № 36/13 от 12.01.2023 г.).

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г. разработан на основании: «Анализа разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию на 01.01.2025 г.)» (Протокол №67/4 от 23.10.2025 г., Приложение 6); утвержденной «Корректировки №1 Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026-2027 гг.» с технологическими показателями на 2027 г. (Протокол №8/2 от 15.05.2026 г., Приложение 7); технологических показателей эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г., предоставленных заказчиком (Приложение 1) и материалов инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (Приложение 2).

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам. Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от источников предприятия получены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферный воздух.

Данный проект НДВ выполнен согласно «Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63.

Проект включает в себя предложения по нормативам допустимых выбросов (НДВ) по каждому источнику и для каждого ингредиента, также мероприятия, направленные на достижение НДВ; расчет рассеивания приземных концентраций вредных веществ в атмосферу, выполненный на программном комплексе «ЭРА» версии 3.0; контроль за соблюдением НДВ на источниках загрязнения атмосферы и на контрольных точках.

В данном проекте нормативов допустимых выбросов (ПНДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» в Республики Казахстан на 2027 год определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

Характеристика предприятия как источника загрязнения атмосферного воздуха включает описание технологических процессов и производств, загрязняющих воздушный бассейн; расчет параметров выбросов вредных веществ от источников предприятия, а также определение категории экологической опасности предприятия по массе и видовому составу выбросов в атмосферный воздух.

Согласно проекта «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию на 01.01.2025 г.)» в 2027 г. предусматривается эксплуатация месторождения Аккар Северный (Восточный блок) одной скважиной №50.

В 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» будут функционировать всего 27 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе организованных - 14 источников, неорганизованных - 13 источников.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на предприятии являются: ГПУ, устьевые нагреватели, дизельные генераторы, накопительные емкости для хранения нефти и т.д. Выбросы от передвижных источников не нормируются.

В атмосферный воздух выбрасываются загрязняющие вещества 16-ти наименований (1-4 класса опасности) и 1 группы веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием. Основными загрязняющими атмосферный воздух веществами являются диоксид азота, оксид углерода, углерод и углеводороды C1-C5.

Для оценки влияния деятельности предприятия на приземный слой атмосферного воздуха и условий рассеивания загрязняющих веществ было проведено моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха источниками выбросов на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

Также, на основании протокола Департамента экологии по Мангистауской области от 06.04.2026 года, где операторам предприятий I категории поручено принять меры по снижению негативного воздействия на окружающую среду, основываясь на данных фактических выбросов всех источников за последние 3 года, проведены работы по пересчету соответствующих нормативов и предусмотрено снижение нормативов выбросов в проекте как минимум на 20%. Нормативы допустимых выбросов (НДВ) при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 год составят **31,7122174 т/год, что ниже нормативов эмиссий, установленных на 2026 г. (39,3039477 т/год)**. Снижение нормативов допустимых выбросов составляет около **20%**, что обусловлено снижением добычи нефти, добычи сырого газа, произведен перерасчет выбросов (снижение объемов выбросов) на источнике № 0001 Дизель-генератор AJD-170, на источниках №6002, 6006. Сжигание сырого газа на факельной установке не предусматривается.

Лимиты выбросов загрязняющих веществ на 2027 год по заявке на получение экологического разрешения на воздействие для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» представлены в таблице 1.

Таблица 1 Лимиты выбросов загрязняющих веществ на 2027 год (по заявке на получение ЭРВ)

№ п/п	Наименование промышленной площадки	Нормативные объемы выбросов ЗВ, т/год
1	Месторождение Аккар Северный (Восточный блок) (эксплуатация)	31,7122174

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. представлено в таблице 2.

Таблица 2 Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.

Показатель	2027 г.		
	всего	организованных	неорганизованных
Скважина №50	27	14	13

Перечень загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. представлен в таблице 3.

Таблица 3 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,55312	7,48979

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,25234	1,2171
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,08392	0,10979
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,1967	0,15004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,38155	8,94849
0410	Метан (727*)				50		0,02294	0,5337
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		17,10482	6,28079
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		3,28926	1,85843
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,042953	0,02421
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,037709	0,195845
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,026998	0,01528
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000204	0,0000024
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)		0,6			3	0,0027	0,021
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,02023	0,02519
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);		1			4	0,73916	4,83796
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,128	0,0046
	ВСЕГО :						24,88240204	31,7122174

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	2
АННОТАЦИЯ	3
СОДЕРЖАНИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....	9
1.1 Общая характеристика месторождения Аккар Северный (Восточный блок).....	9
1.2 Климатическая характеристика района расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок).....	11
1.3 Основные показатели месторождения Аккар Северный (Восточный блок).....	13
1.3.1 Краткая история месторождения Аккар Северный (Восточный блок).....	13
1.3.2 Характеристика фонда пробуренных скважин	14
1.3.3 Запасы нефти и растворенного газа	15
1.3.4 Физико-химические свойства нефти и газа	15
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	17
2.1 Характеристика производственных показателей месторождения Аккар Северный (Восточный блок).....	17
2.1.1 Основные технологические показатели по нефти и газу на 2027 г.	17
2.1.2 Баланс газа (распределение на собственные нужды)	17
2.1.3 Проведение КРС на скважине №50.....	18
2.1.4 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа.....	19
2.1.5 Сравнительный анализ годовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2023 – 2025 гг. 22	
2.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа.....	22
2.3 Оценка степени применяемой технологии, технического оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.....	23
2.4 Перспектива развития предприятия	23
2.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДС	23
2.5.1 Характеристика источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух 23	
2.5.2 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	24
2.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов	31
2.6.1 Источники аварийных выбросов	31
2.6.2 Источники залповых выбросов	33
2.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	33
2.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДС.....	35
3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ.....	36
3.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе	36
3.2 Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития	36
3.2.1 Анализ результатов моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха .36	
3.2.2 Ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций.....	38
3.2.3 Максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы.....	38
3.3 Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту	41
3.4 Обоснование возможности достижения нормативов НДС с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий	49

3.5 Санитарно-защитная зона. Уточнение границ области воздействия объекта.....	51
4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)	53
5. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) НА ПРЕДПРИЯТИИ	55
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	62
ПРИЛОЖЕНИЯ	63

ВВЕДЕНИЕ

«Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г.» выполнен на основании Договора между Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.» и ТОО «Caspian HES Consulting» №JPT25/2628/00/C от 31.12.2025 г.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный блок)», утвержденная ЦКР при МЭИМР Республики Казахстан (протокол № 36/13 от 12.01.2023 г.). В 2025 г. разработан «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию на 01.01.2025 г.)» Протокол № 67/4 от 23 октября 2025 г. (Приложение 6).

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г. разработан на основании: «Анализа разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию на 01.01.2025 г.)» (Протокол №67/4 от 23.10.2025 г., Приложение 6); утвержденной «Корректировки №1 Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026-2027 гг.» с технологическими показателями на 2027 г. (Протокол №8/2 от 15.05.2026 г., Приложение 7); технологических показателей эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г., предоставленных заказчиком (Приложение 1) и материалов инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (Приложение 2).

Настоящий проект выполнен в соответствии с законодательными и нормативными документами, действующими на территории Республики Казахстан:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI.
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63).
- Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий (Приложение № 12 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-ө).
- Приказ МЭИПР РК № 122-Ө от 24.06.2026 г. «Методики по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу».

В проекте учтены источники выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации скважины №50 месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

Проект выполнен специалистами ТОО «Caspian HES Consulting» (Государственная лицензия на природоохранное проектирование и нормирование № 01703Р от 15.10.2014 г., Приложение 8).

Адрес заказчика:

Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.», представленная
своим зарегистрированным филиалом (Юпитер Энерджи Пти. Лтд.)
в Республике Казахстан
Мангистауская обл.,
г. Актау, 130000, 12 мк-рн,
здание 79, бизнес центр «Жастар»
Телефон/факс: +7 (7292) 470077, 470078
БИН 080641001287

Адрес исполнителя:

ТОО «Caspian HES Consulting»
Республика Казахстан, 130000
г. Актау, микрорайон 2, зд. 74
Тел: +7 (7292) 420214
Факс: +7 (7292) 420214 (106)
E-mail: info@hes.kz
БИН 050940006426

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

1.1 Общая характеристика месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) разрабатывается двумя Недропользователями АО «Мангистаумунайгаз» и Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.», между которыми, согласно, пункта 2 статьи 151 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании» договорились о проведении совместной добычи на месторождении Аккар Северный в качестве единого объекта.

Недропользователем месторождения Аккар Северный является нефтегазодобывающая компания АО «Мангистаумунайгаз» на основании Контракта № 170 от «17» января 1998 г., лицензия: ГКИ №937-Д-1 (нефть) от 08.12.1997 г.

Недропользователь Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» осуществляет разведку в соответствии с Контрактом № 2275 от 29.12.2006 г. и Дополнения №13 к Контракту на проведение разведки и добычи нефти на участках 1 и 2 в пределах блоков XXXVI-11-Е (частично), F (частично), XXXVII-11-С (частично), 12-А (частично) в Мангистауской области Республики Казахстан заключено 14 октября 2022 года сроком до 05.03.2046 года.

Действующим проектным документом является «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный блок)», утвержденная ЦКР при МЭИМР Республики Казахстан (протокол № 36/13 от 12.01.2023 г.).

В 2025 г. разработан «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок)» (по состоянию на 01.01.2025 г.), Протокол №67/4 от 23.10.2025 г. (Приложение 6).

В 2026 г. разработана «Корректировка №1 Программы развития переработки сырого газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026-2027 гг., Протокол №8/2 от 15.05.2026 г., Приложение 7).

В административном отношении месторождение Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан (рис. 2.1.1).

Областной центр – город Актау – находится в 60 км на запад от площади работ. Железнодорожная станция Мангышлак – в 40 км к западу, г.Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой, в 35 км к востоку находится поселок Жетыбай. Крупное месторождение Жетыбай, разрабатываемое с 60-х годов, расположено в 50 км к юго-востоку. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях и пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

К югу от рассматриваемого блока проходит асфальтированное дорога Жана-Озен- Актау и железная дорога Жана-Озен – ст.Мангышлак – Атырау. В 45 км к югу от месторождения проходит магистральный нефтепровод Жана-Озен – Атырау – Самара. Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок Республики, в том числе транспортировки нефти. Новые нефтетерминалы возведены в прибрежной части пос.Курык (75 км к югу).

Исследуемый район представляет собой слабоволнистую равнинную местность, наклоненную к юго-западу в сторону Каспийского моря. Абсолютные отметки варьируют от +140 до +160 м.

Климат района резко континентальный, среднегодовое количество осадков не превышает 130 мм, из них на осенне-зимний период приходится 45 мм, а на весенне-летний месяцы 85 мм. Дожди редкие, в основном, осадки выпадают в весенний и осенний периоды. Весна короткая с редким переходом в засушливое лето с температурой до + 45⁰С. Зима холодная, малоснежная, температура понижается в отдельные дни до –30⁰С. Часто дуют сильные ветры, которые сопровождаются пыльными бурями.

В пределах контрактной территории постоянная гидрографическая сеть и источники питьевого водоснабжения отсутствуют. Питьевая вода поступает из водопровода Урал-Мангистау в пос.Жетыбай. Ближайший водозабор питьевой воды (Куюлус) расположен в 8 км к западу от площади. Солоноватую воду получают в колодцах и мелких скважинах с глубины до 30 м. Техническую воду для нужд буровых работ получают из альб-сеноманских отложений с глубин 650-800 м.

Растительный и животный мир района характерен для зон полупустынь. Растительность скудная: полынь, осока, верблюжья колючка, саксаул, засухоустойчивые полукустарники и разнотравье высыхают в начале лета. Животный мир представлен: сайгаками, зайцами, волками, лисами, грызунами и пресмыкающимися. Из пернатых встречаются куропатки, орлы, ястребы.

Район работ слабо населен, местное население занято в животноводстве и на нефтепромыслах.

Ситуационная карта-схема расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок) представлена на рис. 1.2.2.



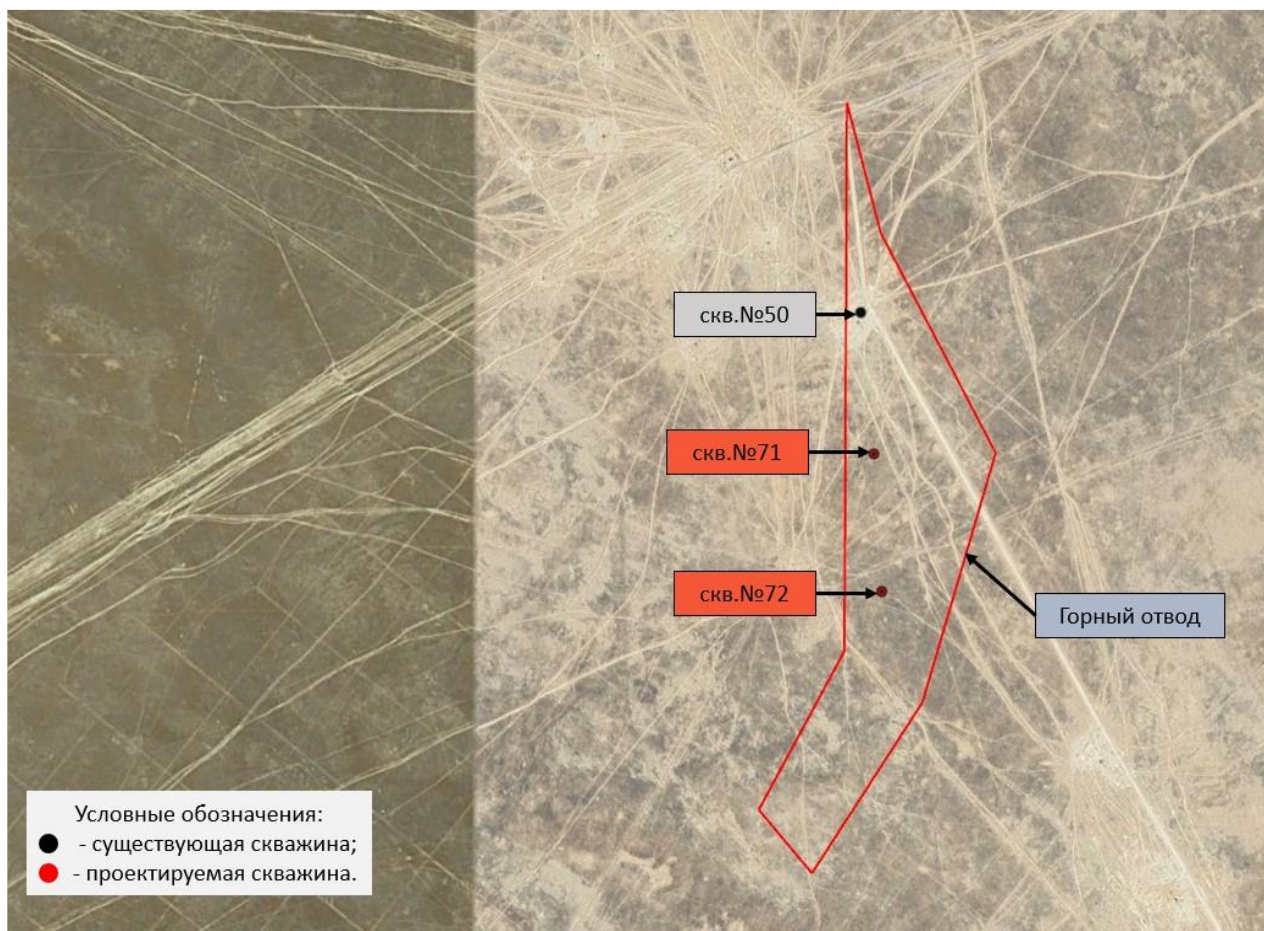


Рис. 1.2.2 Ситуационная карта-схема расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

1.2 Климатическая характеристика района расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Природный климатический режим района расположения месторождений Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» формируется под воздействием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года над территорией господствуют воздушные массы, поступающие от западных отрогов сибирских антициклонов. В теплый период года они сменяются континентальными туранскими и иранскими воздушными массами. Под влиянием этих масс формируется резко континентальный, засушливый климат.

В связи с тем, что в 1993 г. метеорологическая станция Жанаозен была закрыта, основные метеорологические показатели приведены по метеорологическим постам Тушибек и Аккудук.

Климат района резко континентальный, сухой, с высокой солнечной радиацией, испаряемостью и активностью ветрового режима, большими колебаниями погодных условий в течение года: от весьма холодной зимы до очень жаркого лета. Климат района характеризуется умеренно холодной зимой и продолжительным, сухим и жарким летом.

Температурный режим. Климату данного района присуще холодная зима и жаркое, сухое лето. Средняя температура воздуха в январе колеблется от -3°C до -10°C . В июле температура повышается до $+25^{\circ}\text{C}$ - $+28^{\circ}\text{C}$. Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождений составляет минус 45°C . Абсолютный максимум - $+45^{\circ}\text{C}$. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой, при вторжении холодных масс арктического воздуха, температура понижается до минус 20°C , с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше $+25^{\circ}\text{C}$, наступает в июне и продолжается до конца августа.

Период со среднесуточной температурой воздуха выше $+10^{\circ}\text{C}$ длится от 180 до 200 дней на всей территории района. С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет $+7$ - $+10^{\circ}\text{C}$. Лето жаркое и продолжительное.

Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже +25,8°C.

Снежный покров. Рассматриваемый район месторождений относится к зоне с неустойчивым и непродолжительным снежным покровом. Его высота обычно не превышает 7,0 см. Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Среднее число дней со снежным покровом в районе станции Аккудук - 34 дня. Устойчивый снежный покров образуется только в 22% всех зим, в остальные 78% наблюдается неустойчивый снежный покров. Самая ранняя дата образования снежного покрова - 30 ноября. Средняя дата схода снежного покрова - 9 марта, самая поздняя - 20 апреля. Число дней со снежным покровом составляет 32 дня. Наибольшая за зиму высота снежного покрова равна 38,0 см, средняя – 8,0 см, минимальная – 1,0 см.

Влажность воздуха. Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождений составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре, а минимальная - в августе. Средняя годовая абсолютная влажность воздуха составляет 7,7 мб, средние месячные ее значения изменяются от 3,6 до 13,5 мб. Наибольшая относительная влажность воздуха наблюдается в период с ноября по март (68-78%). Годовой ход дефицита влажности аналогичен ходу температуры воздуха, наибольших значений достигает в июле (22,1 мб), наименьших в декабре - феврале (1,1- 1,5 мб). Средняя годовая его величина равна 9,5 мб. Среднемесячные и годовые величины влажности приведены в таблице 1.2.1.

Таблица 1.2.1 Среднемесячные и годовые величины влажности

Характеристика	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
Абс. влажность	3,6	3,7	4,8	7,2	9,1	11,8	13,5	12,2	9,3	7,1	5,8	4,6	7,7
Отн. влажность	75	74	68	54	44	43	42	40	45	59	71	78	58
Дефицит влажности	1,1	1,5	3,0	7,5	14,5	18,9	22,1	21,5	13,6	6,2	2,6	1,3	9,5

Ветровой режим. Среднегодовые скорости ветра в направлении от севера- запада на северо-восток уменьшаются с 7 м/с до 3 м/с. Число дней с сильным ветром (15 м/с) составляет 45 - 50 дней в году, в основном в весенний период года. В зимний период преобладающими являются ветры восточного и северо-восточного направлений, летом - северного и северо-западного. Максимальная скорость ветра достигает 28 - 34 м/с. Жесткий ветровой режим является причиной образования ветровых бурь. Продолжительность дней с пыльными бурями в среднем равна 54 дня. В зимний и весенний периоды средние значения скорости ветра превышают 5 м/с, в летний и осенний - снижаются до 4,2 м/с. При ветрах более 10 - 12 м/с происходят пыльные бури. Они наблюдаются 5 - 6 раз в месяц. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/с составляет 22 дня, со скоростью 8 - 15 м/с - 189 дней. Максимальная скорость 34 м/с была зарегистрирована в феврале 2001 года. Число случаев со штилем составляет 5%. Среднегодовая роза ветров представлена на рис. 1.2.1.

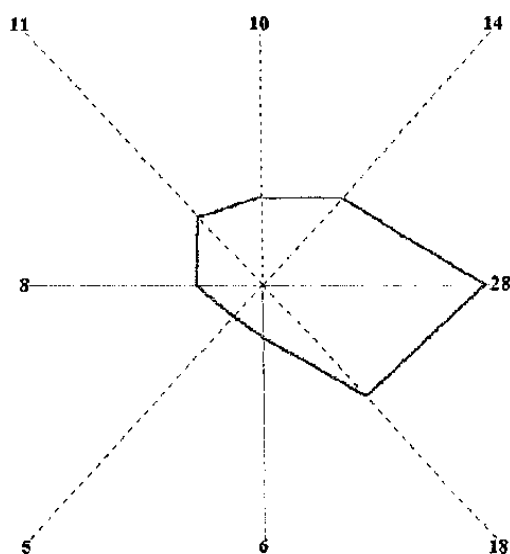


Рис. 1.2.1-Среднегодовая роза ветров

Атмосферные осадки. Регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Наибольшее

количество осадков наблюдается в апреле, наименьшее – в августе. Летние осадки кратковременные и преимущественно ливневого характера. Средняя сумма осадков за год составляет 140 мм, за более длительный период 180 мм. Наибольшее количество осадков - 335 мм, наименьшее - 85 мм. Наименьшее месячное количество осадков наблюдается в августе, наибольшее в апреле. Годовое количество осадков, как правило, не превышает 140 мм, их максимум приходится на теплый период.

Летние осадки непродолжительны и носят преимущественно ливневый характер, вызывая на склонах эрозию почв. В отдельные сухие годы на протяжении всего лета дождей не бывает вообще.

Сведения о среднемесячном и годовом ходе количества осадков представлены в таблице 1.2.2

Таблица 1.2.2 Среднемесячные и годовые суммы осадков

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
9,7	12,6	20,1	21,9	18,6	16,3	15,5	5,6	11,0	12,6	17,4	12,0	173

Величины годовых осадков разной обеспеченности, вычисленные по ряду наблюдений приведены в таблице 1.2.3.

Таблица 1.2.3 Годовые осадки

Обеспеченность %	1	3	5	10	25	50	75	90	95	97
садки, мм	322	288	270	245	206	168	135	109	96	87

Таким образом, рассматриваемая территория расположена в пустынной зоне, где господствует резко континентальный климат.

Исходная сейсмичность района работ по СНиП РК 2.03-30-2006 равна 6 баллов.

1.3 Основные показатели месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

1.3.1 Краткая история месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Впервые структура Аккар Северный была выявлена в 1985 г. в результате сейсмопрофилирования МОГТ северо-западной части Жетыбай – Узеньской ступени.

В 2009 г. был составлен проект «Проект поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ в пределах участков 1 и 2 Мангистауской области РК», который был подготовлен ТОО «КЭР» и согласован с МТД «Запказнедра» (Протокол №1592009 от 14.07.2009 г.).

В 2010 г. был составлен «Отчет по оперативному подсчету запасов нефти и попутного газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) и Аккар Восточный» (по состоянию изученности на 01.07.2010 г.), выполнен ТОО «RES» и утвержден ГКЗ РК (Протокол № 1009-10-П от 23.12.2010 г.).

В 2011 г. ТОО «КЭР» выполнен «Проект пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию изученности на 01.05.2011 г.», который был утвержден в КГин МИ МНТ РК (Протокол №239 от 22 октября 2011 г.). Месторождение Аккар Северный (Восточный блок) фактически было введено в пробную эксплуатацию в конце октября 2012 г.

В 2013 г. в связи продлением период разведки по 29.12.2014 г. было разработано «Дополнение к проекту пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок)», которое было согласовано ЦКРР (протокол № 40/23 от «18» октября 2013 г.) и утверждено КГин МИИнт Республики Казахстан (письмо № 17-04-13306-КГН от 18.11.2013 г.).

В связи с продлением периода разведки по 29.12.2016 г., выполнено Дополнение №2 к проекту пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок). Данный документ согласован ЦКРР РК (протокол №51/11 от 12.09.2014 г.), но отклонён без утверждения Комитетом геологии и недропользования МИР РК по причине имевшегося на тот момент вопроса по запасам месторождения Аккар Северный (письмо за исх.№27-5-1192-и от 24.10.2014 г.), что привело к приостановке на указанном месторождении всех нефтяных операций с 29 декабря 2014 г. Таким образом, вся деятельность на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) была остановлена более чем на 4 (четыре) года по обстоятельствам, не зависящим от недропользователя.

Официальное подтверждение о постановке запасов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на баланс Компании (протокол ГКЗ Республики Казахстан № 1009-10-П от 23.12.2010 г.) получено от Комитета геологии и недропользования Министерства по инвестициям и развитию Республики Казахстан в 2017 г. (письмо КГин МИИР Республики Казахстан за исх. № 27-6/1278-КГН от 28.03.2017 г.). В этой связи, согласно письму 10-03/35884 от 04.04.2018г. Министерства энергетики Республики Казахстан, разработано Дополнение №2 к Проекту пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию изученности на 01.06.2017 г., согласовано на заседании ЦКРР РК (протокол №4/9 от 20.04.2018 г.) и утверждено КГин МИИР Республики Казахстан (письмо №27-5-824-И от 23.05.2018 г.).

В 2019 году на основании рекомендаций ЦКРР РК, выполнены базовые проектные документ Проект пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию изученности на 01.06.2019г.), который согласован на заседании ЦКРР 12-13.12.2019 года (протокол №17/1 от 12-13.12.2019г.) сроком на 297 дней, но не более срока периода разведки. В этом же году разработана «Программа развития переработки попутного газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок)», утвержден рабочей комиссией МНГ РК.

В связи с предстоящим истечением периода разведки по месторождению Аккар Северный (Восточный блок), в 2020 году подготовлен «Подсчет запасов углеводородов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию изученности на 01.03.2020 г.», который утвержден на заседании Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых Республики Казахстан (ГКЗ РК) (Протокол №2229-20-У от 19.11.2020 г.).

В 2020 г. был получен горный отвод площадью 1,058 км² (Протокол Экспертной комиссии № 1/12 МЭ РК от 31.01-03.02.2020 г. Письмо МЭ РК №04-11/ГГУ-26180 от 21.12.2020 г.).

В 2020 г. был составлен «Проект разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию на 01.10.2020 г.» (Протокол ЦКРР № 12/9 от 31.03.2021 г.) с целью проектирования обоснования рациональной экономически обоснованной системы разработки и добычи на месторождении Аккар Северный (Восточный блок).

На тот период месторождение Аккар Северный (Восточный блок) находился в подготовительном периоде согласно Дополнению №11 (горный отвод рег.№403- УВ от 28.12.2020г.) к Контракту №2275.

14 октября 2022 года подписано Дополнение №13 к Контракту №2275 от 29 декабря 2006 г. Министерством энергетики Республики Казахстан и Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd» на осуществление разведки и добычи углеводородного сырья продолжительностью 25 лет, за вычетом срока подготовительного периода (Протокол ЦКРР РК №12/9 от 31.03.2021г.).

В 2022 г. был разработан «Проект разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) с экологической оценкой по состоянию на 01.01.2022 г.» РК (протокол №36/13 от 12.01.2023 г.).

В 2025 г. разработан отчет «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию на 01.01.2025г.». На основе анализа текущего состояния разработки показаны основные направления научно-исследовательских и производственных работ по совершенствованию разработки месторождения, которые должны обеспечить увеличение вовлеченных в разработку запасов нефти и повысить эффективность осуществляемой системы разработки. Для практического внедрения выбран наиболее рациональный 2 вариант разработки. По рекомендуемому варианту разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи: обоснованы способы эксплуатации скважин, разработаны мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями в процессе их работы, даны рекомендации по реконструкции промысловых систем сбора и транспорта продукции скважин. 23 октября 2025 года на заседании ЦКРР МЭ РК был согласован отчет «Анализ разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) (Протокол ЦКРР РК №67/4 от 23.10.2025 г., Приложение 6).

В 2026 г. разработана Корректировка №1 «Программы развития переработки сырого газа на месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2026-2027 гг.» с технологическими показателями на 2027 г. (Протокол №8/2 от 15.05.2026 г., Приложение 7).

1.3.2 Характеристика фонда пробуренных скважин

На месторождении Аккар Северный (Восточный блок) компании «Юпитер» на 01.01.2025 г. в эксплуатационном фонде числится одна действующая скважина №50, которая работает фонтанным способом.

В таблице 1.3.1 представлено состояние фонда скважин месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию на 01.01.2025 г.

Таблица 1.3.1 Состояние фонда скважин месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 01.01.2026 г.

№№ п/п	Фонд	Категория	Объект	Всего, ед.
			Восточный блок	
			Т ₂ Б	
1	Эксплуатационный фонд добывающих скважин	в т.ч. действующих, ед.		1
		из них	фонтанные, №№	№50
			ШГН, №№	-
			ЭВН, №№	-
			ЭЦН, №№	-
		дающих продукцию, ед.		1
		в простое, ед.		-
		в бездействии, ед.		-

		в освоении	-	-
		Всего, ед.	1	1
2	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, ед.	-	-
		по техническим причинам, ед.	-	-
		Всего, ед.	-	-
3	Итого пробуренный фонд	Всего, ед.	1	1

1.3.3 Запасы нефти и растворенного газа

Запасы месторождения утверждены на Государственный баланс запасов полезных ископаемых (протокол ГКЗ РК №2229-20-У от 19.11.2020 г.) в следующих количествах и по категориям.

На данный момент согласно последнему подсчёту запасов в 2020 г. (Протокол ГКЗ РК №2229-20-У от 19.11.2020 г.) на баланс были приняты и утверждены следующие запасы: Нефти:

- по категории С1: геологические - 2741,0 тыс.т; в том числе извлекаемые - 630,0 тыс.т;
- по категории С2: геологические - 235,0 тыс.т; в том числе извлекаемые - 12,0 тыс.т.

Газа:

- по категории С1: геологические – 387,0 млн.м³; в том числе извлекаемые - 89,0 млн.м³;
- категории С2 : геологические – 23,0 млн.м³; в том числе извлекаемые - 1,02 млн.м³.

Утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) представлены в таблице 1.3.2.

Таблица 1.3.2 Утвержденные начальные геологические и извлекаемые запасы нефти и газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Горизонты	Зоны	Категория	Начальные геологические запасы нефти, тыс.т	Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т	Начальные геологические запасы газа, млн.м³	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м³	Газосодержание, м³/т
Аккар Северный (Восточный блок)		С1	2741	630	387	89	
		С2	235	12	23,3	1,02	

1.3.4 Физико-химические свойства нефти и газа

Свойства нефти в пластовых условиях

Свойства пластовой нефти залежи Т₂-Б на рассматриваемом участке изучены по 3 глубинным пробам, отобранным в 2010 г. из скважины №50 и исследованным в лаборатории АО «НИПИнефтегаз». В 2019 г. отобраны 3 глубинные пробы со скважины №50. Лабораторные исследования пластовой нефти, отобранной из скважины №50 с глубин 2900 м, 2950 м и 3000 м подвергались однократному и дифференциальному разгазированию, вследствие которых получены физические параметры. Среднее значения параметров нефти в пластовых условиях, следующие: давления насыщения нефти газом – 15,2 МПа, газосодержание – 140,9 м³/т, объемный коэффициент – 1,331; вязкость пластовой нефти 0,5 МПа·с; объемный коэффициент 1,331 д.ед.; усадка – 24,9 %, плотность пластовой нефти 705,7 кг/м³, плотность сепарированной нефти 830,7 кг/м³. Свойства нефти в пластовых условиях приведены в таблице 1.3.3.

Таблица 1.3.3 Свойства нефти в пластовых условиях месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
Горизонт Т ₂ Б				
Давление насыщения газом, МПа	1	3	14,10-16,52	15,21
Газосодержание, м³/т	1	3	130,71-153,95	140,91
Пластовая температура, °С	1	3	120-120	120
Пластовое давление	1	3	31,38-31,38	31,38
Плотность, г/см³	1	3	0,6972-0,7125	0,7057
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, г/см³	1	3	0,8289-0,8335	0,8307
Вязкость, мПа*с	1	3	0,44-0,56	0,50
Коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ 1/МПа	1	3	12,9-14,9	13,85
Объемный коэффициент	1	3	1,310-1,363	1,331
Усадка, %	1	3	23,66-26,63	24,86
Коэффициент растворимости газа. м³/м³*МПа	1	3	7,64-7,76	7,71

Свойства нефти в поверхностных условиях

Для определения свойств нефти в поверхностных условиях были исследованы устьевые и глубинные пробы, полученные в результате однократного разгазирования. Производились замеры плотности нефти с приведением их к стандартным условиям (атмосферное давление и 20°C). Результаты измерений плотности и определения других свойств нефти приведены в таблице 1.2.4, из которой видно, что в поверхностных условиях нефть: «легкая», плотность составляет 0,8211 г/см³, высокопарафиновая (20,7%), малосернистая (0,066-0,170%), кинематическая вязкость - 6,48 мм²/сек (50°C) и 9,79 мм²/сек (40°C), сероводород не обнаружен, до 200°C выкипает 19-23% нефти, до 300°C выкипает 35,5-44,0%.

Таблица 1.3.4 Свойства дегазированной нефти

Наименование		Количество исследованных		Диапазон измене- ния	Среднее значение
		скважин	проб		
Горизонт Т ₂ Б					
Плотность, г/см³		1	4	0,8150-0,8262	0,8211
Вязкость, мм²/с					
при 40 °С		1	2	9,670-9,913	9,790
при 50 °С		1	2	6,460-6,494	6,480
Температура застывания, °С		1	2	27-30	28,5
Температура насыщения парафином, °С		1	2	57,2-58,8	58,0
Массовое содер- жание, %	серы	1	4	0,066-0,170	0,118
	смол селикагелевых	-	-	-	-
	асфальтенов	-	-	-	-
	парафинов	1	2	19,7-21,7	20,7
Объемный выход фракций, %	Н.К.	1	4	45-80	60,3
	до 100 °С	1	4	2,5-7,0	4,5
	до 150 °С	1	4	8-14	10,9
	до 200 °С	1	4	18-23	20,5
	до 300 °С	1	4	35,5-44,0	39,6

Состав и свойства газа

Таблица 1.3.5 Физико-химические свойства, компонентный состав газа

Компоненты	Единица измерения	Значение		
		м/р Аккар Северный	м/р Аккар Восточный	м/р Жетыбай Западный
Кислород	мол. %	0,008	0,008	0,212
Углекислый газ	%	2,079	2,635	7,986
Азот	%	2,873	2,641	2,627
СН ₄	%	64,376	65,462	77,201
С ₂ Н ₆	%	12,243	13,617	4,118
С ₃ Н ₈	%	7,958	8,160	3,251
i-C ₄ Н ₁₀	%	1,376	1,279	0,743
n-C ₄ Н ₁₀	%	3,425	2,916	1,601
i-C ₅ Н ₁₂	%	1,009	0,739	0,552
n-C ₅ Н ₁₂	%	1,623	1,068	0,678
С ₆ Н ₁₄	%	1,752	0,898	0,665
С ₇ Н ₁₆	%	1,170	0,503	0,356
Плотность при 20 °С	кг/м ³	1,12	1,05	0,941

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

2.1 Характеристика производственных показателей месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г. разработан на основании: «Анализа разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) (по состоянию на 01.01.2025 г.)» (Протокол №67/4 от 23.10.2025 г., Приложение 6); утвержденной «Корректировки №1 Программы развития переработки сырого газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026-2027 гг.» (Протокол №8/2 от 15.05.2026 г., Приложение 7); технологических показателей эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г., предоставленных заказчиком (Приложение 1) и материалов инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (Приложение 2).

В период 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) предусматривается эксплуатация одной скважины - №50.

Объем работ на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.:

- эксплуатация скважины №50;
- проведение КРС на скважине №50.

2.1.1 Основные технологические показатели по нефти и газу на 2027 г.

В таблице 2.1.1 представлены проектные технологические показатели разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г.

Таблица 2.1.1 Проектные показатели разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г.

№	Показатель	Ед. изм.	2027 г.
1.	Фонд добывающих скважин	ед.	1
2.	Добыча нефти	тыс. т	6,300
3.	Добыча сырого газа	млн. м ³	0,88767
3.1	Объем сжигания газа на факеле	млн. м ³	0,0
3.2	Расход сырого газа на собственные нужды	млн. м ³	0,659124
4	Объем сырого газа, транспортируемый через систему газопровода АО "ММГ" до ТОО "КазГПЗ"	млн. м ³ /год	0,228546
5	Процент утилизации газа	%	100
6	Газовый фактор	м ³ /т	140,9
7	Средний дебит 1 скв. по нефти	т/сут.	17,549
8	Отработанное время	сут.	359

Добыча нефти и сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г. представлена в таблице 2.1.2.

Таблица 2.1.2 Добыча нефти и сырого газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г.

Год	Время работы	Добыча нефти		Добыча сырого газа		Газовый фактор
	сут.	т/сут.	тыс.т/год	тыс. м ³ /сут	млн.м ³ /год	м ³ /т
2027 г.	359	17,549	6,300	2,4726	0,88767	140,9

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) в 2027 г. является эксплуатация скважины №50.

Также предусмотрены выбросы от газопровода от скважины №50 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистаумунайгаз" – 1 неорганизованный источник - конденсатосборник, V-2,5 м³.

На скважине №50 планируется проведение капитального ремонта скважины с помощью подъемного агрегата АПР 60/80.

2.1.2 Баланс газа (распределение на собственные нужды)

В период 2027 г. на скважине №50 месторождения Аккар Северный (Восточный блок) добыча сырого газа будет осуществляться в полном объеме и газ будет использоваться на собственные нужды для работы технологического оборудования.

Баланс сырого газа по скважине №50 месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. (согласно «Корректировки №1 Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026-2027 гг.» с технологическими показателями на 2027 г.) представлен в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 Баланс сырого газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г.

№ пп.	Наименование	Ед. изм.	Месторождение Аккар Северный (Восточный блок)
1	Добыча сырого газа, из них:	млн. м³/год	0,88767
2	Расход сырого газа на собственные нужды	млн. м³/год	0,659124
3	Объем сырого газа, транспортируемый через систему газопровода АО "ММГ" до ТОО "КазГПЗ"	млн. м³/год	0,228546
4	Объем сжигания на факелах сырого газа	млн. м³/год	0,0
	Процент утилизации газа	%	100

В качестве источников потребления сырого газа на скважине №50 будут являться 2 (две) печи подогрева нефти типа УН-0,2МЗ:

- первая («устьевая») будет расположена непосредственно на устье скважинах №50;
- вторая («циркуляционная») – для подогрева и циркуляции нефти, которая собирается в накопительной емкости.

На технологические нужды месторождения, в части обеспечения электроэнергией, будет задействована ГПУ-YD250FD-T, в резерве будут дизельный генератор.

Распределение газа на собственные нужды на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2027 г. представлено в таблице 2.1.4.

Таблица 2.1.4 Распределение газа на собственные нужды по скважине №50 на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.

№	Отработанное время оборудования (печей, ГПУ), сут.		Расход топлива оборудования (печей, ГПУ), м³/час			Расход сырого газа на собственные технологические нужды, млн. м³				
	УН-0,2МЗ		ГПУ-YD250FD-T	УН-0,2МЗ		ГПУ-YD250FD-T	УН-0,2 № 1	УН-0,2 № 2	Всего по печам	ГПУ-YD250FD-T
	№1 устье	№2 (циркуляция)		№1 устье	№2 (циркуляция)					
1	24	12	24	25	25	39	0,215400	0,107700	0,323100	0,336024
										0,659124

2.1.3 Проведение КРС на скважине №50

На месторождении Аккар Северный в 2027 г. планируется проведения капитального ремонта скважины №50, который включает в себя работы по повышению производительности добывающей скважины. Для ремонта скважины используются подъемные агрегаты и спецтехника, работающая на дизельном топливе.

Данные по оборудованию при проведении КРС на скважине №50 представлены в таблице 2.1.5.

Таблица 2.1.5 Данные по оборудованию при проведении КРС на скважине №50

№ пп	Скважина	Станок	Двигатель	ДЭС	Емкость технологическая м/куб	Длина НКТ метров	Время работы часы
1	Скважина №50	Краз АПР 60/80 Урал ЦА-320-1ед Автокран 25тн – 1ед Полуприцеп 15тн – 1ед Наливная машина для тех воды – 1ед ППУ – 1ед	ЯМЗ-238 ЯМЗ-236	100 кВт – 1 шт	Мерник с 2-мя перемешивателями 40 м³ – 1 шт Мерник 50 м³ – 2 шт Доливная Емкость 25 м³ - 1шт Рабочая емкость с отстойниками не менее 8 м³ - 1шт	3 300	240

		Вакуумная машина – 1ед					
		Вахтовый автомобиль – 1ед					

Данные по расходу материалов при проведении КРС на скважине №50 представлены в таблице 2.1.6.

Таблица 2.1.6 Данные по расходу материалов при проведении КРС на скважине №50

№№	Наименование оборудования	Расход топлива проектный, т/год	Время работы проектное, час/год
1	2	3	4
1	АПР 60/80	12,537	240
2	Цементировочный агрегат ЦА-320	5,373	144
3	Паровая передвижная установка (ППУ)	3,612	168
4	ДЭС, 100 кВт	7,62	240
5	Блок приготовления цементного раствора	10,0 (раствор)	
6	Технологическая емкость- 40 м ³	40 м ³ (объем)	240
7	Технологическая емкость, 50 м ³ (2 ед.)	50 м ³ (объем)	240
8	Технологическая емкость, 8 м ³	8 м ³ (объем)	240

2.1.4 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа

Технология сбора и транспорта нефти осуществляется по схеме для индивидуальных скважин: устье скважины – устьевой нагреватель - выкидные линии – буферная емкость – накопительная емкость, газовый сепаратор – нагреватель нефти - реализация нефти со скважин через наливной стояк.

Система сбора и подготовки продукции скважины включает нижеследующее оборудование:

- Устьевой нагреватель УН-0,2МЗ – 2 ед.;
- Буферная емкость (БЕ-1) – 1 ед.;
- Накопительная емкость (резервуар) V-75м³ (НГС) – 1 ед.,
- Накопительная емкость (резервуар) V-100м³ (НЕ) – 1 ед., (находится в резерве и предусмотрена для будущего подключения);
- Газосепаратор (ГС-1) – 1 ед.;
- Насос буровой (НБ-50-1) – 2 ед.;
- Насос ЦНС 38-44 – 1 ед.;
- Насос ДС-125 – 1 ед.;
- Битумно-насосная установка (БНУ А-1155 или насос ЦН К 100-80-160) – 2 ед.;
- Дренажная емкость (объемом 12 м³) – 1 ед.;
- Автоналивная система налива (АСН-100А) – 1 ед.;
- Факел – 1 ед. (в простое);
- Запально-регулирующий блок (50 л) – 1 ед.;
- Трубный газовый расширитель (ТГР-270) – 1 ед.;
- Узел учета газа (УУГ-1) – 1 ед.;
- Узел учета нефти – 1 ед.;
- Дизель-генератор (170 кВт) (резервный) – 1 ед.;
- ГПУ – 1 ед.

Газожидкостная смесь (ГЖС) от скважины по выкидному трубопроводу Ø80 мм поступает в устьевой нагреватель УН-02МЗ, после чего подогретая до 60°С направляется в буферную емкость. В буферной емкости под давлением 0,25 МПа происходит разделение нефти и газа. Далее выделенный газ направляется в газовый сепаратор (ГС), где происходит его сепарация от увлеченной нефти, очистка от механических примесей и отделения от капельной жидкости. Далее газ поступает в узел учета газа (УУГ), где часть газа отбирается

на собственные нужды для подогрева нефтегазовой смеси в печи нагрева УН-02МЗ, а оставшаяся часть газа через узел учета газа направляется в ГПУ, работающих на компонентном составе сырого газа месторождения. Жидкая смесь с мех примесями, уловленная в газовом сепараторе, самотеком поступает в дренажную емкость (ЕД). Частично дегазированная нефть поступает в накопительную емкость нефти (НЕ), для окончательной дегазации при атмосферном давлении. Дегазированная нефть насосами Н-3 и Н-4 направляется в печь подогрева УН-0,2МЗ для циркуляции, далее через узел учета ТОР-80 и стояк налива (СН) откачивается в автоцистерны для транспортировки. Насосы Н-1 и Н-2 предназначены для циркуляции подогретой нефти через устьевой нагреватель.

Ремонтное и аварийное опорожнение нефтетрубопроводов и оборудования осуществляется в дренажную емкость. Сброс газа с предохранительных клапанов емкостей и сепаратора производится на факел, так же предусмотрена откачка нефти из дренажной емкости агрегатом в автоцистерну или вакуумной автоцистерной.

Принципиальная схема существующей системы внутривышневого сбора продукции скважин на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) представлена на рис. 2.1.1.

Источниками потребления сырого газа будут являться устьевые нагреватели УН-02МЗ и газопоршневая установка ГПУ мощностью 250 кВт, технические характеристики которых приведены в таблицах 2.1.7 и 2.1.8.

Таблица 2.1.7 Технические параметры устьевого нагревателя УН-0,2МЗ

Номинальная тепловая мощность, кВт (Гкал/час)	200 (0,2)
Производительность по нагреваемому продукту, т/сут	125т/сут
Давление нефти, МПа	1,6
Давление топливного газа перед горелкой, кПа	минимальное 30 максимальное 70
Номинальный расход топлива, м³/ч	25
Температура нефти, °С	на входе в нагреватель, не менее +20 на выходе из нагревателя, в пределах +70

Таблица 2.1.8 Параметры газопоршневой установки ГПУ 250 (скважина №50)

Завершение по монтажу 31.12.2022 г. Пуско-наладка и ввод в эксплуатацию январь-февраль 2023 г.	
Модель генераторной установки	YD250FD-T
Модель двигателя	MT13
Модель генератора	HC434DH
Номинальная мощность(кВт)	250
Номинальный ток	450
Номинальное напряжение (В)	400
COSФ Номинальный коэффициент мощности	0.8
Номинальная частота (Гц)	50
Расход масла г/ кВт.ч	≤0.8
Расход газа при 50% от номинальной мощности, м³/час	39
Расход газа при 75% от номинальной мощности, м³/час	55
Расход газа при 100% от номинальной мощности, м³/час	71
Пусковой режим	Электрический запуск
Режим регулировки напряжения	автоматически
Метод регулировки скорости	электронное управление
Метод возбуждения	бесщеточное
Технология монтажа электропроводки	Трехфазная четырехпроводная система
Метод охлаждения	закрытый

Основные характеристики насосов ЦНС 38-44 и ДС-125 представлены в таблице 2.1.9.

Таблица 2.1.9 Основные характеристики насосов ЦНС 38-44 и ДС-125

Тип агрегата (марка)	Подача, м³/ч	Напор, м	Число ступеней насоса	Мощность э/двиг, кВт	Частота вращения, об/мин	Мощность насоса, кВт	Срок службы, не менее
ЦНС 38-44	38	44	2	11	2950	9,0	5
ДС-125	13	70	2	15	3000	5,2	5

2.1.5 Сравнительный анализ годовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2023 – 2025 гг.

Динамика нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и фактических выбросов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte.Ltd.», за период 2023 – 2026 гг. представлена в таблице 2.1.10.

Таблица 2.1.10 Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2023 – 2026 гг.

№	Показатель	Ед. Изм.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г. (план)
1	Нормативы выбросов (согласно ПНДВ)	т/год	43,842593	45,2668	42,2621	39,3039477	31,7122174
2	Фактические выбросы	т/год	33,54608	37,725445	22,53474	17,412*	-

Примечание: * - выбросы за 1-3 кварталы 2026 г.

Сравнительный анализ нормативных и валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) за период 2023-2026 гг. показал, что фактические выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают установленных лимитов для месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

Установленные на 2024 г. нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составили 45,2668 т/год, что выше нормативов эмиссий, установленных на 2023 г. (43,842593 т/год). Увеличение нормативов выбросов на 2024 г. по сравнению с нормативами на 2023 г. связано с тем, что добавлен новый источник выбросов при вводе в эксплуатацию промыслового подземного газопровода от скважины №50 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистаунаыгаз".

Установленные на 2025 г. нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составили 42,2621 т/год, что ниже нормативов эмиссий, установленных на 2024 г. (45,2668 т/год). Снижение связано со снижением показателей по добычи нефти и газа в 2025 г. по сравнению с 2024 г. Фактические выбросы загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за 2025 г. ниже нормативов допустимых выбросов по следующим причинам: зачистка резервуаров на месторождении в 2025 году не проводилась. КРС на скважине №50 не проводилась.

Установленные на 2026 г. нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составили 39,3039477 т/год, что ниже нормативов эмиссий, установленных на 2025 г. (42,2621 т/год). В проекте НДВ предусмотрено снижение выбросов ЗВ в атмосферу на следующих источниках: исключено сжигание газа на факельной установке; произведен перерасчет выбросов (снижение объемов выбросов) на источнике № 0001 Дизель-генератор AJD-170. Произведен перерасчет выбросов (снижение объемов выбросов) на источниках №0015, 0019 Дизель-генераторы при КРС.

Установленные на 2027 г. нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составили **31,7122174 т/год**, что ниже нормативов эмиссий, установленных на 2026 г. (**39,3039477 т/год**). На основании протокола Департамента экологии по Мангистауской области от 06.04.2026 года, где операторам предприятий I категории поручено принять меры по снижению негативного воздействия на окружающую среду, основываясь на данных фактических выбросов всех источников за последние 3 года, проведены работы по пересчету соответствующих нормативов и предусмотрено снижение нормативов выбросов в проекте как минимум на 20%.. Снижение нормативов допустимых выбросов на 2027 г. по сравнению с нормативами на 2026 г. составляет около **20%**, что обусловлено снижением добычи нефти, добычи сырого газа, произведен перерасчет выбросов (снижение объемов выбросов) на источнике № 0001 Дизель-генератор AJD-170, на источниках №6002, 6006.

2.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа

Пылегазоочистное оборудование на предприятии отсутствует.

2.3 Оценка степени применяемой технологии, технического оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту

На месторождении Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.», используется техника зарубежного производства, отвечающая современным техническим стандартам. Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты.

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню.

2.4 Перспектива развития предприятия

В рамках анализа участка Компании месторождения Аккар Северный (Восточный блок) рассмотрены 3 варианта разработки. Вариант №3 (рекомендуемый) планируется подключение проектных добывающих скважин в количестве 2 ед., после бурения в период с 2027 по 2028 гг.

Для изучения залежи ТЗ Восточного блока (ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.») планируется возложить задачи по доразведке, в том числе отбор керна и глубинных проб нефти, комплекс стандартных и специальных исследований на проектные скважины №№ 71 и 72, предусмотренные к бурению в 2027-2028 г.г.

В таблице 2.4.1 приведены показатели проекта плана добычи нефти и объема буровых работ месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по рекомендуемому варианту 3 (компания «Юпитер») на 2027-2028 гг.

Таблица 2.4.1 Показатели проекта плана добычи нефти и объема буровых работ месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по рекомендуемому варианту 3 (компания «Юпитер») на 2027-2028 гг.

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЕИ	ГОД	
			2027	2028
1	2	3	4	5
1	Добыча нефти, всего	тыс. т	19,7	34,6
2	Эксплуатационное бурения	"	1	1
3	Фонд действующих добывающих скважин на конец года	"	1	2
4	Средний дебит действующего фонда скважин по нефти	т/сут	5,5	5,9
	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	2,4	4,2

2.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

2.5.1 Характеристика источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух

В 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) будут функционировать: всего 27 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе организованных - 14 источников, неорганизованных - 13 источников.

Источникам организованных выбросов присвоены четырехзначные номера начиная с 0001, а неорганизованным источникам выбросов - с 6001.

Источниками выбросов загрязняющих веществ на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2027 г. являются:

Площадка 001 – Скважина № 50

Организованные источники – 10 ед.:

- источник № 0001 – Дизель-генератор AJD-170 (резервный)
- источник № 0004 – Устьевой нагреватель УН-0,2
- источник № 0005 – Продувочная свеча устьевого нагревателя УН-0,2
- источник № 0006 – Устьевой нагреватель (циркуляционный) УН-0,2
- источник № 0007 – Продувочная свеча устьевого нагревателя (циркуляционного) УН-0,2
- источник № 0008 – Факельная установка (в простое)
- источник № 0009 – Накопительная емкость для нефти V-100 м³ (НЕ)
- источник № 0010 - Накопительная емкость для нефти V-75 м³ (НГС) (находится в резерве и предусмотрена для будущего подключения);
- источник № 0011 – Буферная емкость (БЕ-1)

- источник № 0012 - Дренажная емкость объемом 12 м³
- источник № 0013 – Стояк налива нефти (АСН-100А)
- источник № 0014 - ГПУ 250 кВт

Неорганизованные источники – 7 ед. :

- источник № 6001 – Газосепаратор (ГС-1)
- источник № 6002 – Насосы для перекачки нефти (ЦНС 38-44 – 1 ед., ДС-125 – 1 ед., НБ-50-1– 2 ед.)
- источник № 6003 – Неплотности выкидных линий и фонтанной арматуры
- источник № 6004 – Площадка скважины №50
- источник № 6005 – Узел учета газа (УУГ-1)
- источник № 6006 – Площадка БДР
- источник № 6007 - ЗРА и ФС оборудования ГПУ.

Работы при КРС (скважина № 50)

Организованные источники – 4 ед.:

- источник № 0015. АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 подъемного агрегата;
- источник № 0016. Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236;
- источник № 0018. Паровая передвижная установка (ППУ);
- источник № 0019. ДЭС (100 кВт)

Неорганизованные источники – 5 ед.:

- источник № 6008. Блок приготовления цементного раствора,
- источник № 6009. Технологическая емкость, 40 м³,
- источник № 6010, 6011. Технологическая емкость, 50 м³,
- источник № 6012. Технологическая емкость, 8 м³

Газопровод от скважины №50 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистаумунайгаз".

Неорганизованные источники – 1 ед.:

- источник № 6101. Конденсатосборник, V-2,5 м³.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd» на 2027 г. представлено в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.

№	Наименование производства	Количество источников выброса ЗВ		
		организованные	неорганизованные	всего
1	Месторождение Аккар Северный (Восточный блок)	14	13	27

Карта–схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок) представлена в Приложении 1.

2.5.2 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. представлены в таблицах 2.5.2.

Таблица 2.5.2 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ на 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок)

Произ-водство	Цех	Источник выделения загрязняющих веществ		Число часов работы в году	Наименование источника выброса вредных веществ	Номер источника выбросов на карте-схеме	Высота источника выбросов, м	Диаметр устья трубы, м	Параметры газовойвоздушной смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению выбросов	Вещество, по которому производится газоочистка	Коэффициент обеспеченности газо-очисткой, %	Среднеэксплуатационная степень очистки/ максимальная степень очистки, %	Код вещества	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего вещества			Год достижения НДВ
												точечного источника /1-го конца линейного источника /центра площадного источника		2-го конца линейного источника / длина, ширина площадного источника											
		Наименование	Количество, шт.						Скорость, м/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Объемный расход, м3/с (Т = 293.15 К, Р= 101.3 кПа)	Температура смеси, оС	X1	Y1	X2	Y2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
001		Дизель-генератор AJD-170	1	400	труба	0001	6	0,11	50,46	0,479501	450	3753	3220			Регулирование топливной аппаратуры генератора;				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,29014	1602,484	0,19136	2027
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,04715	260,416	0,0311	2027
																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,01889	104,332	0,01196	2027
																				0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,04533	250,364	0,0299	2027
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,23422	1293,63	0,15548	2027
																				0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000005	0,003	0,0000003	2027
																				1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00453	25,02	0,00299	2027
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,10956	605,115	0,07176	2027
001		Устьевой нагреватель УН-0,2	1	8616	труба	0004	6,8	0,325	1,19	0,09891	427	3753	3220			Проверка технического состояния горелочных устройств; Плано-во-предупредительный ремонт печей подогрева нефти;				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01583	410,37	0,49095	2027
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00257	66,624	0,07978	2027
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01147	297,344	0,3558	2027
																				0410	Метан (727*)	0,01147	297,344	0,3558	2027
001		Свеча устьевого нагревателя УН-0,2	1	0.27	труба	0005	6	0,1	0,62	0,005	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,0707	903605,934	0,0039	2027

001		Устьевой нагреватель УН-0,2 (циркуляционный)	1	4308	труба	0006	6,8	0,325	1,19	0,09891	427	3753	3220			Проверка технического состояния горелочных устройств; Планово-предупредительный ремонт печей подогрева нефти;				0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,01583	410,37	0,24547	2027
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00257	66,624	0,03989	2027
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,01147	297,344	0,1779	2027
																				0410	Метан (727*)	0,01147	297,344	0,1779	2027
001		Свеча устьевого нагревателя УН-0,2 (циркуляционный)	1	0.27	труба	0007	6	0,1	0,62	0,005	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	4,0707	903605,934	0,0039	2027
001		Факел	1		труба	0008	17,5	1,295	0,18	0,2311057	1677,2	3753	3220												
001		Накопительная емкость НЕ, 100 м3	1	8616	дых.клапан	0009	2	0,1	0,18	0,0014137	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,10341	81186,77	1,28474	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,03821	29998,515	0,47478	2027
																				0602	Бензол (64)	0,0005	392,548	0,0062	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00016	125,615	0,00195	2027
																				0621	Метилбензол (349)	0,00031	243,38	0,0039	2027
001		Накопительная емкость НГС, 75 м3	1		дых.клапан	0010	2	0,1	0,18	0,0014137	30	3753	3220												
001		Буферная емкость БЕ-1	1	8616	дых.клапан	0011	2	0,1	0,18	0,0014137	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,46534	365336,538	0,64575	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,17197	135012,946	0,23864	2027
																				0602	Бензол (64)	0,00225	1766,466	0,00312	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00071	557,418	0,00098	2027
																				0621	Метилбензол (349)	0,00141	1106,985	0,00196	2027
001		Дренажная емкость	1	8616	дых.клапан	0012	2	0,1	0,07	0,0005498	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00585	11809,489	0,00314	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00216	4360,427	0,00116	2027
																				0602	Бензол (64)	0,00003	60,561	0,00002	2027
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00001	20,187	0,000005	2027
																				0621	Метилбензол (349)	0,00002	40,374	0,00001	2027
001		Стояка налива нефти	1	219.2	орг.выброс	0013	4	0,1	0,04	0,0003142	30	3753	3220							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	8,2923	29291985,23	2,09996	2027
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3,06445	10824961	0,77605	2027
																				0602	Бензол (64)	0,04002	141367,926	0,01013	2027

001		ГПУ - 250 Квт	1	8616	труба	0014	2,1	0,2	27,41	0,862	450	3753	3220						0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,01258	44437,994	0,00319	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,02516	88875,987	0,00637	2027
																			0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2667	819,391	5,9194	2027
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0433	133,032	0,9619	2027
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0023	7,066	0,0493	2027
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3444	1058,112	7,6952	2027
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000004	0,0001	0,000001	2027
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0006	1,843	0,0123	2027
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,2014	618,768	4,4395	2027
001		Дизельный двигатель ЯМЗ-238	1	240	труба	0015	4	0,2	22,37	0,703	450	3753	3220						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1414,589	0,2866	2027
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	229,8	0,0466	2027
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	91,92	0,0179	2027
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	221,135	0,0448	2027
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1141,843	0,2328	2027
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00000006	0,002	0,0000005	2027
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	22,227	0,0045	2027
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1418	534,191	0,1075	2027
001		Цементировочный агрегат ЦА-320	1	144	труба	0016	4	0,2	22,37	0,703	450	3753	3220						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1414,589	0,1719	2027
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	229,8	0,0279	2027
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	91,92	0,0107	2027
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	221,135	0,0269	2027

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1141,843	0,1397	2027
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,002	0,0000003	2027
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	22,227	0,0027	2027
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,1418	534,191	0,0645	2027
001		Паровая передвижная установка (ППУ)	1	168	орг.выброс	0018	3	0,2	2,04	0,0640885	250	3753	3220						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00032	9,566	0,01001	2027
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,00005	1,495	0,00163	2027
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,00003	0,897	0,00903	2027
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,00067	20,028	0,02124	2027
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,00159	47,529	0,05021	2027
001		ДЭС	1	240	труба	0019	4	0,2	13,64	0,427	450	3753	3220						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2133	1322,935	0,1741	2027
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0347	215,217	0,0283	2027
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0139	86,211	0,0109	2027
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0333	206,534	0,0272	2027
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,1722	1068,024	0,1414	2027
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000003	0,002	0,0000003	2027
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0033	20,467	0,0027	2027
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0806	499,9	0,0653	2027
001		Газосепаратор	1	8616	неорг.выброс	6001	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,0131		0,4058	2027
001		Насосы	5	1200	неорг.выброс	6002	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1- C5 (1502*)	0,02177		0,04704	2027

																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00045		0,00096	2027
001		Неплотности выкидных линий и фонтанной арматуры	1	8616	ЗРА и ФС	6003	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01926		0,5974	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00712		0,22085	2027
																			0602	Бензол (64)	0,000093		0,00288	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000029		0,0009	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,000058		0,0018	2027
001		Площадка скважины №50	1	8616	ЗРА и ФС	6004	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01156		0,35856	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00427		0,13245	2027
																			0602	Бензол (64)	0,00006		0,00186	2027
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00002		0,00062	2027
																			0621	Метилбензол (349)	0,00004		0,00124	2027
001		Узел учета газа	1	8616	ЗРА и ФС	6005	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00943		0,2925	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00043		0,01334	2027
001		Площадки БДР	1	8616	ЗРА и ФС	6006	2				30	3753	3220	2	2				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,0242		0,1882	2027
																			1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	0,0027		0,021	2027
001		ЗРА и ФС	1	8616	ЗРА и ФС	6007	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,0172		0,5333	2027
001		Блок приготовления цементного раствора	1	16.7	неорг.выброс	6008	2				30	3753	3220	2	2				2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,128		0,0046	2027
001		Технологическая емкость	1	240	неорг.выброс	6009	2				30	3753	3220	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0159		0,0137	2027
001		Технологическая емкость	1	240	неорг.выброс	6010	2				30	3753	3220	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0159		0,0275	2027

001		Технологическая емкость	1	240	неорг.выброс	6011	2				30	3753	3220	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на C);	0,0159		0,0275	2027
001		Технологическая емкость	1	240	неорг.выброс	6012	2				30	3753	3220	2	2				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	0,0032		0,0055	2027
001		Конденсатосборник V-2,5 м3	1	8616	неорг.выброс	6101	2				30	3753	3220	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-С5 (1502*)	0,0042		0,0048	2027
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-С10 (1503*)	0,0002		0,0002	2027
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-С19 (в пересчете на C);	0,0131		0,0152	2027

2.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

2.6.1 Источники аварийных выбросов

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).

Основными сценариями аварий являются отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, создание избыточного давления в резервуарах, повышение температуры в резервуарах, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти и конденсата на скважинах при буровых работах и проведении КРС, пожар, взрыв, ошибки операторов.

Анализ аварий (экологической опасности) включает в себя рассмотрение многочисленных аварийных сценариев в условиях эксплуатации и ликвидации промышленного объекта, включая вероятность возникновения стихийных бедствий.

К главным причинам аварий следует отнести:

- полные или частичные отказы технических систем и транспортных средств; промышленных сооружений и оборудования;
- пожары, которые могут быть вызваны различными причинами;
- коррозия и дефекты трубопроводов, нефтепромыслового оборудования;
- ошибки обслуживающего персонала;
- опасные и стихийные природные явления (землетрясения, оползни и др.).

К потенциально возможным аварийным ситуациям на промысле можно отнести следующие:

- разлив нефти или дизельного топлива при их транспортировке в автоцистернах;
- неконтролируемый выброс пластовых флюидов;
- выброс попутного газа при неполадках на факеле.

Технологией производства обеспечивается рациональное использование природных ресурсов и исключается возможность необратимых техногенных изменений природной среды, в том числе и в случае возможных аварийных выбросов вредных веществ.

Незапланированные выбросы возможны только в случае возникновения внештатной ситуации, при которой возникает необходимость остановки или ремонта оборудования и трубопроводов.

К авариям, которые могут вызвать чрезвычайные ситуации, на территории месторождения относятся:

- нарушение технологического режима, правил техники безопасности, ошибочные действия персонала при проведении профилактического ремонта.
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, загрязнение окружающей среды;
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов, при появлении источника инициирования - воспламенение истекшего продукта, тепловое воздействие на окружающие объекты и людей, загрязнение атмосферы продуктами горения;
- разгерметизация технологического оборудования и трубопроводов с образованием облака газовой смеси, при появлении источника инициирования - взрыв, воздействие взрывной ударной волны на окружающие объекты и людей.

При возникновении аварийных ситуаций реальную опасность для окружающей среды, объектов и людей, попавших в зону возможных воздействий, представляют случаи загорания истекшего продукта, взрыв облака топливно-воздушной смеси, тепловое воздействие.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах месторождения Лебяжье предусмотрено использование современного нефтяного оборудования, предусмотрен ежедневный контроль за оборудованием, газопроводами и нефтепроводами. На предприятии предусмотрена герметизированная система сбора и подготовки нефти и газа с технологическим режимом по нормам проектирования, что снижает риск возникновения аварийных ситуаций.

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны правила эксплуатации и контроля и правила техники безопасности на предприятии.

К основным решениям по обеспечению безопасной работы относятся:

- компоновка основного и вспомогательного оборудования, обеспечивающая возможность свободного прохода людей при его обслуживании или эвакуации;
- расположение арматуры на трубопроводах в местах, удобных для управления, технического обслуживания и ремонта;
- оснащение оборудования и трубопроводной арматуры стационарными площадками обслуживания, лестницами, мостиками, колодцами и пр. в необходимом количестве, а зданий и помещений - выходами и проемами;
- применение высоконадежных средств сигнализации, блокировок, защит;
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций;
- оснащение трубопроводов необходимым количеством воздушников и дренажей для заполнения и опорожнения;
- обеспечение надежного электроснабжения оборудования;
- обеспечение дистанционного управления технологическими объектами из операторной;
- взрывозащищенное исполнение электроприводов и электродвигателей отсечной арматуры и насосов;
- заземление и молниезащита резервуаров, трубопроводов.

Организационно-технические решения, направленные на предотвращение, локализацию, ликвидацию возможных аварий и обеспечение безопасности работников предприятия и местного населения при возможных аварийных ситуациях:

- создание аварийно-спасательной службы предприятия с соответствующим материально-техническим обеспечением;
- материально-техническое обеспечение спасательных и неотложных аварийно-восстановительных работ;
- определен порядок эвакуации из аварийной зоны и места сбора работников предприятия и местного населения;

предусмотрены:

- охраняемый периметр территории предприятия, оборудованный контрольно-пропускным пунктом и системой электронного контроля, что гарантирует как от злоумышленного, так и непреднамеренного вмешательства посторонних лиц в работу установок объекта;
- автономная (на случай ЧС) система аварийной связи и оповещения, - для оперативного информирования работников и населения о возможной опасности;
- автоматизированная система контроля воздушной среды предприятия на наличие в ней вредных выбросов (сероводород, углеводороды);
- обеспечение всех работников средствами защиты органов дыхания от вредных выбросов (противогазы).

Вопросы, связанные с возможностью возгорания объектов, проработаны и предусмотрены необходимые средства ликвидации пожаров. Порядок предотвращения возникновения аварий, связанных с возможностью взрывов и возгорания на технологических объектах, объектах инфраструктуры и вспомогательных сооружениях, решен в каждом конкретном случае.

Вероятность возникновения крупномасштабной аварии исключается мероприятиями по локализации (ликвидации) аварий, проводимыми эксплуатирующей организацией, а так же техническими решениями, способствующими реализации мероприятий повышения безопасных условий труда и предотвращению аварийных ситуаций.

При соблюдении правил техники безопасности и правил технической эксплуатации на всех участках работ, при регулярных проверках оборудования и магистральных газопроводов аварийные ситуации сводятся к минимуму или исключаются полностью.

Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.» в полной мере осознает свою ответственность, связанную с экологической безопасностью всех планируемых работ на месторождении и планирует взаимодействие с органами надзора и инспекциями, отвечающими за инженерно-экологическую безопасность и здоровье населения.

Специалисты Компании в области инженерно-экологической безопасности, охраны здоровья на каждом этапе работ анализируют фактические и потенциальные факторы безопасности на нефтепромысле. По результатам этого анализа и имеющихся внутренних требований Компании готовятся руководства, положения и инструкции по безопасному проведению работ, обеспечивающие снижение факторов риска по отношению к безопасности труда и охраны здоровья рабочих, охраны окружающей среды (ТБ, ОТ и ООС).

Разработанные документы по ТБ, ОТ и ООС обязательны к исполнению для всего персонала промысла. Они охватывают весь спектр работ по бурению, обустройству, эксплуатации и ликвидации нефтяного месторождения и сопутствующих объектов. Процедуры ликвидации аварий отражаются так же в Технологическом регламенте технологического оборудования.

2.6.2 Источники залповых выбросов

Залповые выбросы – это заранее предусмотренные кратковременные выбросы, во много раз превышающие по мощности средние выбросы производства.

Их наличие предусматривается технологией работ и обусловлено проведением отдельных стадий определенных технологических процессов.

При эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) залповые выбросы отсутствуют (Таблица 2.6.1).

Таблица 2.6.1 Перечень источников залповых выбросов

Наименование производств (цехов) и источников выбросов	Наименование вещества	Выбросы веществ, г/с		Периодичность, раз/год	Продолжительность выброса, час, мин.	Годовая величина залповых выбросов
		по регламенту	залповый выброс			
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

2.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

В 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок), будут функционировать всего 27 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них: 14 – организованных источников, 13 – неорганизованных источника.

В атмосферный воздух выбрасываются загрязняющие вещества 16-ти наименований (1-4 класса опасности) и 1 группы веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным воздействием.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, их качественные и количественные характеристики по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. приведены в таблице 2.7.1.

В таблице 2.7.2 приведены группы суммаций загрязняющих веществ на 2027 г.

Качественные и количественные характеристики выбросов загрязняющих веществ определены расчетным методом по утвержденным на территории Республики Казахстан методикам.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. представлены в Приложении 4.

Таблица 2.7.1 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2027 год при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	1,55312	7,48979	187,24475
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,25234	1,2171	20,285
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,08392	0,10979	2,1958
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,1967	0,15004	3,0008
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,38155	8,94849	2,98283
0410	Метан (727*)				50		0,02294	0,5337	0,010674
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		17,10482	6,28079	0,1256158
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		3,28926	1,85843	0,06194767
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,042953	0,02421	0,2421
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,037709	0,195845	0,979225
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,026998	0,01528	0,02546667
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,00000204	0,0000024	2,4
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)		0,6			3	0,0027	0,021	0,035
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,02023	0,02519	2,519
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,73916	4,83796	4,83796
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,128	0,0046	0,046
	ВСЕГО:						24,88240204	31,7122174	226,9921691
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 2.7.2 Таблица групп суммаций

Номер группы суммации	Код загрязняющего вещества	Наименование загрязняющего вещества
-----------------------	----------------------------	-------------------------------------

1	2	3
07(31)	0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)
	0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)

2.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/год), принятых для расчета НДВ

Качественные и количественные характеристики выбросов вредных веществ определены расчетным методом по утвержденным методикам. Количество и состав выбросов вредных веществ в атмосферный воздух от источников предприятия получены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов вредных веществ в атмосферный воздух. В качестве исходных данных использовалась техническая документация, подготовленная предприятием-заказчиком.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ от всех источников выбросов загрязняющих веществ от объектов на 2027 г. приведены в Приложении 4.

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от технологического оборудования производились на основании следующих методических документов РК:

- Приказ МЭИПР РК № 122-Ө от 24.06.2026 г. «Методики по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу».

3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

3.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

По климатическому районированию территорий район расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок) относится к 1-му климатическому району подрайона 1У-Г (СНиП РК 2.04-01-2001 «Строительная климатология»).

На рассеивание загрязняющих веществ в атмосфере в значительной степени влияют метеорологические условия местности (температура воздуха, скорость и повторяемость направлений ветра) и характер подстилающей поверхности.

Характеристика климатических метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, представлены в таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере района

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	30.0
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-8.0
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10.0
СВ	14.0
В	28.0
ЮВ	18.0
Ю	6.0
ЮЗ	5.0
З	8.0
СЗ	11.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4.6
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	24.0

3.2 Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития

3.2.1 Анализ результатов моделирования уровня загрязнения атмосферного воздуха

Для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха при производственной деятельности на месторождении Аккар Северный (Восточный блок), в соответствии с действующими нормами проектирования в Республике Казахстан, используется метод математического моделирования. Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проведено на программном комплексе «ЭРА Версия 3.0», реализующей основные требования и положения «Методика расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе» (приложение № 1 к приказу МЭИПР РК № 122-Ө от 24.06.2026 г.).

В качестве критерия для оценки допустимости уровня загрязнения атмосферного воздуха применяются значения предельно допустимых концентраций (ПДК) веществ в атмосферном воздухе для населенных мест и рабочей зоны, и ориентировочно безопасные уровни воздействия (ОБУВ), относительно безвредности для человека, принятые на основании действующих нормативных документов РК. Согласно санитарным нормам РК, на границе СЗЗ и в жилых районах концентрация ЗВ в атмосферном воздухе, не должна превышать 1 ПДК.

Некоторые группы веществ при совместном присутствии обладают суммирующим эффектом воздействия, требования к которым определяются соотношением:

$$C1/ПДК1 + C2/ПДК2 + \dots + Cn/ПДКн < 1$$

Установление нормативов выбросов с учетом суммирующего эффекта в атмосферном воздухе ряда веществ ужесточает требования к количеству их поступления в атмосферу.

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200. Расчет максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы производился в локальной системе координат.

Область моделирования представлена расчётным прямоугольником для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) с размерами сторон 3500 x 4100 м, покрытым равномерной сеткой с шагом 100 м. Координаты всех расчетных площадок на ситуационной карте-схеме выбраны относительно основной системы координат. Так как район характеризуется относительно ровной местностью с перепадами высот, не превышающими 50 м на 1 км, то поправка на рельеф к значениям концентраций загрязняющих веществ не вводилась.

Расчеты выполнены на 2027 г. в период летнего максимума суммарной нагрузки месторождений по всем загрязняющим веществам и группам веществ, обладающих при совместном присутствии суммирующим вредным действием, с учетом неодновременности работы оборудования, на более худшие условия для рассеивания загрязняющих веществ.

При моделировании рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе учтены фоновые концентрации, установленные по данным мониторинговых исследований на территории месторождения Аккар Северный (Восточный блок), проведенные ТОО «ENVIRS Consulting» с привлечением аккредитованной лаборатории ТОО «Научный Аналитический Центр» («Отчет по производственному экологическому контролю на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) за 2 квартал 2026 г.». Значения фоновых концентраций для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) приведены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 Фоновые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

Наименование точки	Концентрация ЗВ, мг/м ³							
	Контролируемые параметры	NO ₂ , мг/м ³	SO ₂ , мг/м ³	H ₂ S, мг/м ³	CO, мг/м ³	Пыль, мг/м ³	Метан мг/м ³	C1-C5 мг/м ³
	ПДК м.р.	0,2	0,5	0,008	5	0,3	50	50
50 (С33-9)	ср. знач.	0,0680	0,0330	0,0020	2,15	0,132	10,64	13,72
	кратность ПДК	0,34	0,07	0,25	0,43	0,44	0,21	0,27
50 (С33-10)	ср. знач.	0,0710	0,0340	0,0020	2,21	0,210	11,08	13,91
	кратность ПДК	0,36	0,07	0,25	0,44	0,70	0,22	0,28

Расчётами рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ. Для определения концентраций загрязняющих веществ на границе санитарно-защитной зоны заданы контрольные расчетные точки.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ, в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны 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 выбросов ЗВ и изолиний концентраций по всем загрязняющим веществам.

Расчет рассеивания максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ, образующихся от источников загрязнения на предприятии, произведен с учетом фоновых концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе и показал, что концентрация на уровне санитарно-защитной зоны не превысила допустимых нормативов.

3.2.2 Ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций

Результаты расчетов в виде карт-схем изолиний приземных концентраций по всем загрязняющим веществам приведены в Приложении 5.

3.2.3 Максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы

Анализ результатов расчетов рассеивания показывает, что при регламентном режиме работы месторождения Аккар Северный (Восточный блок) и одновременно работающих источниках выбросов, экологические характеристики атмосферного воздуха в районе расположения предприятия по всем загрязняющим веществам находятся в пределах нормативных величин - концентрации ЗВ на границе санитарно-защитной зоны не превысили допустимых норм. Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ, выбрасываемых всеми источниками на предприятии, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

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

- максимальные приземные концентрации отмечаются вблизи источников выбросов;
- на границе санитарно-защитной зоны промышленных площадок максимальные расчетные концентрации всех загрязняющих веществ не превышают 1 ПДК.

Источники, дающие максимальный вклад в загрязнение атмосферного воздуха, по результатам расчетов, представлены в таблице 3.2.2. Результаты расчетов максимальных концентраций на границе СЗЗ, области воздействия и на контрольных точках (ФТ) представлены в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1 Результаты расчетов максимальных концентраций на границе СЗЗ, области воздействия и на контрольных точках (ФТ)

Код ЗВ	Наименование загрязняющих веществ и состав групп суммаций	См	РП	СЗЗ	ФТ	Граница области возд.	ПДК _{мр} (ОБУВ) мг/м ³	Класс опасн.
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	5,504	4,26642	0,693448	0,419841	0,977769	0,2	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4471	0,346546	0,056338	0,034109	0,079436	0,4	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,7068	0,539832	0,042067	0,023578	0,05863	0,15	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,159	0,14441	0,023729	0,015211	0,033782	0,5	3
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2327	0,189999	0,028568	0,017538	0,040521	5	4
0410	Метан (727*)	0,001	См<0.05	См<0.05	См<0.05	См<0.05	50	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	2,2479	1,207171	0,068674	0,047806	0,090057	50	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1,0675	0,515507	0,02851	0,019966	0,037136	30	-
0602	Бензол (64)	1,3922	0,672765	0,037209	0,026058	0,048467	0,3	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	4,978	1,433942	0,083486	0,056827	0,107429	0,2	3
0621	Метилбензол (349)	0,4381	0,211608	0,011703	0,008196	0,015244	0,6	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,2288	0,181097	0,014264	0,007993	0,019772	0.00001*	1
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	0,1607	0,041814	0,002531	0,001665	0,003258	0,6	3
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,1653	0,148233	0,02554	0,015735	0,03635	0,05	2

2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2,8525	0,784792	0,107397	0,067771	0,148814	1	4
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	45,7171	4,082703	0,269039	0,12969	0,392793	0,3	3
6007	0301 + 0330	5,6631	4,367161	0,715785	0,433367	1,008778		

Примечания:

1. Таблица отсортирована по увеличению значений по коду загрязняющих веществ
2. См - сумма по источникам загрязнения максимальных концентраций (в долях ПДК) - только для модели МРК-2014
3. "Звездочка" (*) в графе "ПДК" означает, что соответствующее значение взято по 10ПДКсс.
4. Значения максимальной из разовых концентраций в графах "РП" (по расчетному прямоугольнику), "СЗЗ" (по санитарно-защитной зоне), "ФТ" (в заданных группах фиксированных точек) приведены в долях ПДК.

Таблица 3.2.2 Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

Код вещества/группы суммации	Наименование вещества	Расчетная максимальная приземная концентрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной приземной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность источника (производство, цех, участок)
		в жилой зоне	на границе санитарно-защитной зоны	в жилой зоне X/Y	на границе СЗЗ X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	СЗЗ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Загрязняющие вещества:									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0.6934484/0.1386897		3184/3269	0014 0019 0001		44.9 27.5 23.1	производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0.0563379/0.0225352		3184/3269	0014 0019 0001		44.8 27.5 23.2	производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0.0686739/3.4336947		3184/3269	0013 0007 0005		56.8 16.2 16.2	производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное производство: Основное
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0.0834862/0.0166972		3184/3269	6006 0013		81.3 14.7	производство: Основное производство: Основное,Цех 1, Участок 01
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0.1073975/0.1073975		3184/3269	0014 0019 0001		45.9 12.7 9	производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0.2690395/0.0807118		3184/3269	6008		100	производство: Основное
Группы суммации:									
07(31) 0301 0330	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0.715785		3184/3269	0014 0019 0001		43.3 28.3 24	производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01 производство: Основное,Цех 1, Участок 01

3.3 Предложения по нормативам предельно допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту

Результаты расчетов рассеивания приземных концентраций, создаваемых всеми источниками по всем ингредиентам показывают, что максимальная концентрация в приземном слое на границе санитарно-защитной зоны не превышает ПДК, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ, можно принять в качестве нормативов допустимых выбросов (НДВ) для объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.».

Выбросы, предлагаемые в качестве нормативов допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту для объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г. представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2027 г.

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2026 год		на 2027 год		НДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0301, Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №50	0001	0,29014	0,34368	0,29014	0,19136	0,29014	0,19136	2027
	0004	0,01583	0,49095	0,01583	0,49095	0,01583	0,49095	2027
	0006	0,01583	0,24547	0,01583	0,24547	0,01583	0,24547	2027
	0014	0,2667	5,9194	0,2667	5,9194	0,2667	5,9194	2027
	0015	0,3755	0,2866	0,3755	0,2866	0,3755	0,2866	2027
	0016	0,3755	0,1719	0,3755	0,1719	0,3755	0,1719	2027
	0018	0,00032	0,01001	0,00032	0,01001	0,00032	0,01001	2027
	0019	0,2133	0,1741	0,2133	0,1741	0,2133	0,1741	2027
Итого:		1,55312	7,64211	1,55312	7,48979	1,55312	7,48979	
Всего по загрязняющему веществу:		1,55312	7,64211	1,55312	7,48979	1,55312	7,48979	2027
0304, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №50	0001	0,04715	0,05585	0,04715	0,0311	0,04715	0,0311	2027
	0004	0,00257	0,07978	0,00257	0,07978	0,00257	0,07978	2027
	0006	0,00257	0,03989	0,00257	0,03989	0,00257	0,03989	2027
	0014	0,0433	0,9619	0,0433	0,9619	0,0433	0,9619	2027
	0015	0,061	0,0466	0,061	0,0466	0,061	0,0466	2027
	0016	0,061	0,0279	0,061	0,0279	0,061	0,0279	2027
	0018	0,00005	0,00163	0,00005	0,00163	0,00005	0,00163	2027
	0019	0,0347	0,0283	0,0347	0,0283	0,0347	0,0283	2027
Итого:		0,25234	1,24185	0,25234	1,2171	0,25234	1,2171	

Всего по загрязняющему веществу:		0,25234	1,24185	0,25234	1,2171	0,25234	1,2171	2027
0328, Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №50	0001	0,01889	0,02148	0,01889	0,01196	0,01889	0,01196	2027
	0014	0,0023	0,0493	0,0023	0,0493	0,0023	0,0493	2027
	0015	0,0244	0,0179	0,0244	0,0179	0,0244	0,0179	2027
	0016	0,0244	0,0107	0,0244	0,0107	0,0244	0,0107	2027
	0018	0,00003	0,00903	0,00003	0,00903	0,00003	0,00903	2027
	0019	0,0139	0,0109	0,0139	0,0109	0,0139	0,0109	2027
Итого:		0,08392	0,11931	0,08392	0,10979	0,08392	0,10979	
Всего по загрязняющему веществу:		0,08392	0,11931	0,08392	0,10979	0,08392	0,10979	2027
0330, Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №50	0001	0,04533	0,0537	0,04533	0,0299	0,04533	0,0299	2027
	0015	0,0587	0,0448	0,0587	0,0448	0,0587	0,0448	2027
	0016	0,0587	0,0269	0,0587	0,0269	0,0587	0,0269	2027
	0018	0,00067	0,02124	0,00067	0,02124	0,00067	0,02124	2027
	0019	0,0333	0,0272	0,0333	0,0272	0,0333	0,0272	2027
Итого:		0,1967	0,17384	0,1967	0,15004	0,1967	0,15004	
Всего по загрязняющему веществу:		0,1967	0,17384	0,1967	0,15004	0,1967	0,15004	2027
0337, Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)								
О р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и								
Скважина №50	0001	0,23422	0,27924	0,23422	0,15548	0,23422	0,15548	2027
	0004	0,01147	0,3558	0,01147	0,3558	0,01147	0,3558	2027
	0006	0,01147	0,1779	0,01147	0,1779	0,01147	0,1779	2027
	0014	0,3444	7,6952	0,3444	7,6952	0,3444	7,6952	2027
	0015	0,3031	0,2328	0,3031	0,2328	0,3031	0,2328	2027
	0016	0,3031	0,1397	0,3031	0,1397	0,3031	0,1397	2027
	0018	0,00159	0,05021	0,00159	0,05021	0,00159	0,05021	2027
	0019	0,1722	0,1414	0,1722	0,1414	0,1722	0,1414	2027

Итого:		1,38155	9,07225	1,38155	8,94849	1,38155	8,94849	
Всего по загрязняющему веществу:		1,38155	9,07225	1,38155	8,94849	1,38155	8,94849	2027
0410, Метан (727*)								
Организованные источники								
Скважина №50	0004	0,01147	0,3558	0,01147	0,3558	0,01147	0,3558	2027
	0006	0,01147	0,1779	0,01147	0,1779	0,01147	0,1779	2027
Итого:		0,02294	0,5337	0,02294	0,5337	0,02294	0,5337	
Всего по загрязняющему веществу:		0,02294	0,5337	0,02294	0,5337	0,02294	0,5337	2027
0415, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)								
Организованные источники								
Скважина №50	0005	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	2027
	0007	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	2027
	0009	0,11375	0,92285	0,10341	1,28474	0,10341	1,28474	2027
	0010	0,11375	0,92285					
	0011	0,51187	1,42384	0,46534	0,64575	0,46534	0,64575	2027
	0012	0,00585	0,00314	0,00585	0,00314	0,00585	0,00314	2027
	0013	8,2923	5,49999	8,2923	2,09996	8,2923	2,09996	2027
Итого:		17,17892	8,78047	17,0083	4,04139	17,0083	4,04139	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6001	0,0131	0,4058	0,0131	0,4058	0,0131	0,4058	2027
	6002	0,05444	0,08442	0,02177	0,04704	0,02177	0,04704	2027
	6003	0,01926	0,5974	0,01926	0,5974	0,01926	0,5974	2027
	6004	0,01156	0,35856	0,01156	0,35856	0,01156	0,35856	2027
	6005	0,00943	0,2925	0,00943	0,2925	0,00943	0,2925	2027
	6007	0,0172	0,5333	0,0172	0,5333	0,0172	0,5333	2027
	6101	0,0042	0,0048	0,0042	0,0048	0,0042	0,0048	2027
Итого:		0,12919	2,27678	0,09652	2,2394	0,09652	2,2394	
Всего по загрязняющему веществу:		17,30811	11,05725	17,10482	6,28079	17,10482	6,28079	2027
0416, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)								
Организованные источники								

Скважина №50	0009	0,04204	0,34104	0,03821	0,47478	0,03821	0,47478	2027
	0010	0,04204	0,34104					
	0011	0,18916	0,52618	0,17197	0,23864	0,17197	0,23864	2027
	0012	0,00216	0,00116	0,00216	0,00116	0,00216	0,00116	2027
	0013	3,06445	2,03254	3,06445	0,77605	3,06445	0,77605	2027
Итого:		3,33985	3,24196	3,27679	1,49063	3,27679	1,49063	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6002	0,00112	0,00173	0,00045	0,00096	0,00045	0,00096	2027
	6003	0,00712	0,22085	0,00712	0,22085	0,00712	0,22085	2027
	6004	0,00427	0,13245	0,00427	0,13245	0,00427	0,13245	2027
	6005	0,00043	0,01334	0,00043	0,01334	0,00043	0,01334	2027
	6101	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2027
Итого:		0,01314	0,36857	0,01247	0,3678	0,01247	0,3678	
Всего по загрязняющему веществу:		3,35299	3,61053	3,28926	1,85843	3,28926	1,85843	2027
0602, Бензол (64)								
Организованные источники								
Скважина №50	0009	0,00055	0,00445	0,0005	0,0062	0,0005	0,0062	2027
	0010	0,00055	0,00445					
	0011	0,00247	0,00687	0,00225	0,00312	0,00225	0,00312	2027
	0012	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2027
	0013	0,04002	0,02654	0,04002	0,01013	0,04002	0,01013	2027
Итого:		0,04362	0,04233	0,0428	0,01947	0,0428	0,01947	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6003	0,000093	0,00288	0,000093	0,00288	0,000093	0,00288	2027
	6004	0,00006	0,00186	0,00006	0,00186	0,00006	0,00186	2027
Итого:		0,000153	0,00474	0,000153	0,00474	0,000153	0,00474	
Всего по загрязняющему веществу:		0,043773	0,04707	0,042953	0,02421	0,042953	0,02421	2027
0616, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)								
Организованные источники								
Скважина №50	0009	0,00017	0,0014	0,00016	0,00195	0,00016	0,00195	2027
	0010	0,00017	0,0014					
	0011	0,00078	0,00216	0,00071	0,00098	0,00071	0,00098	2027

	0012	0,00001	0,000005	0,00001	0,000005	0,00001	0,000005	2027
	0013	0,01258	0,00834	0,01258	0,00319	0,01258	0,00319	2027
Итого:		0,01371	0,013305	0,01346	0,006125	0,01346	0,006125	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6003	0,000029	0,0009	0,000029	0,0009	0,000029	0,0009	2027
	6004	0,00002	0,00062	0,00002	0,00062	0,00002	0,00062	2027
	6006	0,0242	0,7506	0,0242	0,1882	0,0242	0,1882	2027
Итого:		0,024249	0,75212	0,024249	0,18972	0,024249	0,18972	
Всего по загрязняющему веществу:		0,037959	0,765425	0,037709	0,195845	0,037709	0,195845	2027
0621, Метилбензол (349)								
Организованные источники								
Скважина №50	0009	0,00035	0,0028	0,00031	0,0039	0,00031	0,0039	2027
	0010	0,00035	0,0028					
	0011	0,00155	0,00432	0,00141	0,00196	0,00141	0,00196	2027
	0012	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001	2027
	0013	0,02516	0,01669	0,02516	0,00637	0,02516	0,00637	2027
Итого:		0,02743	0,02662	0,0269	0,01224	0,0269	0,01224	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6003	0,000058	0,0018	0,000058	0,0018	0,000058	0,0018	2027
	6004	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	0,00004	0,00124	2027
Итого:		0,000098	0,00304	0,000098	0,00304	0,000098	0,00304	
Всего по загрязняющему веществу:		0,027528	0,02966	0,026998	0,01528	0,026998	0,01528	2027
0703, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)								
Организованные источники								
Скважина №50	0001	0,0000005	0,0000006	0,0000005	0,0000003	0,0000005	0,0000003	2027
	0014	4,00E-08	0,000001	4,00E-08	0,000001	4,00E-08	0,000001	2027
	0015	0,0000006	0,0000005	0,0000006	0,0000005	0,0000006	0,0000005	2027
	0016	0,0000006	0,0000003	0,0000006	0,0000003	0,0000006	0,0000003	2027
	0019	0,0000003	0,0000003	0,0000003	0,0000003	0,0000003	0,0000003	2027
Итого:		0,00000204	0,0000027	0,00000204	0,0000024	0,00000204	0,0000024	

Всего по загрязняющему веществу:		0,00000204	0,0000027	0,00000204	0,0000024	0,00000204	0,0000024	
1051, Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)								
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6006	0,0027	0,0837	0,0027	0,021	0,0027	0,021	2027
Итого:		0,0027	0,0837	0,0027	0,021	0,0027	0,021	
Всего по загрязняющему веществу:		0,0027	0,0837	0,0027	0,021	0,0027	0,021	2027
1325, Формальдегид (Метаналь) (609)								
Организованные источники								
Скважина №50	0001	0,00453	0,00537	0,00453	0,00299	0,00453	0,00299	2027
	0014	0,0006	0,0123	0,0006	0,0123	0,0006	0,0123	2027
	0015	0,0059	0,0045	0,0059	0,0045	0,0059	0,0045	2027
	0016	0,0059	0,0027	0,0059	0,0027	0,0059	0,0027	2027
	0019	0,0033	0,0027	0,0033	0,0027	0,0033	0,0027	2027
Итого:		0,02023	0,02757	0,02023	0,02519	0,02023	0,02519	
Всего по загрязняющему веществу:		0,02023	0,02757	0,02023	0,02519	0,02023	0,02519	2027
2754, Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)								
Организованные источники								
Скважина №50	0001	0,10956	0,12888	0,10956	0,07176	0,10956	0,07176	2027
	0014	0,2014	4,4395	0,2014	4,4395	0,2014	4,4395	2027
	0015	0,1418	0,1075	0,1418	0,1075	0,1418	0,1075	2027
	0016	0,1418	0,0645	0,1418	0,0645	0,1418	0,0645	2027
	0019	0,0806	0,0653	0,0806	0,0653	0,0806	0,0653	2027
Итого:		0,67516	4,80568	0,67516	4,74856	0,67516	4,74856	
Неорганизованные источники								
Скважина №50	6009	0,0159	0,0137	0,0159	0,0137	0,0159	0,0137	2027
	6010	0,0159	0,0275	0,0159	0,0275	0,0159	0,0275	2027
	6011	0,0159	0,0275	0,0159	0,0275	0,0159	0,0275	2027
	6012	0,0032	0,0055	0,0032	0,0055	0,0032	0,0055	2027
	6101	0,0131	0,0152	0,0131	0,0152	0,0131	0,0152	2027
Итого:		0,064	0,0894	0,064	0,0894	0,064	0,0894	

Всего по загрязняющему веществу:		0,73916	4,89508	0,73916	4,83796	0,73916	4,83796	2027
2908, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20								
Не организованные источники								
Скважина №50	6008	0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	2027
Итого:		0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	
Всего по загрязняющему веществу:		0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	2027
Всего по объекту:		25,15102204	39,3039477	24,88240204	31,7122174	24,88240204	31,7122174	
Из них:								
Итого по организованным источникам:		24,78949204	35,7209977	24,55421204	28,7925174	24,55421204	28,7925174	
Итого по неорганизованным источникам:		0,36153	3,58295	0,32819	2,9197	0,32819	2,9197	

3.4 Обоснование возможности достижения нормативов НДВ с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий

Согласно проведенному расчету рассеивания на предприятии не наблюдается превышения предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на границе СЗЗ, в связи с чем дополнительного внедрения малоотходной технологии, перепрофилирования или сокращения объема производства не требуется.

С целью охраны окружающей природной среды и обеспечения нормальных условий работы обслуживающего персонала необходимо принять меры по уменьшению выбросов загрязняющих веществ.

В период эксплуатации объектов предприятия основными мероприятиями, направленными на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, а также на предупреждение и предотвращение выделений вредных и взрывопожароопасных веществ и обеспечение безопасных условий труда являются:

- обеспечение прочности и герметичности трубопроводов. Все соединения трубопроводов выполнены на сварке, исключение составляют участки установки фланцевой запорно-регулирующей арматуры;
- размещение оборудования и трубопроводов с соблюдением требований правил пожарной безопасности (ППБ) и других нормативных документов РК, а также удобства безопасного обслуживания;
- контроль эффективности работы систем газообнаружения и пожарной сигнализации;
- строгое соблюдение всех технологических параметров;
- осуществление постоянного контроля герметичности трубопроводов и оборудования;
- осуществление постоянного контроля за ходом технологического процесса (измерение расхода, давления, температуры);
- обеспечение защитными устройствами и системами, автоматическим управлением и регулированием, а также иными техническими средствами, предупреждающими возникновение и развитие аварийных ситуаций при нарушении технологических параметров процесса;
- обеспечение электрохимической катодной защитой металлических конструкций;
- своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и профилактики технологического оборудования;
- наличие и постоянное функционирование систем аварийного оповещения и связи, контроля воздуха;
- проведение практических занятий, учебных тревог и других мероприятий с целью обучения персонала методам реагирования на аварийную ситуацию и борьбе с последствиями этих аварий;
- подбор оборудования, запорной арматуры, предохранительных и регулирующих клапанов в строгом соответствии с давлениями, под которым работает данное оборудование;
- проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации;
- при наступлении неблагоприятных метеорологических условий – осуществление комплекса мероприятий с целью снижения объемов выбросов;
- высокая квалификация и соблюдение требований охраны труда и техники безопасности обслуживающим персоналом.

Выполнение всех вышеперечисленных мероприятий является важным шагом на пути улучшения экологической ситуации в районе расположения объектов предприятия.

План мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников, дающих наибольший вклад в уровень загрязнения атмосферы, представлен в таблице 3.4.1.

Анализ расчетов рассеивания вредных веществ показал, что по всем ингредиентам на границе СЗЗ (500 м) приземные концентрации не превышают критериев качества атмосферного воздуха, поэтому специальных технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников выбросов, проектом не предусматривается.

Таблица 3.4.1 План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения нормативов допустимых выбросов (НДВ) на 2027 г.

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источника выброса на карте схеме объекта	Значение выбросов				Сроки выполнения мероприятий		Затраты на реализацию мероприятий	
			до реализации мероприятия		после реализации мероприятия		начало	окончание	капиталовлож.	основная деятельность
			г/сек	т/год	г/сек	т/год				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Планово-предупредительный ремонт печей подогрева	(0301) Азота (IV) диоксид (4)	0004	0,01583	0,58914	0,01583	0,49095	1кв 2027	4кв 2027	-	Эксплуатационные затраты
	(0304) Азот (II) оксид (6)		0,00257	0,095736	0,00257	0,07978				
	(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		0,01147	0,42696	0,01147	0,3558				
	(0410) Метан (727*)		0,01147	0,42696	0,01147	0,3558				
	(0301) Азота (IV) диоксид (4)	0006	0,01583	0,294564	0,01583	0,24547				
	(0304) Азот (II) оксид (6)		0,00257	0,047868	0,00257	0,03989				
	(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		0,01147	0,21348	0,01147	0,1779				
	(0410) Метан (727*)		0,01147	0,21348	0,01147	0,1779				
Регулирование топливной аппаратуры генератора	(0301) Азота (IV) диоксид (4)	0001	0,29013	0,412416	0,29014	0,34368	1кв 2027	4кв 2027	-	Эксплуатационные затраты
	(0304) Азот (II) оксид (6)		0,04715	0,06702	0,04715	0,05585				
	(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,01889	0,025776	0,01889	0,02148				
	(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый) (516)		0,04533	0,06444	0,04533	0,0537				
	(0337) Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		0,23422	0,335088	0,23422	0,27924				
	(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		5E-07	7,2E-07	0,0000005	0,0000006				
	(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)		0,00453	0,006444	0,00453	0,00537				
	(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,10956	0,154656	0,10956	0,12888				
	В целом по объекту в результате всех мероприятий:		0,832491	3,3740287	0,8325005	2,8116906			-	-

3.5 Санитарно-защитная зона. Уточнение границ области воздействия объекта

В соответствии с Санитарными правилами «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2) размеры санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятий принимаются на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере по утвержденным методикам и в соответствии с классификацией производственных объектов и сооружений.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха населенных мест ПДК и/или ПДУ физического воздействия на атмосферный воздух.

Согласно вышеуказанным санитарным правилам «Для групп объектов одного субъекта, объединенных в территориальный промышленный комплекс (промышленный узел), устанавливается единый расчетный и окончательно установленный размер СЗЗ с учетом суммарных выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух и физического воздействия объектов, входящих в территориальный промышленный комплекс».

Производственная деятельность Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) согласно Приложению 2, раздел 1 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. №400-VI ЗРК относится к I категории.

Согласно санитарной классификации производственных и других объектов (раздел 3 п.11 СП «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» (Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2), месторождение Аккар Северный (Восточный блок) относится к I классу опасности.

В пределах санитарно-защитной зоны месторождения отсутствуют населенные пункты. На территории СЗЗ предприятия отсутствуют зоны заповедников, санаториев, курортов, к которым предъявляются повышенные требования к качеству атмосферного воздуха.

Согласно «Проекту обоснования санитарно-защитной зоны для Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на период пробной эксплуатации месторождений» (Санитарно-эпидемиологическое заключение № 329 от 05.07.2012 г.), размер СЗЗ для **месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составляет 500 м**. При расчете рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе от объектов месторождений размер санитарно-защитной зоны был принят 500 м.

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ. Для совокупности стационарных источников область воздействия рассчитывается как сумма областей воздействия отдельных стационарных источников выбросов.

Область воздействия в результате проведенных расчетов не превышает размеры СЗЗ, установленную в размере 500 метров. В связи с чем, можно сделать вывод о достаточности области воздействия.

На основе расчетов для каждого стационарного источника эмиссий и объекта (месторождения) в целом устанавливаются нормативы допустимых выбросов исходя из целей достижения нормативов качества окружающей среды на границе области воздействия и целевых показателей качества окружающей среды и в близрасположенных селитебных территориях.

Граница области воздействия на атмосферный воздух объекта определяется как проекция замкнутой линии на местности, ограничивающая область, за границей которого соблюдаются установленные экологические нормативы качества и/или целевые показатели качества окружающей среды с учетом индивидуального вклада объекта в общую нагрузку на атмосферный воздух ($C_{\text{инп}}/C_{\text{изв}} \leq 1$).

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосферном воздухе на границе СЗЗ не превышает ПДК, следовательно, принятый размер санитарно-защитной зоны остается на прежнем уровне и не требует уточнения и корректировки.

На месторождении Аккар Северный (Восточный блок) с 2012 г. ежеквартально проводятся следующие виды наблюдений: мониторинг состояния атмосферного воздуха, мониторинг почвенного покрова, радиационный мониторинг.

Проведенное обследование качества атмосферного воздуха на месторождениях Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» с 2012 г. по 3 квартал 2026 г. не показало превышений предельно допустимых концентраций (ПДКм.р., ОБУВ) на контрольных точках ни по одному из определяемых ингредиентов.

При нормировании допустимых выбросов осуществляется оценка достаточности области воздействия объекта.

Границы СЗЗ и области воздействия месторождения Аккар Северный (Восточный блок) нанесены на карту изолиний приземных концентраций загрязняющих веществ (Приложение 5).

4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ)

Уровень загрязнения приземных слоев атмосферного воздуха во многом зависит от метеорологических условий. В некоторых случаях метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в районе расположения объекта, т.е. концентрации примесей могут резко возрасти. Для предупреждения возникновения высокого уровня загрязнения осуществляются регулирование и кратковременное сокращение выбросов загрязняющих веществ.

Неблагоприятными метеорологическими условиями на территории месторождения Аккар Северный (Восточный блок) могут быть:

- пыльные бури,
- штиль,
- температурная инверсия.

Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений со стороны Казгидромета о возможном опасном росте в воздухе концентраций примесей вредных химических веществ из-за формирования неблагоприятных метеоусловий.

Прогноз наступления НМУ и регулирование выбросов являются составной частью комплекса мероприятий по обеспечению чистоты воздушного бассейна.

При наступлении неблагоприятных метеорологических условиях в первую очередь следует сокращать низкие, рассредоточенные и холодные выбросы загрязняющих веществ предприятия, в то же время выполнение мероприятий не должно приводить к существенному сокращению производственной мощности предприятия.

В зависимости от ожидаемого уровня загрязнения атмосферного воздуха составляют предупреждения 3-х степеней опасности. Предупреждения первой степени опасности составляются в том случае, когда ожидают концентрации в воздухе одного или нескольких контролируемых веществ выше предельно-допустимой концентрации.

Мероприятия *по первому режиму* по регулированию выбросов носят организационно-технический характер:

- контроль за герметичностью газоотходных систем и агрегатов, мест пересыпки пылящих материалов и других источников пылегазовыделений;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- запрещение продувки и чистки оборудования, газоотходов, емкостей, а также ремонтных работ, связанные с повышенным выделением вредных веществ в атмосферный воздух;
- контроль за точным соблюдением технологического регламента производства;
- запрещение работы оборудования на форсированном режиме;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных с выбросом загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе на 20%.

Мероприятия *по второму режиму* включают все выше перечисленные мероприятия, а также мероприятия на базе технологических процессов, сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия, обеспечивают сокращение концентрации загрязняющих веществ на 40%:

- остановку технологического оборудования на планово-предупредительный ремонт, если его сроки совпадают с наступлением НМУ;
- ограничение движения и использования транспорта на территории предприятия согласно ранее разработанных схем маршрутов;
- проверку автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- мероприятия по испарению топлива;

- запрещение сжигания отходов производства и мусора, если оно осуществляется без использования специальных установок, оснащенных пыле-газоулавливающими аппаратами.

По третьему режиму мероприятия должны обеспечивать сокращение концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха на 60%, а в особо опасных случаях следует осуществлять полное прекращение выбросов.

- снижение производственной мощности или полную остановку производств, сопровождающихся значительными выбросами загрязняющих веществ; остановку производств, не имеющих газоочистного оборудования; проведение поэтапного снижения нагрузки параллельно работающих однотипных технологических агрегатов и установок;
- отключение аппаратов и оборудования с законченным циклом, сопровождающимся значительным загрязнением воздуха;
- запрещение погрузочно-разгрузочных работ, отгрузки готовой продукции, сыпучего исходного сырья и реагентов, являющихся источниками загрязнения;
- остановку пусковых работ на аппаратах и технологических линиях, сопровождающихся выбросами в атмосферный воздух;
- запрещение выезда на линии автотранспортных средств с неотрегулированными двигателями.

Согласно п.9 , абзац 1 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду. (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 № 63», «мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее – НМУ) разрабатывают проектная организация совместно с оператором *при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения*».

В связи с отсутствием в местности расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок) стационарных постов наблюдения, мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях не разрабатываются.

5. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) НА ПРЕДПРИЯТИИ

В соответствии с Экологическим кодексом Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI природопользователи обязаны осуществлять производственный экологический контроль:

- Статья 182 «Назначение и цели производственного экологического контроля» определяет обязанность операторов I/II категорий осуществлять производственный экологический контроль;
- Статья 186 «Виды и организация проведения производственного мониторинга» предусматривает в рамках производственного мониторинга выполнение операционного мониторинга, мониторинга эмиссий в окружающую среду и мониторинг воздействия.

В рамках этого вида контроля выполняется мониторинг воздействия и мониторинг эмиссий в окружающую среду.

Мониторинг воздействия включает наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в районе работ. Для данного вида работ разработана «Программа производственного экологического контроля (ПЭК) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.», по результатам выполнения которой составляется ежегодный отчет.

Мониторинг эмиссий предусматривает контроль соблюдения нормативов НДВ на стационарных источниках выбросов загрязняющих веществ. В данном проекте разработан план-график контроля на источниках загрязнения атмосферы. Все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории. К первой категории относятся источники, для которых при $C_{\max} / \text{ПДК} > 0,5$ выполняются неравенства:

$$M / \text{ПДК} > 0.01 \text{ при } H > 10 \text{ м,}$$

$$M / \text{ПДК} > 0.10 \text{ при } H < 10 \text{ м,}$$

где: M – максимальный массовый выброс ЗВ из источника, г/с;

H – высота источника.

Метод контроля для всех источников выбросов – расчетный. Периодичность контроля для всех источников – 1 раз в квартал. Контроль за выполнением природоохранных мероприятий возлагается на экологическую службу предприятия.

План-график контроля выбросов на каждом источнике с указанием методов контроля на 2027 г. представлен в таблице 5.1.1.

Контрольные значения приземных концентраций загрязняющих веществ для контроля нормативов допустимых выбросов (НДВ) представлены в таблице 5.1.2.

Таблица 5.1.1 План- график контроля на предприятии за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов на 2027 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок)

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,29014	1602,484	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,04715	260,416	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,01889	104,332	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,04533	250,364	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,23422	1293,63	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000005	0,003	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,00453	25,02	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,10956	605,115	Экослужба предприятия	Расчетный
0004	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,01583	410,37	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,00257	66,624	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,01147	297,344	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метан (727*)	1 раз/квартал	0,01147	297,344	Экослужба предприятия	Расчетный
0005	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	4,0737	904271,868	Экослужба предприятия	Расчетный
0006	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,01583	410,37	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,00257	66,624	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,01147	297,344	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метан (727*)	1 раз/квартал	0,01147	297,344	Экослужба предприятия	Расчетный
0007	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	4,0737	904271,868	Экослужба предприятия	Расчетный
0009	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,10341	81186,77	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,03821	29998,515	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,0005	392,548	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00016	125,615	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00031	243,38	Экослужба предприятия	Расчетный
0011	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,46534	365336,538	Экослужба предприятия	Расчетный

		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,17197	135012,946	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00225	1766,466	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00071	557,418	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00141	1106,985	Экослужба предприятия	Расчетный
0012	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,00585	11809,489	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00216	4360,427	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00003	60,561	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00001	20,187	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00002	40,374	Экослужба предприятия	Расчетный
0013	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	8,2923	29291985,2	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	3,06445	10824961	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,04002	141367,926	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,01258	44437,994	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,02516	88875,987	Экослужба предприятия	Расчетный
0014	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,2667	819,391	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,0433	133,032	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0023	7,066	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3444	1058,112	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	4,00E-08	0,0001	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0006	1,843	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,2014	618,768	Экослужба предприятия	Расчетный
0015	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,3755	1414,589	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,061	229,8	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0244	91,92	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0587	221,135	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3031	1141,843	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000006	0,002	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0059	22,227	Экослужба предприятия	Расчетный

		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Угле- водороды предельные C12-C19 (в пере- счете на C) (10)	1 раз/квартал	0,1418	534,191	Экослужба предприятия	Расчетный
0016	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,3755	1414,589	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,061	229,8	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0244	91,92	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сер- нистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0587	221,135	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3031	1141,843	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000006	0,002	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0059	22,227	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Угле- водороды предельные C12-C19 (в пере- счете на C) (10)	1 раз/квартал	0,1418	534,191	Экослужба предприятия	Расчетный
0018	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,00032	9,566	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,00005	1,495	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,00003	0,897	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сер- нистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,00067	20,028	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,00159	47,529	Экослужба предприятия	Расчетный
0019	ДЭС, 100 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,2133	1322,935	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,0347	215,217	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0139	86,211	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сер- нистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0333	206,534	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,1722	1068,024	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000003	0,002	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0033	20,467	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Угле- водороды предельные C12-C19 (в пере- счете на C) (10)	1 раз/квартал	0,0806	499,9	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,0131		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,02177		Экослужба предприятия	Расчетный
6002	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00045		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,01926		Экослужба предприятия	Расчетный
6003	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,00712		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	1 раз/квартал			Экослужба предприятия	Расчетный

		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,000093		Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,000029		Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,000058		Экослужба предприятия	Расчетный
6004	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,01156		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00427		Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00006		Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00002		Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00004		Экослужба предприятия	Расчетный
6005	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,00943		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00043		Экослужба предприятия	Расчетный
6006	Скважина №50	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,0242		Экослужба предприятия	Расчетный
		Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	1 раз/квартал	0,0027		Экослужба предприятия	Расчетный
6007	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,0172		Экослужба предприятия	Расчетный
6008	Скважина №50	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (494)	1 раз/квартал	0,128		Экослужба предприятия	Расчетный
6009	Скважина №50	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,0159		Экослужба предприятия	Расчетный
6010	Технологическая емкость	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0159		Экослужба предприятия	Расчетный
6011	Технологическая емкость	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0159		Экослужба предприятия	Расчетный
6012	Технологическая емкость	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/кварт	0,0032		Экослужба предприятия	Расчетный
6101	Газопровод	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,0042		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,0002		Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1 раз/квартал	0,0131		Экослужба предприятия	Расчетный

Таблица 5.1.2 Контрольные значения приземных концентраций вредных веществ для контроля нормативов НДВ на месторождении Аккар Северный (Восточный блок)

Контрольная точка			Наименование контролируемого вещества	Эталонные расчетные концентрации при опасной скорости ветра		
Номер	Координаты, м			направление ветра, град.	опасная скорость, м/с	концентрация, мг/м3
	X	Y				
1	2	3	4	5	6	7
1	3706	4334	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	178	24	0,0500006
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	178	24	0,0081249
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	178	24	0,0017173
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	178	0,79	0,0048163
			Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	178	1,88	0,0506022
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	178	23,3	1,655334
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	178	24	0,4125305
			Бензол (64)	178	24	0,0053841
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	178	24	0,0069605
			Метилбензол (349)	178	24	0,0033868
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	178	0,79	1,6251000E-10
			Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	178	24	0,0005878
			Формальдегид (Метаналь) (609)	178	0,79	0,0004964
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	178	24	0,0390504
			Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	178	24	0,0158669
2	4690	2773	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	295	24	0,0559294
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	295	24	0,0090883
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	295	24	0,001974
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	295	0,79	0,0053384
			Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	295	1,88	0,0570104
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	295	21,52	1,7845951
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	295	24	0,4476402
			Бензол (64)	295	24	0,0058422
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	295	24	0,0077572
			Метилбензол (349)	295	24	0,003675
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	295	0,79	5,9705300E-09
			Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	295	24	0,0006606
			Формальдегид (Метаналь) (609)	295	0,8	0,0005506
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C);	295	24	0,0439795
			Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	295	24	0,0186535
3	3488	845	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	6	24	0,0141119
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	6	24	0,0022931
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	6	24	0,0003433
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	6	0,79	0,0013449

4	3154	2701	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	6	24	0,0142479
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	6	24	0,5967669
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	6	24	0,1336607
			Бензол (64)	6	24	0,0017447
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	6	24	0,0018596
			Метилбензол (349)	6	24	0,0010973
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	6	0,79	3,7185400E-10
			Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	6	24	0,0001463
			Формальдегид (Метаналь) (609)	6	0,79	0,0001378
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углево- дороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	6	24	0,0104663
			Пыль неорганическая, содержащая дву- окись кремния в %: 70-20	6	24	0,0037549
			Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	49	24	0,0839682
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	49	24	0,0136438
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	49	0,74	0,0035368
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Серни- стый газ, Сера (IV) оксид) (516)	49	0,8	0,0076053
			Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	49	1,88	0,087688
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	49	15,73	2,3902943
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	49	19,07	0,5989911
			Бензол (64)	49	19,07	0,0078174
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	49	24	0,0113653
			Метилбензол (349)	49	19,07	0,0049176
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	49	0,74	9,9294400E-09
			Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	49	24	0,0009991
			Формальдегид (Метаналь) (609)	49	0,8	0,0007868
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углево- дороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	49	24	0,0677708
			Пыль неорганическая, содержащая дву- окись кремния в %: 70-20	49	24	0,038907

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI.
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду (приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 № 63).
3. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий, утверждена приказом Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
4. Приказ МЭПР РК № 122-Ө от 24.06.2026 г. «Методики по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу».
5. «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье» Приказ и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2.
6. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70. «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».
7. «Правила разработки плана мероприятий по охране окружающей среды» Приложение к приказу и.о.министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 21 июля 2021 года № 264.
8. Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250 «Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля».
9. «Перечень экологически опасных видов хозяйственной и иной деятельности» Приказ и.о.Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 27 июля 2021 года № 271.
10. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 25 июня 2021 года № 212 «Об утверждении Перечня загрязняющих веществ, эмиссии которых подлежат экологическому нормированию».
11. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 8 апреля 2009 года № 68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».
12. РНД 211.2.02.02-97. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятия Республики Казахстан. Алматы, 1997.
13. РД 52.04.52-85 «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях».
14. Пояснительная записка к отчету по производственному экологическому контролю на месторождении на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» за 2 квартал 2026 г.

ПРИЛОЖЕНИЯ