



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



Жапаров А.Б.

« » 2025 г.

ПРОЕКТ
НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АККАР СЕВЕРНЫЙ
(ВОСТОЧНЫЙ БЛОК)
КОМПАНИИ «JUPITER ENERGY PTE. LTD.»
НА 2026 Г.

Договор №JPT25/2411/00/C от 07.04.2025 г.



Разработчик:

Директор
ТОО «CASPIAN HES CONSULTING»



Э. Маркабаева

г. Актау, 2025 г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Начальник отдела
охраны окружающей среды
TOO «Caspian HES Consulting»





Л. Быстрицкая

Инженер эколог

А. Умбет

Инженер-топограф
TOO «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 2026 г.» выполнен на основании Договора между Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.» и TOO «Caspian HES Consulting» №JPT25/2411/00/C от 07.04.2025 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.).

В 2025 г. разработан «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок)» (по состоянию на 01.01.2025 г.) Основной целью настоящего «Анализа разработки» является уточнение геологической модели залежи по вновь полученным данным; обобщение фактических данных, их сопоставление с утвержденными проектными показателями разработки, выявление и анализ причин отклонения отдельных технологических параметров и выдача рекомендаций по дальнейшей разработке месторождения. Также в работе было выполнено уточнение основных технологических показателей согласно техническому заданию.

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2026 г. разработан на основании: «Проекта разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) с экологической оценкой по состоянию на 01.01.2022 г.» (Протокол ЦКРР МЭ РК №36/13 от 12.01.2023 г.); утвержденной «Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2023 – 2025 гг.» (Протокол №1 от 23.01.2023 г., Приложение 6); технологических показателей эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 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 2.5; 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 2026 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 разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок)» в 2026 г. предусматривается эксплуатация месторождения Аккар Северный (Восточный блок) одной скважиной №50, а также проведение КРС на скважине №50.

В 2026 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» будут функционировать всего 26 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе организованных - 16 источников, неорганизованных - 10 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).

Нормативы допустимых выбросов (НДВ) при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 год составят **42,2822562 т/год**.

Лимиты выбросов загрязняющих веществ на 2026 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 2026 год (по заявке на получение ЭРВ)

№ п/п	Наименование промышленной площадки	Нормативные объемы выбросов ЗВ, т/год
1	Месторождение Аккар Северный (Восточный блок) (эксплуатация)	42,2822562

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г. представлено в таблице 2.

Таблица 2 Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целом по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г.

Показатель	2026 г.		
	всего	организованных	неорганизованных
Скважина №50	27	12	15
Всего источников:	86	40	46

Перечень загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г. представлен в таблице 3.

Таблица 3 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух при эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 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 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	1,72262	9,43837	235,9593
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,2798316	1,53366	25,561

0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,094419	0,21837	4,3674
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,22213	0,41888	8,3776
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,51245	10,4636	3,487867
0410	Метан (727*)				50		0,02293	0,49827	0,009965
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		17,30788	9,57137	0,191427
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		3,35299	2,99265	0,099755
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,043773	0,03883	0,3883
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,075599	1,343585	6,717925
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,027528	0,02441	0,040683
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			1E-06		1	0,00000234	0,0000052	5,2
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)		0,6			3	0,00687	0,14793	0,24655
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,02279	0,052396	5,2396
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,78056	5,53533	5,53533
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,128	0,0046	0,046
В С Е Г О :							25,60037294	42,2822562	301,4687
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									

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	2
АННОТАЦИЯ.....	3
СОДЕРЖАНИЕ.....	4
ВВЕДЕНИЕ	9
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....	10
1.1 Общая характеристика месторождения Аккар Северный (Восточный блок)	10
1.2 Основные показатели месторождения Аккар Северный (Восточный блок)	13
1.2.1 Краткая история месторождения Аккар Северный (Восточный блок)	13
1.2.2 Характеристика фонда пробуренных скважин	15
1.2.3 Запасы нефти и растворенного газа	15
1.2.4 Физико-химические свойства нефти и газа	15
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	18
2.1 Характеристика производственных показателей месторождения Аккар Северный (Восточный блок)	18
2.1.1 Существующая система сбора и подготовки нефти и газа	18
2.1.2 Основные технологические показатели по нефти и газу на 2026 г.	21
2.1.3 Баланс газа (распределение на собственные нужды)	21
2.1.4 Проведение КРС на скважине №50.....	22
2.1.5 Сравнительный анализ годовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2022 – 2025 гг.	22
2.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа.....	23
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 НДВ	24
2.5.1 Характеристика источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух	24
2.5.2 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух	25
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 НДВ	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	42
3.4 Обоснование возможности достижения нормативов НДВ с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий	49
3.5 Санитарно-защитная зона. Уточнение границ области воздействия объекта	52
4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ (НМУ).....	54
5. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) НА ПРЕДПРИЯТИИ	56
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	66

ПРИЛОЖЕНИЯ	67
Приложение 1.....	68
Приложение 2.....	71
Приложение 3.....	90
Приложение 4.....	102
Приложение 5.....	110
Приложение 6.....	110
Приложение 7.....	111

ПРИЛОЖЕНИЯ

- Приложение 1 - Карты-схемы расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г.
- Приложение 2 - Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2026 г.
- Приложение 3 - Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний приземных концентраций
- Приложение 4 - Протокол ЦКРР МЭ РК №36/13 от 12.01.2023 г. о согласовании «Проекта разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) с экологической оценкой по состоянию на 01.01.2022 г.».
- Приложение 5 - Протокол ЦКРР МЭ РК о согласовании «Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026 г.»
- Приложение 6 - Исходные данные от предприятия для разработки ПНДВ Аккар Северный (Восточный блок)
- Приложение 7 - Государственная лицензия на природоохранное проектирование, нормирование ТОО «Caspian HES Consulting».

ВВЕДЕНИЕ

«Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2026 г.» выполнен на основании Договора между Компанией «Jupiter Energy Pte. Ltd.» и ТОО «Caspian HES Consulting» №JPT25/2411/00/C от 07.04.2025 г.

В 2022 г. разработан «Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2023 – 2025 гг.». Проект разработан на основании: «Проекта разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) с экологической оценкой по состоянию на 01.01.2022г.» (Протокол ЦКРР МЭ РК №36/13 от 12.01.2023 г.); утвержденной «Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2023 – 2025 гг.» (Протокол №1 от 23.01.2023 г.); технологических показателей эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 2023 - 2025 гг., предоставленных заказчиком (Приложение 6) и материалов инвентаризации источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу. Получено Разрешение на возмездное действие на 2023 – 2025 гг. №: KZ19VCZ03208324 от 24.03.2023 г. (Приложение 8).

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).

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 7).

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)

Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd», представленная своим зарегистрированным Филиалом в Республике Казахстан, является недропользователем, согласно Дополнению № 13 (рег.№ 5118-УВС от 14 октября 2022 г.) к Контракту № 2275 от 29 декабря 2006 г. 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, сроком до 5 марта 2046 года, с учетом закрепленного в Контракте №2275 от 29.12.2006 г. подготовительного периода (письмо МЭ РК от 26.05.2022 г. №04-12/2753-И, Протокол ЭКМЭ РК от 05.05.2020 г. №9/3).

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.).

В 2025 г. разработан «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок)» (по состоянию на 01.01.2025 г.).

В административном отношении месторождение Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок) Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd» расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области Республики Казахстан (рисунок 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 асфальтированная 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 куropатки, орлы, ястребы.

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

Из строительных материалов имеются песчано-гравийные смеси, используемые для дорожного строительства.

Обзорная карта расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок) представлена на рис. 1.2.1.

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

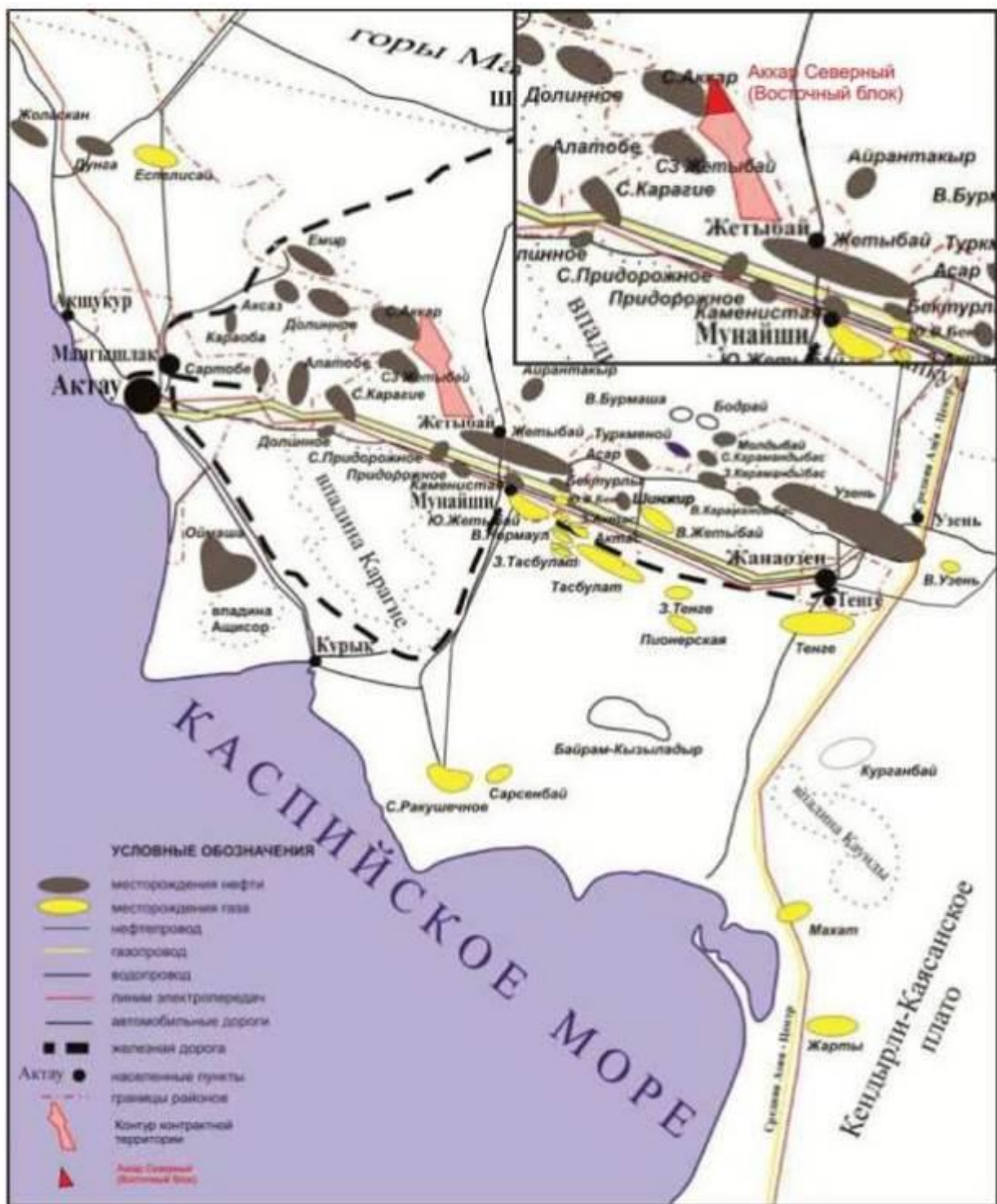


Рис. 1.2.1 Обзорная карта расположения месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

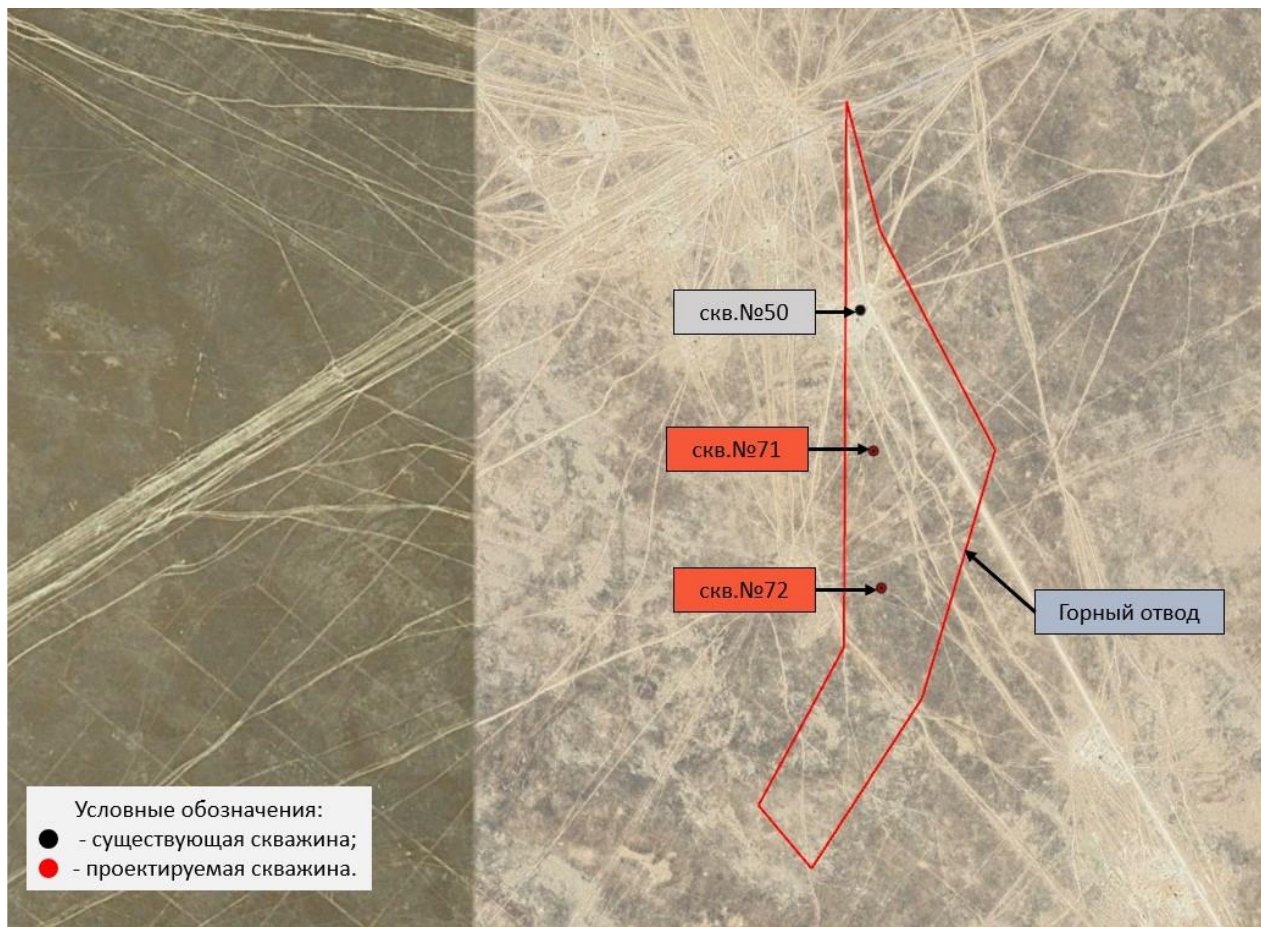


Рис. 1.2.2 Ситуационная карта-схема расположение месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

1.2 Основные показатели месторождения Аккар Северный (Восточный блок)

1.2.1 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 КГН 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 КГН 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 Се-

верный (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-КГИН 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 МНИГ 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 совокупности сложившихся обстоятельств, в 2015 – 2018 г.г. пробная эксплуатация месторождения Аккар Северный (Восточный блок) не осуществлялась.

С 01.03.2019 г. по 31.12.2019 г. после длительной консервации месторождение Аккар Северный (Восточный блок) возобновило пробную эксплуатацию.

Затем с 01.01.2020 г. по 02.03.2020 г. месторождение не эксплуатировалось (находилось в консервации).

В связи с продлением дополнения №10 к Контракту на разведку и добычу углеводородов месторождение Аккар Северный (Восточный блок) введено в пробную эксплуатацию с **03.03.2020 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.

1.2.2 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 1.2.1 представлено состояние фонда скважин месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию на 01.01.2025 н..

Таблица 1.2.1 Состояние фонда скважин месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на 01.01.2025 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
2	Фонд ликвидированных скважин	по геологическим причинам, ед.		-
		по техническим причинам, ед.		-
		Всего, ед.		-
3	Итого пробуренный фонд	Всего, ед.		1

1.2.3 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 1.2.2.

Таблица 1.2.2 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.м ³	Начальные извлекаемые запасы газа, млн.м ³	Газосодержание, м ³ /т
Аккар Северный (Восточный блок)		С1	2741	630	387	89	
		С2	235	12	23,3	1,02	

1.2.4 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, отобран-

ной 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 1.2.3.

Таблица 1.2.3 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°С). 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°С) и 9,79 мм²/сек (40°С), сероводород не обнаружен, до 200°С выкипает 19-23% нефти, до 300°С выкипает 35,5-44,0%.

Таблица 1.2.4 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
	смола силикагелевых	-	-	-	-
	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 1.2.5 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-C4H10	%	3,425	2,916	1,601
i-C5H12	%	1,009	0,739	0,552
n-C5H12	%	1,623	1,068	0,678
C6H14	%	1,752	0,898	0,665
C7H16	%	1,170	0,503	0,356
Плотность при 20 0C	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)

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 году разработан «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок)» (по состоянию на 01.01.2025 г.) и «Программа развития переработки сырого газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г. (Протокол рабочей группы №17/4, Приложение 6).

В 2026 г. эксплуатация месторождения будет осуществляться на основании согласованного отчета «Анализ разработки месторождения Аккар Северный и Аккар Северный (Восточный блок)» (по состоянию на 01.01.2025 г.) и разработанной «Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026 г.»

В период с 01.01.2026 г. по 31.12.2026 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) предусматривается эксплуатация одной скважины - №50.

Рекомендуемая система сбора и предварительной подготовки добытой продукции на 2026 г. обеспечивает 100% утилизацию сырого газа.

Согласно Программы развития переработки сырого газа утилизация попутного газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) в 2026 г. составит 100%.

Объем работ на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г.:

- эксплуатация скважины №50 (01.01.2026 - 31.12.2026 г.);
- проведение КРС на скважине №50 (14 сут.).

2.1.1 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 продукции скважины включает основные компоненты, такие как:

- Устьевой нагреватель УН-0,2МЗ – 2 ед.;
- Буферная емкость (БЕ-1) – 1 ед.;
- Накопительная емкость (НЕ-1, НЕ-2 - резерв) – 2 ед., (НЕ-2 находится в резерве и предусмотрена для будущего подключения);
- Газосепаратор (ГС-1) – 1 ед.;
- Насос буровой (НБ-50-1) – 2 ед.;
- Насос ЦНСн 38-44 – 2 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.;
- 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) – 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°C 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 внутрипромыслового 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 2.1.5 и 2.1.6.

Таблица 2.1.5 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 2.1.6 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



2.1.2 Основные технологические показатели по нефти и газу на 2026 г.

В таблице 2.1.1 представлены проектные технологические показатели разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2026 г.

Таблица 2.1.1 Проектные показатели разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2026 г.

№	Показатель	Ед. изм.	2026 г.
1.	Фонд добывающих скважин	ед.	1
2.	Добыча нефти	тыс. т	6,360
3.	Добыча сырого газа	млн. м³	0,896123
3.1	Объем сжигания газа на факеле	млн. м³	0
3.2	Расход сырого газа на собственные нужды	млн. м³	0,896123
5.	Процент утилизации газа	%	100
6	Газовый фактор	м³ /т	141,0
7	Средний дебит 1 скв. по нефти	т/сут.	17,780
8	Отработанное время	сут.	329
9	Коэффициент эксплуатации	д.ед.	0,95

Добыча нефти и сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2026 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 2026 г.

Год	Время работы	Добыча нефти		Добыча сырого газа		Газовый фактор
	сут.	т/сут.	тыс.т/год	тыс. м³/сут	млн.м³/год	м³/т
2026 г.	329	17,780	6,360	2,2416	0,896123	141,0

Источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Аккар Восточный в 2026 г. является эксплуатация скважины №50).

Также предусмотрены выбросы от промыслового подземного коллектора Ø108х5 мм от скважин №№50, 51, 19, 52 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистаумунайгаз".

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

2.1.3 Баланс газа (распределение на собственные нужды)

В период 2026 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 2026 г. (согласно «Программы развития переработки сырого газа месторождения Аккар Северный (Восточный блок) на период 2026 г.») представлен в таблице 2.1.3.

Таблица 2.1.3 Баланс попутного газа на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2026 г.

№ пп.	Наименование	Ед. изм.	2026 г.
1	Добыча сырого газа, из них:	м³/год	896,123
2	Сжигание на факеле (при предупредительном ремонте)	м³/год	0,000
3	Газ на собственные нужды	м³/год	896,123
4	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 250 кВт, в резерве будут дизельный генератор.

Таким образом, на скважине №50 месторождения Аккар Северный (Восточный блок) источниками потребления газа на собственные нужды представлено следующее технологическое оборудование:

- устьевой нагреватель УН-0,2 МЗ - 2 ед.;
- ГПУ 250 кВт - 1 ед.

Время работы устьевых нагревателей УН-0,2МЗ составляет 24 часа в сутки.

Потребление сырого газа одной печи подогрева УН-0,2МЗ по паспортным характеристикам в нормальных условиях составляет 25 м³/час (или 600 м³/сут).

Распределение газа на собственные нужды на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) по скважине №50 на 2026 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 2026 г.

№	Год	Наименование оборудования	Время работы, сут. (час)/год	Расход газа, млн.м³/год
Месторождение Аккар Северный (Восточный блок) скв. №50				
1	2026 г.	УН-0,2 (устье)	329 (7896)	0,197400
		УН-0,2 (циркуляция)	329 (7896)	0,197400
		ГПУ 250 кВт	329 (7896)	0,501323
	Всего:			0,896123

2.1.4 Проведение КРС на скважине №50

На месторождении Аккар Северный в 2026 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.

Объем работ:

2026 г. – скв. №50. Вид работ – смена УЭЦН.

Время проведения КРС – 14 сут.;

Длина НКТ- 3200 м.

Оборудование:

- ДЭС-100 - 14 сут.;
- АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 подъемного агрегата – 14 сут.;
- Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236 – 6 сут.;
- Смесительная машина 2СМН-20. Дизельный двигатель ЯМЗ-238 – 4 сут.;
- Паровая передвижная установка (ППУ) – 7 сут.;
- Блок приготовления цементного раствора – 1 сут.;
- Технологическая емкость - 40 м³ - 14 сут.

2.1.5 Сравнительный анализ годовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от объектов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2022 – 2025 гг.

Динамика нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и фактических выбросов месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte.Ltd.», за период 2022 – 2025 гг. представлена в таблице 2.1.7.

Таблица 2.1.7 Динамика выбросов загрязняющих веществ в атмосферу месторождения Аккар Северный (Восточный блок) за период 2022 – 2025 гг.

№	Показатель	Ед. Изм.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Нормативы выбросов (согласно ПНДВ)	т/год	79,64373	43,842593	45,2668	42,2621	42,28225

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd.» на 2026 г.»

2	Фактические выбросы	т/год	15,4774350	33,54608	37,725445	30,2545	-
---	---------------------	-------	------------	----------	-----------	---------	---

Примечание: * - за 1-3 кварталы 2025 г.

Сравнительный анализ нормативных и валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) за период 2022-2025 гг. показал, что фактические выбросы загрязняющих веществ в атмосферу не превышают установленных лимитов для месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

В 2022 г. нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составили 79,64373 т/год. Фактические выбросы в 2022 г. составили 15,4774350 т/год, что значительно ниже установленных нормативов. Уменьшение фактических выбросов по сравнению с установленными нормативами связано с тем, что в 2022 г. были проведены работы по строительству ГПУ, эксплуатация отсутствовала.

Нормативы эмиссий, установленные на 2023 г. составили 43,842593 т/год. Снижение нормативов выбросов на 2023 г. по сравнению с нормативами на 2022 г. связано с тем, что вместо 2-х ГПУ в ПНДВ вошла 1 ГПУ, согласно согласованным показателям разработки месторождения Аккар Северный (Восточный блок).

Установленные на 2024 - 2025 гг. нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Аккар Северный (Восточный блок) составляют 45,2668 т / 42,2621 т соответственно. Увеличение нормативов выбросов на 2024 – 2025 гг. по сравнению с нормативами на 2023 г. связано с тем, добавлен новый источник выбросов при вводе в эксплуатацию промышленного подземного газопровода от скважины №50 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунайгаз" АО "Мангистауимунайгаз".

Нормативы эмиссий, установленные на 2026 г. составили **42,28225** т/год. Снижение нормативов выбросов на 2026 г. по сравнению с нормативами на 2025 г. связано со снижением сжигания газа на ГПУ и отсутствием сжигания сырого газа на факелах в 2026 г. Согласно технологическим показателям на 2026 г., утвержденным заказчиком, объем технологически неизбежного сжигания сырого газа на факельных установках на скважине №50 равен нулю.

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 «Юпитер» 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.

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 2025-2027 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 2025-2027 гг.

№№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ЕИ	ГОДЫ		
			2025	2026	2027
1	2	3	4	5	6
1	Добыча нефти, всего	тыс. т	6,180	6,360	9,857
2.1	эксплуатационного бурения	"	0	0	2
2.2	разведочного бурения	"			
2.3	консервации	"	0	0	2
18	Фонд действующих добывающих скважин на конец года	"	1	1	2
32	Средний дебит действующего фонда скважин по нефти	т/сут	1,073	1,475	1,485

	Средний дебит переходящего фонда скважин по нефти	"	17,277	17,780	14,800
	Добыча нефтяного газа	млн. м ³	0,870761	0,896123	1,388786
	Добыча нефтяного газа с начала разработки	"	6,870761	7,766885	9,155671
	Средний газовый фактор	м ³ /т	141	141	141

2.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

2.5.1 Характеристика источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух

В 2026 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок) будут функционировать: всего 26 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферный воздух, в том числе организованных - 16 источников, неорганизованных - 10 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 2026 г. являются:

Площадка 001 – Скважина № 50

Организованные источники – 12 ед.:

- источник № 0001 – Дизель-генератор AJD-170
- 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
- источник № 0009 – Накопительная емкость для нефти
- источник № 0010 - Накопительная емкость для нефти
- источник № 0011 – Буферная емкость
- источник № 0012 - Дренажная емкость
- источник № 0013 – Стояк налива нефти
- источник № 0014 - ГПУ 250 кВт

Неорганизованные источники – 7 ед. :

- источник № 6001 – Газосепаратор
- источник № 6002 – Насосы для перекачки нефти, циркуляционный
- источник № 6003 – Неплотности выкидных линий и фонтанной арматуры
- источник № 6004 – Площадка скважины №50
- источник № 6005 – Узел учета газа
- 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 № 0017. Смесительная машина 2СМН-20. Дизельный двигатель ЯМЗ-238;
- источник № 0018. Паровая передвижная установка (ППУ);

Неорганизованные источники – 2 ед.:

- источник № 6008. Блок приготовления цементного раствора,

- источник № 6009. Технологическая емкость.

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) на 2026 г. представлено в таблице 2.5.1.

Таблица 2.5.1 Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на объектах Компании «Jupiter Energy Pte. Ltd» на 2026 г.

№	Наименование производства	Количество источников выброса ЗВ		
		организованные	неорганизованные	всего
1	Месторождение Аккар Северный (Восточный блок)	16	10	26

Карта–схема расположения источников выбросов загрязняющих веществ на объектах месторождения Аккар Северный (Восточный блок) представлена в Приложении 2.

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 2026 г. представлены в таблицах 2.5.2 - 2.5.3.

Произ- вод- ство	Це х	Источник выделения загрязня- ющих веществ		Число часов ра- боты в году	Наименование источника вы- броса вредных веществ	Номер источ- ника вы- бросов на карте- схеме	Высота источ- ника вы- бросов, м	Диа- метр устья трубы, м	Параметры газовой смеси на выходе из трубы при максимально разовой нагрузке			Координаты источника на карте-схеме,м.				Наименование газоочистных установок, тип и мероприятия по сокращению вы- бросов	Вещество, по которому произво- дится газо- очистка	Кэффи- циент обеспе- чен-ности газо- очисткой, %	Среднеэкс- плуа-тацион- ная степень очистки/ максималь- ная степень очистки, %	Код веще- ства	Наименование вещества	Выбросы загрязняющего веще- ства			Год до- сти- же- ния НДВ	
												точ.ист. /1-го конца линей- ного источ- ника /центра площадного источника	2-го конца линейного источника / длина, ширина площад- ного источ- ника	X1	Y1											X2
		Наименование	Количе- ство, шт.						Ско- рость, м/с	Объем смеси, м3/с	Темп е-ра- тура смеси , оС	X1	Y1	X2	Y2							г/с	мг/нм3	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
001		Дизель-генератор	1	7896	труба	0001	6	0,11	50,46	0,479501	450	9823	2024 2			Регулирование топливной аппа- ратуры генера- тора;					0301	Азота (IV) диок- сид (Азота диок- сид) (4)	0,2901 3	1602,429	1,85714	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0471 5	260,416	0,30179	2026
																					0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0188 9	104,332	0,11607	2026
																					0330	Сера диоксид (Ангидрид серни- стый, Сернистый газ, Сера (IV) ок- сид) (516)	0,0453 3	250,364	0,29018	2026
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,2342 2	1293,63	1,50893	2026
																					0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0,0000 005	0,003	0,000003	2026
																					1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0045 3	25,02	0,02902	2026
																					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C) (10)	0,1095 6	605,115	0,69643	2026
001		Устьевой нагре- ватель УН-0,2	1	7896	труба	0004	6	0,1	1,19	0,009346 3	427	9850	2000 0			Проверка техни- ческого состоя- ния горелочных устройств;Пла- ново-предупреди- тельный ремонт печей подогрева нефти;					0301	Азота (IV) диок- сид (Азота диок- сид) (4)	0,0195	5349,711	0,55436	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0031 7	869,671	0,09008	2026
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0114 7	3146,727	0,32601	2026
																					0410	Метан (727*)	0,0114 7	3146,727	0,32601	2026
001		Продувочная свеча УН-0,2	1	0.3	свеча	0005	6	0,1	0.62	0,004869 5	30	9851	2000 1							0415	Смесь углеводо- родов предель- ных C1-C5 (1502*)	4,0707	927822,0 91	0,0039	2026	
001		Устьевой нагре- ватель УН-0,2 (циркуляцион- ный)	1	7896	труба	0006	8	0,1	1,19	0,009346 3	427	9852	2000 5			Планово-преду- предительный ремонт печей по- догрева нефти;Проверка технического со- стояния горелоч- ных устройств;					0301	Азота (IV) диок- сид (Азота диок- сид) (4)	0,0195	5349,711	0,55436	2026
																					0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0031 7	869,671	0,09008	2026
																					0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0114 7	3146,727	0,32601	2026
																					0410	Метан (727*)	0,0114 7	3146,727	0,32601	2026
001		Продувочная свеча УН-0,2	1	0.3	свеча	0007	6	0,1	0.62	0,004869 5	30	9853	2000 6							0415	Смесь углеводо- родов предель- ных C1-C5 (1502*)	4,0707	927822,0 91	0,0039	2026	
001		Факельная уста- новка	1		Факельная уста- новка	0008	14,5	0,259	16,71	0,880373 3	1674, 6	1000 0	2015 0							0301	Азота (IV) диок- сид (Азота диок- сид) (4)					
																				0304	Азот (II) оксид (Азота окс					

																				0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				
																				0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				
																				0410	Метан (727*)				
001		Накопительная емкость	1	7896	клапан	0009	2	0,1	0,18	0,0014137	30	10020	20120							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,11375	89304,662	0,87476	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,04204	33005,433	0,32327	2026
																				0602	Бензол (64)	0,00055	431,803	0,00422	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00017	133,466	0,00133	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,00035	274,784	0,00265	2026
001		Накопительная емкость	1	7896	клапан	0010	2	0,1	0,18	0,0014137	30	10040	20080							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,11375	89304,662	0,87476	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,04204	33005,433	0,32327	2026
																				0602	Бензол (64)	0,00055	431,803	0,00422	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00017	133,466	0,00133	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,00035	274,784	0,00265	2026
001		Буферная емкость	1	7896	клапан	0011	2	0,1	0,18	0,0014137	30	10080	20020							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,51187	401867,051	1,18092	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,18916	148508,745	0,43641	2026
																				0602	Бензол (64)	0,00247	1939,187	0,0057	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00078	612,375	0,00179	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,00155	1216,899	0,00358	2026
001		Дренажная емкость	1	7896	клапан	0012	0,2	0,1	0,07	0,0005498	30	10020	20010							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00584	11789,302	0,00314	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00216	4360,427	0,00116	2026
																				0602	Бензол (64)	0,00003	60,561	0,00002	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00001	20,187	0,000005	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,00002	40,374	0,00001	2026
001		Стояк налива нефти	1	7896	труба	0013	4	0,1	0,04	0,0003142	30	9920	20200							0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	8,2923	29291985,2	4,56163	2026
																				0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3,06445	10824961	1,68577	2026
																				0602	Бензол (64)	0,04002	141367,926	0,02202	2026
																				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,01258	44437,994	0,00692	2026
																				0621	Метилбензол (349)	0,02516	88875,987	0,01384	2026
001		Газопоршневая электростанция скв.50	1	7896	дымовая труба	0014	2,1	0,2	35,03	1,1		11020	21000							0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2667	242,455	6,6322	2026
																				0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0433	39,364	1,0777	2026

																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0023	2,091	0,0553	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3444	313,091	8,6219	2026
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	4E-08	0,00004	0,000001	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,00056	0,509	0,013817	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	0,2014	183,091	4,9741	2026
001		АПР 60/80. Дизельный двигатель ЯМЗ-238	1	336	дымовая труба	0015	4	0,2	22,39	0,7034026	450	11040	21020						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1413,779	0,4012	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	229,669	0,0652	2026
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	91,867	0,0251	2026
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	221,009	0,0627	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1141,189	0,326	2026
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,002	0,0000007	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	22,214	0,0063	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	0,1418	533,885	0,1504	2026
001		Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236	1	144	дымовая труба	0016	4	0,2	22,39	0,7034026	450	11045	21025						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1413,779	0,1719	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	229,669	0,0279	2026
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	91,867	0,0107	2026
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	221,009	0,0269	2026
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1141,189	0,1397	2026
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,002	0,0000003	2026
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	22,214	0,0027	2026
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	0,1418	533,885	0,0645	2026
001		Смесительная машина 2СМН-20. Дизельный двигатель ЯМЗ-238	1	96	дымовая труба	0017	4	0,2	22,39	0,7034026	450	11055	21035						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,3755	1413,779	0,1146	2026
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,061	229,669	0,0186	2026
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,0244	91,867	0,0072	2026
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0587	221,009	0,0179	2026

																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,3031	1141,189	0,0931	
																			0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,0000006	0,002	0,0000002	
																			1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,0059	22,214	0,0018	
																			2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	0,1418	533,885	0,043	
001		Паровая передвижная установка (ППУ)	1	168	дымовая труба	0018	3	0,2	2,04	0,0640885	250	11070	21060						0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,00032	9,566	0,01001	
																			0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,0000516	1,542	0,00163	
																			0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,000029	0,867	0,009	
																			0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,0007	20,925	0,0212	
																			0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0,0016	47,828	0,0502	
001		Газосепаратор	1	7896	неорганизованный источник	6001	2				30	9910	20044	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01308		0,37185	
001		Насосы для перекачки нефти	1	7896	неорганизованный источник	6002	2				30	9820	20049	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,05444		0,38687	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00112		0,00793	
001		Неплотности выкидных линий и фонтанной арматуры	1	7896	ЗРА и ФС	6003	2				30	9870	19955	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01926		0,54754	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00712		0,20234	
																			0602	Бензол (64)	0,000093		0,00264	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,000029		0,00083	
																			0621	Метилбензол (349)	0,000058		0,00166	
001		Скважина №50	1	7896	ЗРА и ФС	6004	2				30	9875	19910	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,01156		0,32868	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00427		0,12147	
																			0602	Бензол (64)	0,00006		0,00159	
																			0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,00002		0,0005	
																			0621	Метилбензол (349)	0,00004		0,001	
001		Площадка узла учета газа	1	7896	ЗРА и ФС	6005	2				30	9876	19760	2	2				0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0,00943		0,26801	
																			0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0,00043		0,01221	
001		Блок дозирования химреагента	1	7896	неорганизованный источник	6006	2				30	9920	20020	2	2				0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,06184		1,33138	
																			1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	0,00687		0,14793	

001		ЗРА, ФС. ГПУ скв.50	1	7896	неорганизован- ный источники	6007	2				30	1107 5	2106 5	1	1					0415	Смесь углеводо- родов предель- ных C1-C5 (1502*)	0,0172		0,489	
001		Блок приготовле- ния цементного раствора	1	17	неорганизован- ный источники	6008	2				30	1108 0	2107 0	1	1					2908	Пыль неорганиче- ская, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (494)	0,128		0,0046	
001		Технологическая емкость	1	336	неорганизован- ный источники	6009	2				30	1108 5	2107 5	1	1					2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19 (в пересчете на C) (10)	0,0318		0,0384	
002		Конденсатосбор- ник, 2,5 м3	1	7896	неорган. выброс	6101	2	0,1	0,18	0,001413 7	30	9875	2012 0							0415	Смесь углеводо- родов предель- ных C1-C5 (1502*)	0,004	3140,384	0,0049	
																				0416	Смесь углеводо- родов предель- ных C6-C10 (1503*)	0,0002	157,019	0,0002	
																				2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12- C19	0,0124	9735,189	0,0152	

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 2026 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок), будут функционировать всего 26 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух, из них: 16 – организованных источников, 10 – 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 2026 г. приведены в таблице 2.7.1.

В таблице 2.7.2 приведены группы суммаций загрязняющих веществ на 2026 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 2026 г. представлены в Приложении 2.

Таблица 2.7.1 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу на 2026 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	1,72262	9,43837	235,9593
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	0,2798316	1,53366	25,561
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	0,094419	0,21837	4,3674
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	0,22213	0,41888	8,3776
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	1,51245	10,4636	3,487867
0410	Метан (727*)				50		0,02293	0,49827	0,009965
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		17,30788	9,57137	0,191427
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		3,35299	2,99265	0,099755
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,043773	0,03883	0,3883
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,075599	1,343585	6,717925
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,027528	0,02441	0,040683
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			1E-06		1	0,00000234	0,0000052	5,2
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)		0,6			3	0,00687	0,14793	0,24655
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,02279	0,052396	5,2396
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	0,78056	5,53533	5,53533
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,3	0,1		3	0,128	0,0046	0,046
	В С Е Г О :						25,60037294	42,2822562	301,4687
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 2026 г. приведены в Приложении 2.

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

- «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». Министерство охраны окружающей среды РК. РНД. Астана 2008 г.;
- РНД 211.2.02.09-2004 «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».
- РНД 211.2.02.04-2004 «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».
- «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами». Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.;
- Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа». Приложение №1 к приказу Министра ОСиВР Республики Казахстан от 12.06.2014 г. № 221-п.

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 «Методики расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий» (приложение № 18 к приказу Министра ОСиВР РК №221-п от 12.06.2014 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 3000 x 3000 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 2026 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 3 квартал 2025 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 3.

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 (ОБУВ) мг/м3	Класс опасн
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	10.1136	5.690387	0.865781	0.847680	0.959359	0.2000000	2
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.8215	0.462149	0.070315	0.068844	0.077914	0.4000000	3
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1.7158	0.869905	0.074327	0.072504	0.090621	0.1500000	3
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.4109	0.309503	0.047271	0.046103	0.053486	0.5000000	3
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	0.3601	0.206478	0.031694	0.031093	0.035859	5.0000000	4
0410	Метан (727*)	0.0037	См<0.05	См<0.05	См<0.05	См<0.05	50.0000000	-
0415	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	2.2450	0.914787	0.042957	0.031464	0.063800	50.0000000	-
0416	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	1.0672	0.563269	0.019139	0.017526	0.030947	30.0000000	-
0602	Бензол (64)	1.3922	0.735607	0.024994	0.022883	0.040417	0.3000000	2
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	11.6999	5.993454	0.130024	0.121804	0.179966	0.2000000	3
0621	Метилбензол (349)	0.4381	0.231248	0.007859	0.007195	0.012707	0.6000000	3
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0.6267	0.320867	0.027397	0.026708	0.033873	0.0000100*	1
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	0.4090	0.221814	0.004735	0.004412	0.006602	0.6000000	3
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.4128	0.314214	0.047985	0.046816	0.054259	0.0500000	2
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1.9498	0.573388	0.091423	0.091236	0.104302	1.0000000	4
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)	45.7171	8.094053	0.204389	0.202504	0.241169	0.3000000	3
07	0301 + 0330	10.5244	5.994930	0.906678	0.887824	1.006221		

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 веще- ства/группы сумма- ции	Наименование веще- ства	Расчетная максимальная приземная кон- центрация (общая и без учета фона) доля ПДК / мг/м3		Координаты точек с максимальной при- земной конц.		Источники, дающие наибольший вклад в макс. концентрацию			Принадлежность ис- точника (производ- ство, цех, участок)
		в жилой зоне	В пределах зоны воз- действия	в жи- лой зоне X/Y	В пределах зоны воз- дейст- вия X/Y	N ист.	% вклада		
							ЖЗ	Область воз- действия	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Перспектива (НДВ)									
Загрязняющие вещества :									
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,9593591/0,1918718		9387/ 19811	0014 0015 0016 0017		24,7 24,3 24 23,3	производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50
0304	Азот (II) оксид (Азота ок- сид) (6)		0,0779145/0,0311658		9387/ 19811	0014 0015 0016 0017		24,7 24,3 24 23,3	производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,0906212/0,0135932		9737/ 20650	0015 0016 0017 0001		26,4 26,3 26 20,2	производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,0534861/0,0267431		9631/ 20630	0015 0016 0017 0001		27 27 26,8 18,8	производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50 производство: Сква- жина №50

0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		0,035859/0,179295		9712/ 19431	0014 0015 0016 0017		36,8 21,4 21,1 20,4	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,0638/3,1900015		9999/ 20686	0013 0007 0005		71,7 13,7 13,6	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0309468/0,9284042		9787/ 20651	0013		96,1	производство: Скважина №50
0602	Бензол (64)		0,0404167/0,012125		9787/ 20651	0013		96,1	производство: Скважина №50
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,1799657/0,0359931		9387/ 20184	6006		99,1	производство: Скважина №50
0621	Метилбензол (349)		0,0127073/0,0076244		9787/ 20651	0013		96	производство: Скважина №50
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0338725/3,Е-7		9633/ 20630	0001 0015 0016 0017		26,7 24,3 24,2 24	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0542589/0,0027129		9631/ 20630	0015 0016 0017 0001		26,8 26,7 26,5 18,6	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,1043021/0,1043021		10481/ 20529	0014 0017 0016 0015 6009		32,7 17,6 17,2 16,9 15,6	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50

2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,2411686/0,0723506		10318/ 20630	6008		100	производство: Скважина №50
Группы суммации:									
07(31) 0301 0330	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		1,0062214		9638/ 20632	0015 0016 0017 0001 0014		24,3 24,2 23,9 17,3 9,2	производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50 производство: Скважина №50

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 2026 г. представлены в таблице 3.3.1.

Таблица 3.3.1 Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) на 2026 г.

Производство цех, участок	Номер источника	Нормативы выбросов загрязняющих веществ								год дос- тиже ния НДВ
		существующее положение на 2025 год		на 2025 год		на 2026 год		НДВ		
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
(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	0,29013	1,74989	0,29013	1,85714	0,29013	1,85714	0,29013	1,85714	2026
	0004	0,0195	0,52235	0,0195	0,55436	0,01947	0,29266	0,0195	0,55436	2026
	0006	0,0195	0,52235	0,0195	0,55436	0,0195	0,55436	0,0195	0,55436	2026
	0008									2026
	0014	0,2667	6,525	0,2667	6,6322	0,2667	6,0365	0,2667	6,6322	2026
	0015	0,3755	0,4012	0,3755	0,4012	0,3755	0,4012	0,3755	0,4012	2026
	0016	0,3755	0,1719	0,3755	0,1719	0,3755	0,1719	0,3755	0,1719	2026
	0017	0,3755	0,1146	0,3755	0,1146	0,3755	0,1146	0,3755	0,1146	2026
	0018	0,00032	0,01001	0,0003	0,01001	0,00032	0,01001	0,0003	0,01001	2026
Всего по загрязняю- щему веществу:		1,72265	10,0173	1,72263	10,29577	1,72262	9,43837	1,72263	10,29577	2026
(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	0,28436	0,04715	0,30179	0,04715	0,30179	0,04715	0,30179	2026
	0004	0,00317	0,08488	0,00317	0,09008	0,00316	0,04756	0,00317	0,09008	2026
	0006	0,00317	0,08488	0,00317	0,09008	0,00317	0,09008	0,00317	0,09008	2026
	0008									2026
	0014	0,0433	1,0603	0,0433	1,0777	0,0433	0,9809	0,0433	1,0777	2026
	0015	0,061	0,0652	0,061	0,0652	0,061	0,0652	0,061	0,0652	2026
	0016	0,061	0,0279	0,061	0,0279	0,061	0,0279	0,061	0,0279	2026
	0017	0,061	0,0186	0,061	0,0186	0,061	0,0186	0,061	0,0186	2026
	0018	0,0000516	0,00163	0,00005	0,00163	0,0000516	0,00163	0,00005	0,00163	2026

сего по загрязняющему веществу:		0,2798416	1,62775	0,27984	1,67298	0,2798316	1,53366	0,27984	1,67298	2026
(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	0,10937	0,01889	0,11607	0,01889	0,11607	0,01889	0,11607	2026
	0008									2026
	0014	0,0023	0,0544	0,0023	0,0553	0,0023	0,0503	0,0023	0,0553	2026
	0015	0,0244	0,0251	0,0244	0,0251	0,0244	0,0251	0,0244	0,0251	2026
	0016	0,0244	0,0107	0,0244	0,0107	0,0244	0,0107	0,0244	0,0107	2026
	0017	0,0244	0,0072	0,0244	0,0072	0,0244	0,0072	0,0244	0,0072	2026
	0018	0,000029	0,009	0,000029	0,009	0,000029	0,009	0,000029	0,009	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,094419	0,21577	0,094419	0,22337	0,094419	0,21837	0,094419	0,22337	2026
(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	0,27342	0,04533	0,29018	0,04533	0,29018	0,04533	0,29018	2026
	0015	0,0587	0,0627	0,0587	0,0627	0,0587	0,0627	0,0587	0,0627	2026
	0016	0,0587	0,0269	0,0587	0,0269	0,0587	0,0269	0,0587	0,0269	2026
	0017	0,0587	0,0179	0,0587	0,0179	0,0587	0,0179	0,0587	0,0179	2026
	0018	0,0007	0,0212	0,0007	0,0212	0,0007	0,0212	0,0007	0,0212	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,22213	0,40212	0,22213	0,41888	0,22213	0,41888	0,22213	0,41888	2026
(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	1,42178	0,23422	1,50893	0,23422	1,50893	0,23422	1,50893	2026
	0004	0,01147	0,30718	0,01147	0,32601	0,01146	0,17226	0,01147	0,32601	2026
	0006	0,01147	0,30718	0,01147	0,32601	0,01147	0,32601	0,01147	0,32601	2026
	0008									2026
	0014	0,3444	8,4825	0,3444	8,6219	0,3444	7,8474	0,3444	8,6219	2026
	0015	0,3031	0,326	0,3031	0,326	0,3031	0,326	0,3031	0,326	2026
	0016	0,3031	0,1397	0,3031	0,1397	0,3031	0,1397	0,3031	0,1397	2026
	0017	0,3031	0,0931	0,3031	0,0931	0,3031	0,0931	0,3031	0,0931	2026
	0018	0,0016	0,0502	0,0016	0,0502	0,0016	0,0502	0,0016	0,0502	2026

Всего по загрязняющему веществу:		1,51246	11,12764	1,51246	11,39185	1,51245	10,4636	1,51246	11,39185	2026
(0410) Метан (727*)										
Организованные источники										
Скважина №50	0004	0,01147	0,30718	0,01147	0,32601	0,01146	0,17226	0,01147	0,32601	2026
	0006	0,01147	0,30718	0,01147	0,32601	0,01147	0,32601	0,01147	0,32601	2026
	0008									2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,02294	0,61436	0,02294	0,65202	0,02293	0,49827	0,02294	0,65202	2026
(0415) Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)										
Организованные источники										
Скважина №50	0005	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	2026
	0007	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	4,0707	0,0039	2026
	0009	0,11375	0,842	0,11375	0,87476	0,11375	0,8364	0,11375	0,87476	2026
	0010	0,11375	0,842	0,11375	0,87476	0,11375	0,8364	0,11375	0,87476	2026
	0011	0,51187	1,13669	0,51187	1,18092	0,51187	1,12914	0,51187	1,18092	2026
	0012	0,00584	0,00262	0,00584	0,00314	0,00584	0,00314	0,00584	0,00314	2026
	0013	8,2923	4,3908	8,2923	4,56163	8,2923	4,36164	8,2923	4,56163	2026
Неорганизованные источники										
	6001	0,01308	0,35038	0,01308	0,37185	0,01308	0,37185	0,01308	0,37185	2026
	6002	0,05444	0,36453	0,05444	0,38687	0,05444	0,38687	0,05444	0,38687	2026
	6003	0,01926	0,51592	0,01926	0,54754	0,01926	0,54754	0,01926	0,54754	2026
	6004	0,01156	0,3097	0,01156	0,32868	0,01156	0,32868	0,01156	0,32868	2026
	6005	0,00943	0,25253	0,00943	0,26801	0,00943	0,26801	0,00943	0,26801	2026
	6007	0,0172	0,4607	0,0172	0,489	0,0172	0,489	0,0172	0,489	2026
Газопровод	6101			0,004	0,0049	0,004	0,0049	0,004	0,0049	2026
Всего по загрязняющему веществу:		17,30388	9,47567	17,30788	9,89986	17,30788	9,57137	17,30788	9,89986	2026
(0416) Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)										
Организованные источники										
Скважина №50	0009	0,04204	0,31116	0,04204	0,32327	0,04204	0,3091	0,04204	0,32327	2026
	0010	0,04204	0,31116	0,04204	0,32327	0,04204	0,3091	0,04204	0,32327	2026
	0011	0,18916	0,42007	0,18916	0,43641	0,18916	0,41728	0,18916	0,43641	2026

	0012	0,00216	0,00097	0,00216	0,00116	0,00216	0,00116	0,00216	0,00116	2026
	0013	3,06445	1,62263	3,06445	1,68577	3,06445	1,61186	3,06445	1,68577	2026
Неорганизованные источники										
	6002	0,00112	0,00747	0,00112	0,00793	0,00112	0,00793	0,00112	0,00793	2026
	6003	0,00712	0,19066	0,00712	0,20234	0,00712	0,20234	0,00712	0,20234	2026
	6004	0,00427	0,11445	0,00427	0,12147	0,00427	0,12147	0,00427	0,12147	2026
	6005	0,00043	0,01151	0,00043	0,01221	0,00043	0,01221	0,00043	0,01221	2026
Газопровод	6101			0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	2026
Всего по загрязняющему веществу:		3,35279	2,99008	3,35299	3,11403	3,35299	2,99265	3,35299	3,11403	2026
(0602) Бензол (64)										
Организованные источники										
Скважина №50	0009	0,00055	0,00406	0,00055	0,00422	0,00055	0,00404	0,00055	0,00422	2026
	0010	0,00055	0,00406	0,00055	0,00422	0,00055	0,00404	0,00055	0,00422	2026
	0011	0,00247	0,00549	0,00247	0,0057	0,00247	0,00545	0,00247	0,0057	2026
	0012	0,00003	0,00001	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	0,00003	0,00002	2026
	0013	0,04002	0,02119	0,04002	0,02202	0,04002	0,02105	0,04002	0,02202	2026
Неорганизованные источники										
	6003	0,000093	0,00249	0,000093	0,00264	0,000093	0,00264	0,000093	0,00264	2026
	6004	0,00006	0,00149	0,00006	0,00159	0,00006	0,00159	0,00006	0,00159	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,043773	0,03879	0,043773	0,04041	0,043773	0,03883	0,043773	0,04041	2026
(0616) Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)										
Организованные источники										
Скважина №50	0009	0,00017	0,00128	0,00017	0,00133	0,00017	0,00127	0,00017	0,00133	2026
	0010	0,00017	0,00128	0,00017	0,00133	0,00017	0,00127	0,00017	0,00133	2026
	0011	0,00078	0,00172	0,00078	0,00179	0,00078	0,00171	0,00078	0,00179	2026
	0012	0,00001	0,000004	0,00001	0,000005	0,00001	0,000005	0,00001	0,000005	2026
	0013	0,01258	0,00666	0,01258	0,00692	0,01258	0,00662	0,01258	0,00692	2026
Неорганизованные источники										
	6003	0,000029	0,00078	0,000029	0,00083	0,000029	0,00083	0,000029	0,00083	2026
	6004	0,00002	0,00047	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	0,00002	0,0005	2026
	6006	0,06184	1,25449	0,06184	1,33138	0,06184	1,33138	0,06184	1,33138	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,075599	1,266684	0,075599	1,344085	0,075599	1,343585	0,075599	1,344085	2026

(0621) Метилбензол (349)
Организованные источники

Скважина №50	0009	0,00035	0,00255	0,00035	0,00265	0,00035	0,00254	0,00035	0,00265	2026
	0010	0,00035	0,00255	0,00035	0,00265	0,00035	0,00254	0,00035	0,00265	2026
	0011	0,00155	0,00345	0,00155	0,00358	0,00155	0,00343	0,00155	0,00358	2026
	0012	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001	0,00002	0,00001	2026
	0013	0,02516	0,01332	0,02516	0,01384	0,02516	0,01323	0,02516	0,01384	2026

Неорганизованные источники

	6003	0,000058	0,00157	0,000058	0,00166	0,000058	0,00166	0,000058	0,00166	2026
	6004	0,00004	0,00094	0,00004	0,001	0,00004	0,001	0,00004	0,001	2026

Всего по загрязняющему веществу:

		0,027528	0,02439	0,027528	0,02539	0,027528	0,02441	0,027528	0,02539	
--	--	----------	---------	----------	---------	----------	---------	----------	---------	--

(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)
Организованные источники

Скважина №50	0001	0,0000005	0,000003	0,0000005	0,000003	0,0000005	0,000003	0,0000005	0,000003	2026
	0014	4,0E-08	0,0000011	4,0E-08	0,0000011	4,0E-08	0,000001	4,0E-08	0,0000011	2026
	0015	0,0000006	0,0000007	0,0000006	0,0000007	0,0000006	0,0000007	0,0000006	0,0000007	2026
	0016	0,0000006	0,0000003	0,0000006	0,0000003	0,0000006	0,0000003	0,0000006	0,0000003	2026
	0017	0,0000006	0,0000002	0,0000006	0,0000002	0,0000006	0,0000002	0,0000006	0,0000002	2026

Всего по загрязняющему веществу:

		0,00000234	0,0000053	0,00000234	0,0000053	0,00000234	0,0000052	0,00000234	0,0000053	
--	--	------------	-----------	------------	-----------	------------	-----------	------------	-----------	--

(1051) Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)
Неорганизованные источники

Скважина №50	6006	0,00687	0,13939	0,00687	0,14793	0,00687	0,14793	0,00687	0,14793	2026
--------------	------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	------

Всего по загрязняющему веществу:

		0,00687	0,13939	0,00687	0,14793	0,00687	0,14793	0,00687	0,14793	2026
--	--	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	---------	------

(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)
Организованные источники

Скважина №50	0001	0,00453	0,02734	0,00453	0,02902	0,00453	0,02902	0,00453	0,02902	2026
	0014	0,00056	0,013594	0,00056	0,013817	0,00056	0,012576	0,00056	0,013817	2026
	0015	0,0059	0,0063	0,0059	0,0063	0,0059	0,0063	0,0059	0,0063	2026
	0016	0,0059	0,0027	0,0059	0,0027	0,0059	0,0027	0,0059	0,0027	2026
	0017	0,0059	0,0018	0,0059	0,0018	0,0059	0,0018	0,0059	0,0018	2026

Всего по загрязняющему веществу:		0,02279	0,051734	0,02279	0,053637	0,02279	0,052396	0,02279	0,053637	
(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете(10)										
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	0,10956	0,65621	0,10956	0,69643	0,10956	0,69643	0,10956	0,69643	2026
	0014	0,2014	4,8938	0,2014	4,9741	0,2014	4,5274	0,2014	4,9741	2026
	0015	0,1418	0,1504	0,1418	0,1504	0,1418	0,1504	0,1418	0,1504	2026
	0016	0,1418	0,0645	0,1418	0,0645	0,1418	0,0645	0,1418	0,0645	2026
	0017	0,1418	0,043	0,1418	0,043	0,1418	0,043	0,1418	0,043	2026
Н е о р г а н и з о в а н н ы е и с т о ч н и к и										
	6009	0,0318	0,0384	0,0318	0,0384	0,0318	0,0384	0,0318	0,0384	2026
Газопровод	6101			0,0124	0,0152	0,0124	0,0152	0,0124	0,0152	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,76816	5,84631	0,78056	5,98203	0,78056	5,53533	0,78056	5,98203	2026
(2908) Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент,(494)										
Н е 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	6008	0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	2026
Всего по загрязняющему веществу:		0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	0,128	0,0046	2026
Всего по объекту:		25,58383294	43,8425933	25,60041134	45,2668473	25,60037294	42,2822562	25,60041134	45,2668473	
Из них:										
Итого по организованным источникам:		25,21711294	39,8201233	25,21709134	40,9801173	25,21705294	37,9955262	25,21709134	40,9801173	
Итого по неорганизованным источникам:		0,36672	4,02247	0,38332	4,28673	0,38332	4,28673	0,38332	4,28673	

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 2026 г.

Наименование мероприятий	Наименование вещества	N источ выброса на карте схеме объекта	Значение выбросов				Сроки выполнения мероприятий, кв.,год		Затраты на реализацию мероприятий, тыс.тенге	
			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
Проверка технического состояния горелочных устройств	(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0004	0,0195	0,720668	0,0195	0,55436	1кв 2026	4кв 2026		
		0006	0,0195	0,720668	0,0195	0,55436				
	(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0004	0,00317	0,117104	0,00317	0,09008				
		0006	0,00317	0,117104	0,00317	0,09008				
	(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0004	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
		0006	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
	(0410) Метан (727*)	0004	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
		0006	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
Регулирование топливной аппаратуры генератора	(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0001	0,29013	2,414282	0,29013	1,85714	1кв 2026	4кв 2026		
	(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,04715	0,392327	0,04715	0,30179				
	(0328) Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,01889	0,150891	0,01889	0,11607				
	(0330) Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,04533	0,377234	0,04533	0,29018				
	(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		0,23422	1,961609	0,23422	1,50893				
	(0703) Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,0000005	0,0000039	0,0000005	0,000003				
	(1325) Формальдегид (Метаналь) (609)		0,00453	0,037726	0,00453	0,02902				
	(2754) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)		0,10956	0,905359	0,10956	0,69643				
		0004	0,0195	0,720668	0,0195	0,55436				

Планово-предупредительный ремонт печей подогрева нефти	(0301) Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0006	0,0195	0,720668	0,0195	0,55436	1 кв 2026	4 кв 2026		
	(0304) Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0004	0,00317	0,117104	0,00317	0,09008				
		0006	0,00317	0,117104	0,00317	0,09008				
	(0337) Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0004	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
		0006	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
	(0410) Метан (727*)	0004	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
		0006	0,01147	0,423813	0,01147	0,32601				
	В целом по предприятию в результате реализации всех мероприятий:		0,932251	12,98102	0,932251	9,985403				

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 4 квартал 2025 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 3).

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 условий 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 не отрегулированными 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 2026 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 НДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на 2026 г. на месторождении Аккар Северный (Восточный блок)

N источника	Производство, цех, участок.	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Норматив выбросов НДВ		Кем осуществляет контроль	Методика проведения контроля
				г/с	мг/м3		
I. На источниках выбросов							
1	2	3	4	5	6	7	8
0001	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,29013	1602,42891	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,04715	260,4161	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,01889	104,332134	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,04533	250,363983	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,23422	1293,63009	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000005	0,00276157	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,00453	25,0198289	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,10956	605,115332	Экослужба предприятия	Расчетный
0004	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,0195	5341,48026	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,00317	866,927458	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,01147	3143,98376	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метан (727*)	1 раз/квартал	0,01147	3143,98376	Экослужба предприятия	Расчетный
0005	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	4,0707	926978,761	Экослужба предприятия	Расчетный
0006	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,0195	5341,48026	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,00317	866,927458	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,01147	3143,98376	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метан (727*)	1 раз/квартал	0,01147	3143,98376	Экослужба предприятия	Расчетный

0007	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	4,0707	926978,761	Экослужба предприятия	Расчетный
0008	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)				Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)				Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)				Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)				Экослужба предприятия	Расчетный
		Метан (727*)				Экослужба предприятия	Расчетный
0009	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,11375	89304,6615	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,04204	33005,4327	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00055	431,802759	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00017	133,466307	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00035	274,783574	Экослужба предприятия	Расчетный
0010	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,11375	89304,6615	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,04204	33005,4327	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00055	431,802759	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00017	133,466307	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00035	274,783574	Экослужба предприятия	Расчетный
0011	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,51187	401867,051	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,18916	148508,745	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00247	1939,18694	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00078	612,374822	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00155	1216,89868	Экослужба предприятия	Расчетный

0012	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,00584	11789,302	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00216	4360,42677	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бензол (64)	1 раз/квартал	0,00003	60,5614829	Экослужба предприятия	Расчетный
		Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	1 раз/квартал	0,00001	20,187161	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,00002	40,3743219	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	44437,9936	Экослужба предприятия	Расчетный
		Метилбензол (349)	1 раз/квартал	0,02516	88875,9872	Экослужба предприятия	Расчетный
0014	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,2667	242,454545	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,0433	39,3636364	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0023	2,09090909	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3444	313,090909	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,00000004	0,00003636	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,00056	0,50909091	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,2014	183,090909	Экослужба предприятия	Расчетный
0015	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,3755	1413,77931	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,061	229,668543	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0244	91,8674174	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0587	221,00891	Экослужба предприятия	Расчетный

0016	Скважина №50	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3031	1141,18911	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000006	0,00225903	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0059	22,2138427	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,1418	533,885237	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,3755	1413,77931	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,061	229,668543	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0244	91,8674174	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0587	221,00891	Экослужба предприятия	Расчетный
0017	Скважина №50	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3031	1141,18911	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000006	0,00225903	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0059	22,2138427	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,1418	533,885237	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,3755	1413,77931	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,061	229,668543	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,0244	91,8674174	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0587	221,00891	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,3031	1141,18911	Экослужба предприятия	Расчетный
		Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1 раз/квартал	0,0000006	0,00225903	Экослужба предприятия	Расчетный
		Формальдегид (Метаналь) (609)	1 раз/квартал	0,0059	22,2138427	Экослужба предприятия	Расчетный
		Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C) (10)	1 раз/квартал	0,1418	533,885237	Экослужба предприятия	Расчетный

0018	Скважина №50	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал	0,00032	9,5655273	Экослужба предприятия	Расчетный
		Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1 раз/квартал	0,0000516	1,54244127	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал	0,000029	0,86687591	Экослужба предприятия	Расчетный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал	0,0007	20,9245909	Экослужба предприятия	Расчетный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал	0,0016	47,8276362	Экослужба предприятия	Расчетный
6001	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,01308		Экослужба предприятия	Расчетный
6002	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,05444		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00112		Экослужба предприятия	Расчетный
6003	Скважина №50	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,01926		Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,00712		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	0,06184		Экослужба предприятия	Расчетный

		Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт) (469)	1 раз/квартал	0,00687		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	0,0318		Экослужба предприятия	Расчетный
6101	Газопровод	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал	0,004	3140,3837	Экослужба предприятия	Расчетный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал	0,0002	157,019185	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	0,0124	9735,18948	Экослужба предприятия	Расчетный
II. На контрольных точках (постах)							
1	4131/9583	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал		0,0139	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал		0,0003	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал		0,0079	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал		0,5976	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Метан (727*)	1 раз/квартал		6,6002	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал		8,5067	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
2	3631/5162	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал		0,1506	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал		0,0113	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал		0,0333	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал		0,7223	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Метан (727*)	1 раз/квартал		6,6021	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал		11,349	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный

3	7536/7108	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал		0,0164	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал		0,0004	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал		0,0083	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал		0,6001	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Метан (727*)	1 раз/квартал		6,6002	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал		8,5802	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	1 раз/квартал		0,0805	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
4	6177/3917	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	1 раз/квартал		0,0315	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	1 раз/квартал		0,0012	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	1 раз/квартал		0,0109	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	1 раз/квартал		0,6143	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Метан (727*)	1 раз/квартал		6,6005	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный
		Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	1 раз/квартал		9,083	Аккредитованная лаборатория	Инструментальный

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	4131	9583	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	177	1,52	0,01389
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	177	1,52	0,00122
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	177	1,5	0,00031
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	178	1,5	0,00786
			Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	177	1,51	0,59759
			Метан (727*)	176	1,54	6,60016
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	175	24	8,50672
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	175	24	0,05618
			Бензол (64)	175	24	0,00061
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	175	24	0,00019
			Метилбензол (349)	175	24	0,00038
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	177	1,51	5,75E-09
			Формальдегид (Метаналь) (609)	177	1,52	0,00011
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	177	1,52	0,00283
2	3631	5162	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	87	11,66	0,1506
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	87	11,78	0,02314
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	87	1,5	0,01131
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	87	11,53	0,03325
			Углерод оксид (Оксись углерода, Угарный газ) (584)	87	10,86	0,72233
			Метан (727*)	87	16,54	6,60213
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	88	24	11,34872
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	88	24	0,81142
			Бензол (64)	89	24	0,00869
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	89	24	0,00273
			Метилбензол (349)	89	24	0,00548
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	88	1,5	0,0000002305
			Формальдегид (Метаналь) (609)	88	11,7	0,0021
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	88	13,98	0,05702
3	7536	7108	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	239	1,51	0,01643

			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	239	1,51	0,00162
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	239	1,35	0,00044
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	239	1,5	0,0083
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	238	1,51	0,60011
			Метан (727*)	238	24	6,60022
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	236	24	8,58024
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	238	24	0,08051
			Бензол (64)	237	24	0,00088
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	237	24	0,00028
			Метилбензол (349)	237	24	0,00055
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	239	1,51	7,68E-09
			Формальдегид (Метаналь) (609)	239	1,51	0,00015
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	239	1,52	0,00379
4	6177	3917	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	305	1,5	0,03151
			Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	305	1,5	0,00402
			Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	306	1,5	0,00124
			Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	306	1,5	0,0109
			Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	306	1,5	0,61432
			Метан (727*)	308	24	6,60054
			Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	308	24	9,08301
			Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	307	24	0,2194
			Бензол (64)	307	24	0,0024
			Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	307	24	0,00075
			Метилбензол (349)	307	24	0,00151
			Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	305	1,5	1,946E-08
			Формальдегид (Метаналь) (609)	305	1,51	0,00037
			Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	305	1,51	0,0097

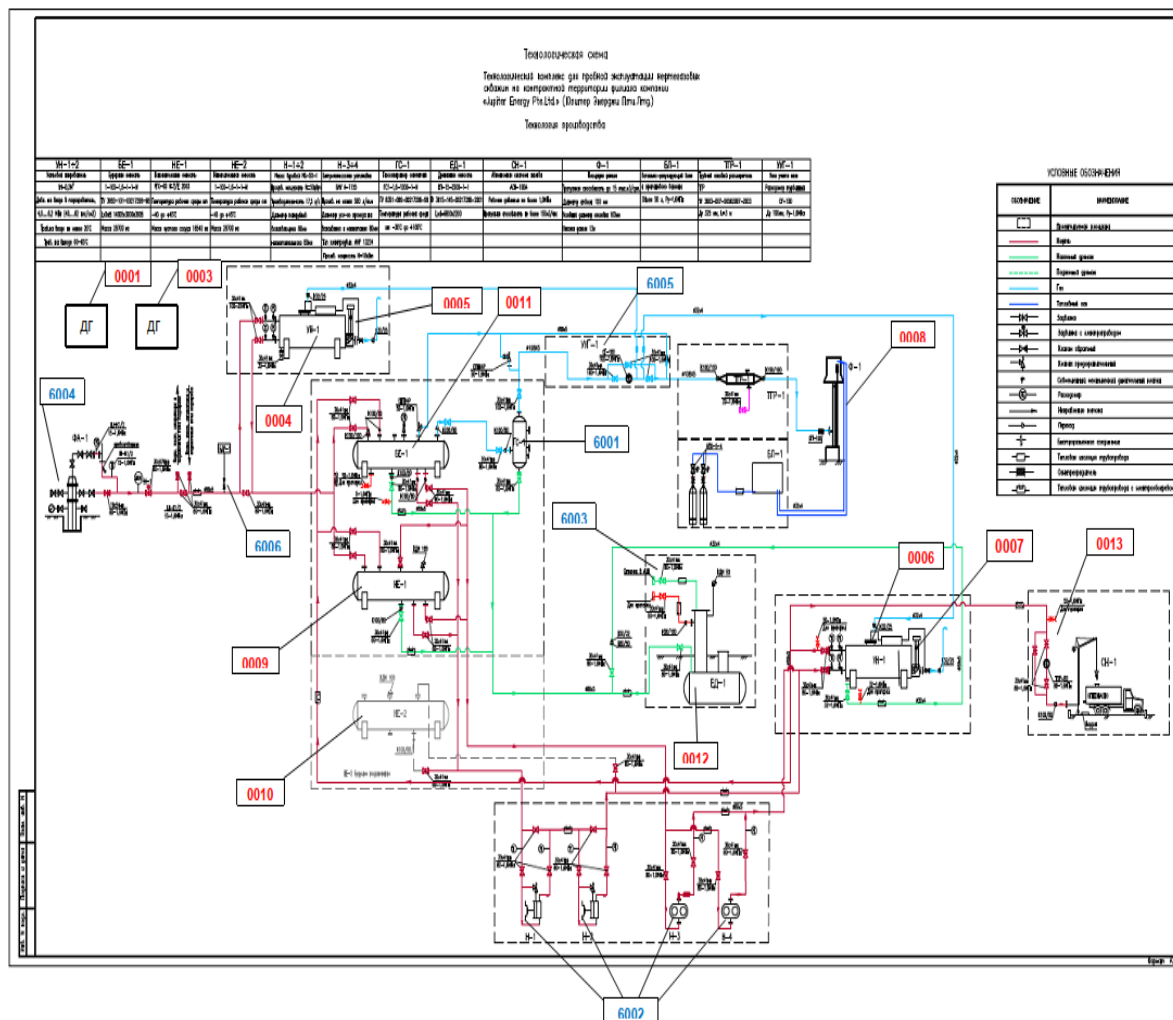
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

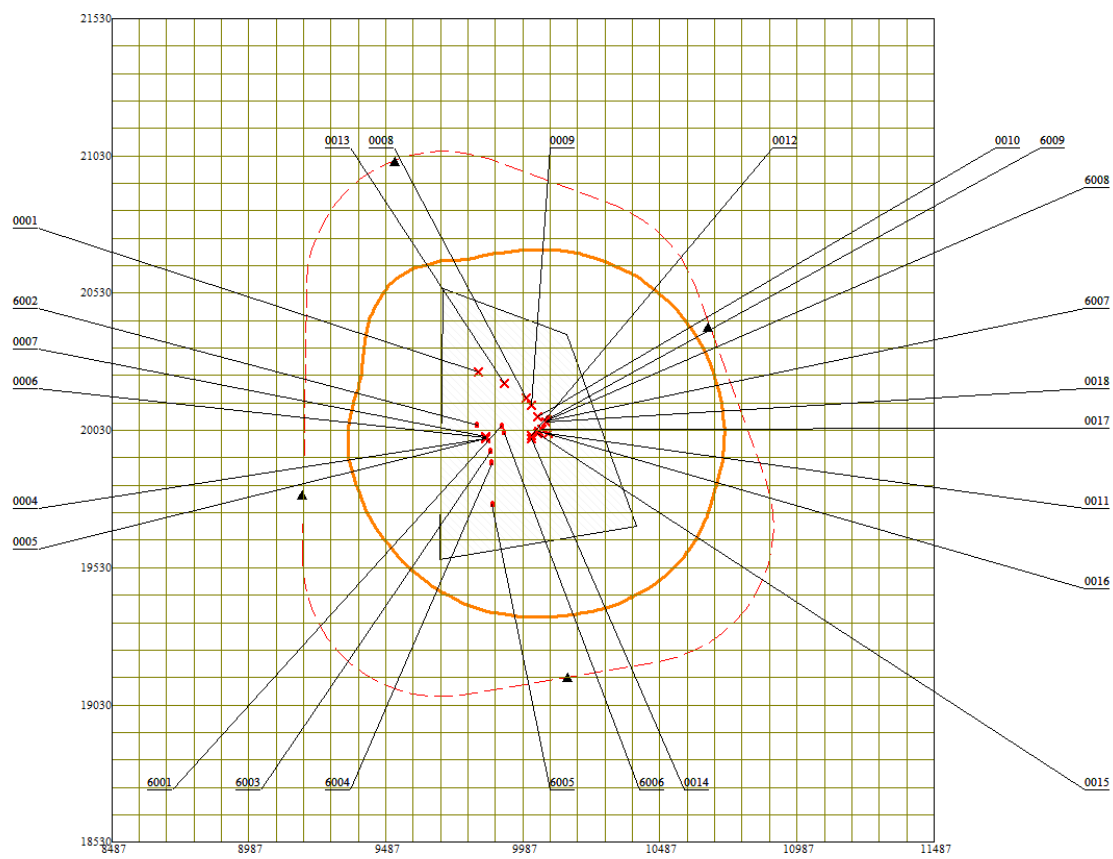
1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02.01.2021 года № 400-VI.
2. Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. (утв. приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10.03.2021 № 63.
3. Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий, утверждена приказом Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
4. «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.
5. 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».
6. «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.
7. 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».
8. «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.
9. 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».
10. Приказ Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 8 апреля 2009 года № 68-п «Об утверждении Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду».
11. РНД 211.2.02.09-2004 г. Астана 2005 г. «Методическое указание по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров».
12. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок».
13. РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах».
14. РНД 211.2.02.06-2004. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выбросов)».
15. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников (Приложение №8 к приказу МОСНВР РК от 12.06.2014 г. №221-ө).
16. РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2004 г. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов)».
17. РД 39-142-00 «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования».
18. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли, в т.ч. АБЗ. Приложение №12 к приказу Министра ООС РК от 18 апреля 2008 г. № 100-п.
19. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приказ Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Карты-схемы расположения источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на месторождении Аккар Северный (Восточный блок)





Приложение 2

Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2026 г.

2026 г.

№ ИЗА	0001	Наименование источника загрязнения	Скважина №50 Дизель-генератор АЈD-170, 1		
№ ИВ	01	Наименование источника выделения	Труба		
Исходные данные по источнику выбросов					
Количество:		N	1	шт	
Эксплуатационная мощность дизельного привода:		P _э	136	кВт	
Группа СДУ			Б		
Расход топлива:		B	58,04	т/год	
Удельный расход топлива:		bэ	200	г/кВт.ч	
Время работы:		T	7896	ч/год	
Расчет расхода отработанных газов и топлива					
Расход отработанных газов, G _{от} = 8,72*10 ⁻⁶ *bэ*Pэ, кг/с	Температура T _{от} ,K	Плотность газов при 0°С, γ _{от} = 1,31 кг/м ³	Плотность газов при T _{от} (°С), γ _{от} =(1+T _{от} /273), кг/м ³	Объемный расход отработанных газов, Q _{от} =G _{от} /γ _{от} , м ³ /с	
0,237184	450	1,31	0,494647	0,479501	
Расчет выбросов в атмосферу от ДЭС выполнен по РНД 211.2.02.04-2004 "Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в					
Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс ЗВ на единицу полезной работы СДУ	Выброс ЗВ приходящийся на 1	Максимально- разовый выброс ЗВ	Валовый выброс ЗВ
		ei, г/кВт.ч	qi ,г/кг топлива	Мсек, г/с	Mгод=qi*Bгод/1000
0337	Оксид углерода (СО)	6,2	26	0,23422	1,50893
2754	Углеводороды (СН)	2,90	12,00	0,10956	0,69643
0328	Сажа (С)	0,50	2,00	0,01889	0,11607
0330	Сернистый ангидрид (SO2)	1,2	5	0,04533	0,29018
1325	Формальдегид (CH2O)	0,120	0,50	0,00453	0,02902
0703	Бенз(а)пирен	0,0000120	0,0000550	0,0000005	0,000003
	Оксиды азота (NOx)	9,6	40	0,36267	2,32142
0301	Диоксид азота (NO2), (%)		80	0,29013	1,85714
0304	Оксид азота (NO), (%)		13	0,04715	0,30179

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от устьевого нагревателя УН-0,2

Источник № 0004

№	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет				Кол-во
п.п.									
1	2	3	4	5	6				7
1	Исходные данные:								
1.1	Тепловая мощность печи		Гкал/ч	0,2					
1.2	Диаметр трубы	d	м	0,325					
1.3	Высота трубы	H	м	6,8					
1.4	Расход топливного газа	Q	м³/час	25,0					
1.5	Расход газа	Q	м³/год	197400					
1.6	Удельный вес газа	ρ	кг/м³	1,101					
1.7	Число горелок		шт	1					
1.8	Массовая доля жидкого топлива	b		0					
1.9	Время работы		час/год	7896					
2	Расчет:								
2.1	Расчетная теплопроизводительность печи	Q _p	МДж/час	0,2 * 4,19 * 1000					838
2.2	Расход газа на печь	B	кг/час	197400 * 1,1010 / 7896					27,53
2.3	Оксид углерода и метан : $P_{CH_4} = P_{CO} = 1.5 * B * 10^{-3}$	P _{CH₄} , P _{CO}	кг/час г/с т/год	1,5 * 27,53 / 1000 0,0413 * 1000 / 3600 0,0413 * 7896 / 1000					0,041288 0,01147 0,32601
2.4	Диоксид азота : $P_{NOx} = V * C_{NOx}$	P _{NO₂}	кг/час г/с т/год	356,1 * 0,0002 * 0,8 0,0702 * 1000 / 3600 0,0702 * 7896 / 1000					0,070208 0,01950 0,55436
		P _{NO}	кг/час г/с т/год	356,1 * 0,0002 * 0,13 0,0114 * 1000 / 3600 0,0114 * 7896 / 1000					0,011409 0,00317 0,09008
2.5	Объем продуктов сгорания : $V_g = 7.84 * \alpha * B * \varepsilon$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7) энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)	V _г	м³/ч м³/с	7,84 * 1,1 * 27,53 * 1,50 356,06 / 3600					356,06 0,09891
		α							1,1
		ε							1,5
2.6	Концентрация оксидов азота в пересчете на NO _x : $C_{NOx} = 1.073 / (180 + 60b) * Q_{\phi} /$ $Q_p * \alpha^{0.5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	1,073 * 180 * 1,4 * 1,05 * 0,84 * 0,000001					0,0002
2.7	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\phi} = 29.4 * \varepsilon * B / n$	Q _ф	МДж/час	29,4 * 1,50 * 27,53 / 1					1214
2.8	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V _{сг} /V _г Q _ф / Q _p		1214 / 838					0,84 1,4
2.9	Средняя скорость газовой смеси $w = (4 * V_r) / (3.14 * d^2)$	w	м/с	(4 * 0,09891) / (3,14 * 0,11)					1,19

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы 1996 г., утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004.

Расчет объема выброса ВЗВ от продувочной свечи устьевого нагревателя УН-0,2

Источник № 0005

№п.п	Наименование, формула	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление газа в газопроводе	P _а	МПа	0,196		
1.2	Среднегодовая температура газа в трубе	T	К	293		
1.3	Коэффициент сжимаемости газа	z		0,98		
1.4	Диаметр свечи	d	м	0,015		
1.5	Площадь сечения свечи	S	м ²	0,000177		
1.6	Продолжительность одной продувки	τ	с	240		
1.7	Плотность газа	ρ	кг/м ³	1,101		
1.8	Периодичность проведения операций	n	в год	4		
2	Расчет:					
2.1	Секундный выброс газа в атмосферу при одной продувке:	V _г	м ³	3018,360	$0,0002 \cdot 0,196 \cdot 240 \cdot 4 / 293 / 0,980 + 3,2$	3,5493
		V _г	м ³ /с	3,5493	$3,5493 / 240 / 4$	0,0037
	$V_z = B \cdot \frac{f \cdot P_{cp} \cdot \tau \cdot n}{T \cdot z} + C_k$					
	Экспериментальный коэффициент	C _к	м ³			3,2
2.2	Переводной коэффициент	K	м ³ К/МПа*с			3018,36
2.3	Весовое количество газа, срабатываемое в атмосферу: углеводороды C ₁ -C ₅ :	M _г	г/с	0,0037	$1 \cdot 1000$	4,0707
	$M_g = V_g (m^3/c) \cdot \rho \cdot 10^3$	M _г	т/год	4,0707	$240 \cdot 4 / 1000000$	0,0039
2.4	Средняя скорость выхода газа из свечи: $w = V/S$	w	м/с	0,0037	$0,0002$	20,9327
2.5	Концентрация газа в свече: $C = M_{г(г/с)} \cdot 10^3 / V_g$	C	мг/м ³	4,0707	$1000 / 0,0037$	1101000

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа» Приложение № 1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-п

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от устьевого нагревателя УН-0,2 (циркуляционный)

Источник № 0006

№ п.п.	Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет	Кол-во
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Тепловая мощность печи		Гкал/ч	0,2		
1.2	Диаметр трубы	d	м	0,325		
1.3	Высота трубы	H	м	6,8		
1.4	Расход топливного газа	Q	м³/ч	25,0		
1.5	Расход газа	Q	м³/год	197400		
1.6	Удельный вес газа		кг/м³	1,101		
1.7	Число горелок		шт	1		
1.9	Массовая доля жидкого топлива	b		0		
1.10	Время работы		ч/год	7896,0		
2	Расчет:					
2.1	Расчетная теплопроизводительность I	Q_p	МДж/час	$0,2 * 4,19 * 1000$		838
2.2	Расход газа на печь	B	кг/час	$197400 * 1,1 / 7896$		27,53
2.3	Оксид углерода и метан : $I = P_{CO} = 1,5 * B * 10^{-3}$		кг/час	$1,5 * 28 / 1000$		0,041288
			г/с	$0,0413 * 1000 / 3600$		0,01147
			т/год	$0,0413 * 7896 / 1000$		0,32601
2.4	Диоксид азота : $I = V_r * C_{NOx}$	P_{NO2}	кг/час	$356,1 * 0,0002 * 0,8$		0,070208
			г/с	$0,0702 * 1000 / 3600$		0,01950
			т/год	$0,0702 * 7896 / 1000$		0,55436
		P_{NO}	кг/час	$356,1 * 0,0002 * 0,13$		0,011409
			г/с			0,00317
			т/год			0,09008
2.5	Объем продуктов сгорания : $7,84 * a * B * \Xi$, где коэф.избытка воздуха в уходящих дымовых газах (табл.2.2, стр.7) энергетический эквивалент природного газа (табл.5.1, стр.104)	V_r	м³/ч м³/с	$7,84 * 1,1 * 27,53 * 1,50$ $356,06 / 3600$		356,06 0,09891
2.6	Концентрация оксидов азота рассчете на NO _x : $I = 1,073(180+60b) * Q_{\Phi} /$ $a^{0,5} * V_{cr} / V_r * 10^{-6}$		кг/м³	$1,073 * 180 * 1,4 * 1,05 * 0,8 * 0,000001$		0,0002
2.7	Фактическая средняя теплопроизводительность одной форсунки $Q_{\Phi} = 29,4 * \Xi * B / n$	Q_{Φ}	МДж/час	$29,4 * 1,50 * 28 / 1$		1214
2.8	Объем сухих продуктов сгорания для природного газа (принимается по таблице 5.1)	V_{cr} / V_r Q_{Φ} / Q_p		$1214 / 838$		0,84 1,4
2.9	Средняя скорость газозвдушной смеси $I * V_r / (3,14 * d^2)$	w	м/с	$(4 * 0,0989) / (3,14 * 0,11)$		1,1929

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы 1996 г., утвержден приказом Министра ООС от 24.02.2004.

Расчет объема выброса ВЗВ от Продувочной свечи устьевого нагревателя УН-0,2 (циркуляционный)

Источник №0007

№п.п	Наименование, формула	Обозначен.	Един.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1	Исходные данные:					
1.1	Давление газа в газопроводе	P _a	МПа	0,196		
1.2	Среднегодовая температура газа в трубе	T	К	293		
1.3	Коэффициент сжимаемости газа	z		0,98		
1.4	Диаметр свечи	d	м	0,015		
1.5	Площадь сечения свечи	S	м ²	0,000177		
1.6	Продолжительность одной продувки	t	с	240		
1.7	Плотность газа	p	кг/м ³	1,101		
1.8	Периодичность проведения операций	n	в год	4		
2	Расчет:					
2.1	Секундный выброс газа в атмосферу при одной продувке:	V _r	м ³	3018,360	$3018,360 \cdot \sqrt[4]{0,0002} \cdot \sqrt[4]{0,196} \cdot \sqrt[4]{240} \cdot \sqrt[4]{293} / \sqrt[4]{0,980} + 3,2$	3,5493
	$V_r = B^* \frac{f^* P^* t^* n}{T^* z} + Ck$	V _r	м ³ /с	3,5493	$3,5493 / \sqrt[4]{240} / \sqrt[4]{4}$	0,0037
	Экспериментальный коэффициент	Ск	м ³			3,2
2.2	Переводной коэффициент	K	м ³ К/МПа*с			3018,360
2.3	Весовое количество газа, сжигаемое в атмосферу: углеводороды C ₁ -C ₅ : $M_r = V_r (\text{м}^3/\text{с}) \cdot \rho \cdot 10^3$	M _r	г/с	0,0037	$0,0037 \cdot 1,101 \cdot 1000$	4,0707
		M _r	т/год	4,0707	$4,0707 \cdot 240 \cdot 4 / 1000000$	0,0039
2.4	Средняя скорость выхода газа из свечи: $w = V/S$	w	м/с	0,0037	$0,0037 / 0,0002$	20,9327
2.5	Концентрация газа в свече: $C = M_r (\text{г/с}) \cdot 10^3 / V_r$	C	мг/м ³	4,0707	$4,0707 \cdot 1000 / 0,0037$	1101000

«Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа» Приложение №1 к приказу Министра ОСиВР РК от 12.06.2014г. №221-п

Источник № 0009 Накопительная емкость HE-1

Объем добычи нефти на 2025 г.:	т/год	2617,0
	м ³ /год	3187,19
Плотность нефти	т/м ³	0,8211
Количество емкостей	шт.	1
Объем одной емкости	м ³	60
Расчет выбросов из емкостей производится согласно "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров". РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2004 г.		
Максимальные выбросы рассчитываются по формуле:		
$M = 0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_v^{\max} \times 10^{-4}, \text{ г/с}$		
Валовые выбросы рассчитываются по формуле:		
$G = 0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{об} \times B \times (10^{-7} \times P_{ж}), \text{ т/год}$		
$K_t^{\min}$ - опытные коэффициенты (Приложение 7)		0,91
$K_t^{\max}$ - опытные коэффициенты (Приложение 7)		1,1
K_p^{cp} - опытные коэффициенты (Приложение 8)		0,7
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты (Приложение 8)		1
P_{38} - давление насыщенных паров нефти при температуре 38°C	мм.рт.ст	54
m - молекулярная масса паров жидкости (Приложение 5)		81
$V_v^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки	м ³ /час	2
K_B - опытный коэффициент (Приложение 9)		1
оборачиваемость резервуаров		53
$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости (Приложение 10)		2,0
$P_{ж}$ - плотность жидкости	т/м ³	0,8211
B - количество жидкости, закачиваемое в 1 резервуар в течении года	т/год	2617,0
	м ³ /год	3187,19
Выбросы углеводородов (суммарные)	$M_{\text{сек}}$	0,15685
	$G_{\text{год}}$	1,15334

Состав выбросов - сырая нефть (Приложение 14)

Определяемый параметр	Углеводороды предельные		Непредельные углеводороды (по амилаенам)	Бензол	Толуол	Ксилол	Сероводород
	C1-C5	C6-C10					
C_i мас%	72,52	26,8	-	0,35	0,22	0,11	-
M , г/сек	0,11375	0,04204		0,00055	0,00035	0,00017	
G , т/год	0,83640	0,30910		0,00404	0,00254	0,00127	

Источник № 0010 Накопительная емкость HE-2

Объем добычи нефти на 2025 г.:	т/год	2617,0
	м ³ /год	3187,19
Плотность нефти	т/м ³	0,8211
Количество емкостей	шт.	1
Объем одной емкости	м ³	60
Расчет выбросов из емкостей производится согласно "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров". РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2004 г.		
Максимальные выбросы рассчитываются по формуле:		
$M = 0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_v^{\max} \times 10^{-4}, \text{ г/с}$		
Валовые выбросы рассчитываются по формуле:		
$G = 0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{cp}} \times K_{об} \times B \times (10^{-7} \times P_{ж}), \text{ т/год}$		
$K_t^{\min}$ - опытные коэффициенты (Приложение 7)		0,91
$K_t^{\max}$ - опытные коэффициенты (Приложение 7)		1,1
K_p^{cp} - опытные коэффициенты (Приложение 8)		0,7
$K_p^{\max}$ - опытные коэффициенты (Приложение 8)		1
P_{38} - давление насыщенных паров нефти при температуре 38°C	мм.рт.ст	54
m - молекулярная масса паров жидкости (Приложение 5)		81
$V_v^{\max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки	м ³ /час	2
K_B - опытный коэффициент (Приложение 9)		1
оборачиваемость резервуаров		53
$K_{об}$ - коэффициент оборачиваемости (Приложение 10)		2,0
$P_{ж}$ - плотность жидкости	т/м ³	0,8211
B - количество жидкости, закачиваемое в 1 резервуар в течении года	т/год	2617,0
	м ³ /год	3187,19
Выбросы углеводородов (суммарные)	$M_{\text{сек}}$	0,15685
	$G_{\text{год}}$	1,15334

Состав выбросов - сырая нефть (Приложение 14)

Определяемый параметр	Углеводороды предельные		Непредельные углеводороды (по амилаенам)	Бензол	Толуол	Ксилол	Сероводород
	C1-C5	C6-C10					
C_i мас%	72,52	26,8	-	0,35	0,22	0,11	-
M , г/сек	0,11375	0,04204		0,00055	0,00035	0,00017	
G , т/год	0,83640	0,30910		0,00404	0,00254	0,00127	

Источник № 0011 Буферная емкость БЕ-1

Объем добычи нефти	т/год	5234,0
	м ³ /год	6374,38
Плотность нефти	т/м ³	0,8211
Количество емкостей	шт.	1
Объем одной емкости	м ³	10

Расчет выбросов из емкостей производится согласно "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров". РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2004 г.

Максимальные выбросы рассчитываются по формуле:

$$M = 0.163 \times P_{38} \times m \times K_t^{\max} \times K_p^{\max} \times K_B \times V_{\text{ч}}^{\max} \times 10^{-4}, \text{ г/с}$$

Валовые выбросы рассчитываются по формуле:

$$G = 0.294 \times P_{38} \times m \times (K_t^{\max} \times K_B + K_t^{\min}) \times K_p^{\text{ср}} \times K_{\text{об}} \times V \times (10^{-7} \times P_{\text{ж}}), \text{ т/год}$$

$K_t^{\min}$	опытные коэффициенты (Приложение 7)	0,91	
$K_t^{\max}$		1,1	
$K_p^{\text{ср}}$	опытные коэффициенты (Приложение 8)	0,7	
$K_p^{\max}$		1	
P_{38}	давление насыщенных паров нефти при температуре 38°C	мм.рт.ст	54
m	молекулярная масса паров жидкости (Приложение 5)		81
$V_{\text{ч}}^{\max}$	максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его закачки	м ³ /час	9
K_B	опытный коэффициент (Приложение 9)	1	
	оборачиваемость резервуаров	637	
$K_{\text{ОБ}}$	коэффициент оборачиваемости (Приложение 10)	1,35	
$P_{\text{ж}}$	плотность жидкости	т/м ³	0,8211
V	количество жидкости, закачиваемое в 1 резервуар в течении года	т/год	5234,0
		м ³ /год	6374,38
Выбросы углеводородов (суммарные)		$M_{\text{сек}} =$	0,70583
		$G_{\text{год}} =$	1,55701

Состав выбросов - сырая нефть (Приложение 14)

Определяемый параметр	Углеводороды предельные		Непредельные углеводороды (по	Бензол	Толуол	Ксилол	Сероводород
	C1-C5	C6-C10					
C_i мас%	72,52	26,8	-	0,35	0,22	0,11	-
M , г/сек	0,51187	0,18916		0,00247	0,00155	0,00078	-
G , т/год	1,12914	0,41728		0,00545	0,00343	0,00171	-

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от дренажной емкости
Источник №0012

№	Наименование	Обозн.	Един. изм.	Кол-во	Результат
1	2	3	4	5	6
1	Исходные данные:				
1.1	Название продукта: нефть и подтоварная вода				
1.2	Режим эксплуатации: Мерник				
1.3	Климатическая зона: 3				
1.4	Средство сокращения выбросов: Отсутствует				
1.5	Конструкция резервуара: Заглубленный				
1.6	Категория нефтепродукта	A			
1.7	давление насыщенных паров при минимальной температуре жидкости	P_t^{min}	мм.рт.ст.	118,57	
1.8	давление насыщенных паров максимальной температуре жидкости	P_t^{max}	мм.рт.ст.	390,09	
1.9	Минимальная температура жидкости в резервуаре	$t_{ж}^{min}$	°C	20	
1.10	Максимальная температура жидкости в резервуаре	$t_{ж}^{max}$	°C	50	
1.11	Опытные коэффициенты, приложение 8	K_p^{cp}		0,560	
1.12		K_p^{max}		0,8	
1.13	Число резервуаров	N_p	шт	1	
1.14	Объем резервуара	V_p	м³	8	
1.15	Максимальный объем вытесняемой паровоздушной смеси	$V_{p, max}$	м³/час	2	
1.16	Массовая доля вещества ($X=C_i/100$, где C_i -массовая доля вещества, %)	X_i	%	0,05	
1.17	Молекулярная масса паров жидкости, приложение 5	m	г/моль	83,8	
1.18	Опытный коэффициент, приложение 9	K_v		1	
1.19	Опытный коэффициент, приложение 10	$K_{об}$		2,5	
1.20	Плотность жидкости	$\rho_{ж}$	т/м³	0,8211	
1.21	Количество жидкости, закачиваемое в резервуары в течение года	B	т/год	247,4	
1.22	Годовая оборачиваемость резервуара	n	м³/год	301,272	
1.23	Время работы	t	раз	90	
			ч/год	7896,0	
	2. Расчет:				
2.1	$M_i = \frac{0,445 \times P_t^{max} \times X_i \times K_p^{max} \times K_v \times V_{p, max}}{10^2 \times \sum (X_i : m_i) \times (273 + t_{ж}^{min})}$	M_i	г/с		0,00806
2.2	$G_i = \frac{0,16 \times (P_t^{max} \times K_{об} + P_t^{min}) \times X_i \times K_p^{cp} \times K_v \times B \times \sum (X_i : \rho_i)}{10^4 \times \sum (X_i : m_i) \times (546 + t_{ж}^{min} + t_{ж}^{max})}$	G_i	т/год		0,00433
2.3	Объем газовой смеси определяется 2.2 ОНД-86 $V_1 = V_{ч}^{max} / 3600$	V_1	м³/с		0,0006
2.4	$\omega_k = 4 \times V_1 / \pi \times d^2$	ω_k	м/с		0,0708

Расчет выполнен согласно "Методических указаний по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров" РНД 211.2.02.09-2004.

Состав выбросов (Приложение 14)

Состав выходов (приложение 14)					
Определяемый параметр	Углеводороды		Бензол	Толуол	Ксилол
	C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀			
C, мас%	72,52	26,8	0,35	0,22	0,11
M, г/сек	0,00584	0,00216	0,00003	0,00002	0,00001
G, т/год	0,00314	0,00116	0,00002	0,00001	0,000005

Расчет выбросов ВЗВ в атмосферу от Стояка налива нефти в автоцистерны
Источник №0013

Максимальные выбросы паров нефтепродуктов определяется по формуле: $M = \frac{C_1 \times K_p^{max} \times V_{ч}^{max}}{3600}, \text{ г/с.}$						
Где: M - максимальные (разовые) выбросы паров нефтепродуктов, г/с						11,4345
$V_{ч}^{max}$ - максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемой из резервуара во время его заправки, м³/ч						35
C_1 - концентрация паров нефтепродукта в резервуаре, г/м³, принимается по Приложению 12						1176,12
K_p^{max} - опытные коэффициенты, принимаются по Приложению 8						1,0
Резервуар наземный, м³						30,0
Годовые выбросы (Gзак) паров нефтепродуктов от резервуаров при заправке и хранении рассчитываются по формуле: $G = (Y_{оз} \times B_{оз} + Y_{вл} \times B_{вл}) \times K_p^{max} \times 10^{-6}$, т/год						6,0144
Yоз - средние удельные выбросы из резервуара в осенне-зимний период года, г/т, принимаются по Приложению 12.						967,2
Yвл - средние удельные выбросы из резервуара в весенне-летний периоды года, г/т, принимаются по Приложению 12.						1331,0
Bоз - Количество закачиваемой жидкости, принимаемой в осенне-зимний период года, т						2617,0
Bвл - количество закачиваемой жидкости принимается в весенне-летний (т) период года						2617,0
Состав выбросов - сырая нефть (Приложение 14)						
Определяемый параметр	Углеводороды		Непред. углеводороды (по	Бензол	Толуол	Ксилол
	C1-C5	C6-C10				
C, мас%	72,52	26,8	-	0,35	0,22	0,11
M, г/сек	8,29230	3,06445		0,04002	0,02516	0,01258
G, т/год	4,36164	1,61186		0,02105	0,01323	0,00662

РНД 211.2.02.09-2004 г. "Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров". Астана 2005 г.

Источник №0014 ГПУ - 250 Квт. Аккар Северный скв 50										
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
Исходные данные:										
Мощность агрегата	P	кВт	250,00							
Общий расход топлива	G	т/год	377,281							
Диам. выхлоп. трубы	d	м	0,2							
Высота выхл. трубы	H	м	2,1							
Время работы	T	час/год	7896,0							
Удельный расход топлива	B	кг/час	47,781							
Количество двигателей		шт.	1							
Расчет выбросов ВХВ:										
Согласно справочных данных, значение	e _{со}	час/год	г/кг топл.	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с)						
выбросов для стационар.	e _{NOx}	4,80	20,0	M = (1/3600) * e * P						
дизельн. установок,	e _{сн}	2,9	12,0							
до кап.ремонт.	e _{свсж}	0,033333333	0,1	Валовый выброс i-го вещества (т/г)						
	e _{SO2}	0	0,0	Q = (1/1000) * g * G						
	e _{CH2O}	0,008	0,03333333							
	e _{бензп.}	0,0000006	0,00000275							
Количество выбросов:	M _{со}	г/с		4,96 *	250 *	(1/3600)			0,3444	
	M _{NOx}	г/с		4,8 *	250 *	(1/3600)		*0,8	0,2667	
	M _{NO}	г/с		4,8 *	250 *	(1/3600)		*0,13	0,0433	
	M _{CH}	г/с		2,9 *	250 *	(1/3600)			0,2014	
	M _{саж}	г/с		0,033333 *	250 *	(1/3600)			0,0023	
	M _{SO2}	г/с		0 *	250 *	(1/3600)			0,0000	
	M _{CH2O}	г/с		0,008 *	250 *	(1/3600)			0,00056	
	M _{бензп.}	г/с		6E-07 *	250 *	(1/3600)			0,00000004	
	Q _{со}	т/год		20,8 *	377,281 *	(1/1000)			7,8474	
	Q _{NOx}	т/год		20 *	377,281 *	(1/1000)		*0,8	6,0365	
	Q _{NO}	т/год		20 *	377,281 *	(1/1000)		*0,13	0,9809	
	Q _{CH}	т/год		12 *	377,281 *	(1/1000)			4,5274	
	Q _{саж}	т/год		0,133333 *	377,281 *	(1/1000)			0,0503	
	Q _{SO2}	т/год		0 *	377,281 *	(1/1000)			0,0000	
	Q _{CH2O}	т/год		0,033333 *	377,281 *	(1/1000)			0,012576	
	Q _{бензп.}	т/год		2,75E-06 *	377,281 *	(1/1000)			0,000001	
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стационар. уст.						
				G _{ор} = G _б * (1+1/(f * n * L _э)), где						
				G _б = (1/1000) * (1/3600) * (b * P ₁ * f * n * L _э)						
Удельный расход топлива на эксп. режим двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	191							
Козф.продувки = 1,18	f									
Козф.изб.воздуха = 1,8	n									
Теор.кол-во возд.для сжиг.										
1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топл.								
		кг/с	G _{ор}	8,7200 *	0,000001 *	191,1 *	250		0,4167	
				Объемный расход отгр. газов						
				Q _{ор} = G _{ор} / Y _{ор} , где						
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Y _{ор}	Y _{ор} = Y _о (при t=0°C)/(1+T _{ор} /273), где						0,4345
Удельн.вес отработ.газов при	Y _о	кг/м ³	1,31							
Температура отгр. газов	T _{ор}	°C	550							
		м ³ /с	Q _{ор}	0,4167	/	0,435			0,959	
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка						
				W = 4 * Q _{ор} / nd ²						
		м/с	W	4 *	0,959	/	3,14 *	0,2*0,2	30,536	

Источник №6001. Расчет выбросов ЗВ от газосепаратора

Исходные данные:				Расчетная формула:			
Давление в аппарате	P	6000	гПа	$P = 0,004 \frac{\left(\frac{PV}{1011}\right)^{0,8}}{K_o}$			
Объем аппарата	V	1,82	м³				
Коэффициент зависящий от ср. темп. кипения жидкости	Kg	0,57					
Время работы	T	7896	час/год				
Расчет выбросов углеводородов C1-C5:				Пр	кг/час	0,004(6000 * 1,82 / 1011) ^{0,8} / 0,57	0,04709
					г/с	0,0471 * 1000 / 3600	0,01308
					т/год	0,0471 / 1000 * 7896	0,37185

Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами. Алматы, №61-п от 24.02.2004 г.

Источник № 6002 – Насосы для перекачки нефти, циркуляционный (4 ед.)

Выбросы определены согласно "Методических указаний по определению

Q - удельное выделение загрязняющих веществ, кг/час		0,05
T - годовой фонд времени работы оборудования, час		7896,0
Количество выбросов углеводородов	г/с	0,05556
	т/год	0,39480

Определяемый параметр	Углеводороды	
	C1-C5	C6-C10
C _i мас%	97,9920	2,0080
M, г/сек	0,05444	0,00112
G, т/год	0,38687	0,00793

Неорганизованные источники. Площадка ЗРА, ФС и ПК

$Y_{unj} = g_{Hj} * n_i * x_{Hj} * c_{ji}$, мг/с

где Y_{unj} - суммарная утечка j-го вредного компонента через неподвижные соединения, мг/с;

I - общее количество типов вредных компонентов, содержащихся в неорганизованных выбросах, шт.;

m - общее число видов потоков, создающих неорганизованные выбросы, шт.;

g_{Hj} - величина утечки потока i-го вида через одно фланцевое уплотнение, мг/с

n_i - число неподвижных уплотнений на потоке i-го вида, шт.;

x_{Hj} - доля уплотнений на потоке i-го вида, потерявших герметичность, в долях единицы

c_{ji} - массовая концентрация вредного компонента j-го типа в i-м потоке в долях единицы.

Расчет суммарных утечек углеводородов через неподвижные и подвижные соединения:

№ ист-ка	Наименование оборудования	Вид соединения	К-во п	q		x	T, час/год	Определяемый параметр	Углеводороды		Бензол	Толуол	Ксилол
				н	мг/с	кг/ч			C ₁ -C ₅	C ₆ -C ₁₀			
6003	линий и фонтанной арматуры	ЗРА	20	3,61	0,013	0,365	7896	M, г/с	0,01926	0,00712	0,000093	0,000058	0,000029
		ФС	36	0,11	0,0004	0,05	7896	G, т/год	0,54754	0,20234	0,00264	0,00166	0,00083
6004	Площадка скважины №50	ЗРА	12	3,61	0,013	0,365	7896	M, г/с	0,01156	0,00427	0,00006	0,00004	0,00002
		ФС	23	0,11	0,0004	0,05	7896	G, т/год	0,32868	0,12147	0,00159	0,00100	0,00050
6005	Узел учета газа	ЗРА	6	5,83	0,021	0,293	7896	M, г/с	0,00943	0,00043			
		ФС	12	0,2	0,00072	0,03	7896	G, т/год	0,26801	0,01221			

Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу Министра ООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п)

Источник №6006 Расчет выбросов ЗВ от площадки БДР

№	Наименование	Обозн.	Кол-во	Ед.изм.	Расчетная формула:	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:				$P = 0,004 \left(\frac{PV}{1011} \right)^{0.8} / K\partial,$	
1.2	Давление в аппарате	P	3500	гПа		
1.3	Объем аппарата	V	0,2	м³		
1.4	Коэффициент зависящий от ср. темп. кипения жидкости	Kg	0,28			
1.4	Время работы	T	7896,0	час		
2.1	2. Расчет:					
	Расчет выбросов загрязняющих веществ:	Пр	кг/час	г/с	0,004(3500 * 0,2 / 1011) ^{0.8} / 0,28	0,01065
	изопропиловый спирт	10	%		0,0106 * 1000 / 3600	0,00296
	ксилол	90	%			0,00030
			т/год		0,0106 / 1000 * 7896	0,00266
	изопропиловый спирт	10	%			0,08406
	ксилол	90	%			0,00841
						0,07565

Расчет выбросов ЗВ от насоса дозирочного БДР

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Кол-во	Расчет	Результат
1	2	3	4	5	6	7
1.1	1. Исходные данные:					
1.2	Количество насосов	n	шт	1		
1.2	Время работы	T	час/год	7896		
2.1	2. Расчет:					
	Количество, выбрасываемых в атмосферу от насосной, определяется по следующей формуле:					
	$M_{сек} = Q/3,6$	$M_{сек}$	г/с		0,14 * 1 / 3,6	0,03889
	изопропиловый спирт	10	%			0,00389
	ксилол	90	%			0,03500
	$M_{год} = Q * n * T * 10^{-3}$ (т/год),	$M_{год}$	т/год		0,14 * 1 * 7896 * 0,001	0,63168
	изопропиловый спирт	10	%			0,06317
	ксилол	90	%			0,56851
	удельное кол-во выбросов на единицу технолог. оборудования принимается согласно РНД 211.2.02.09-2004 (т.8.1)	Q	кг/ч	0,08		

Площадка БДР (ЗРА, ФС и ПК)

№	Наименование	Обозн.	Ед.изм.	Расчетная величина утечки	Площадка БДР
1	2	3	4	5	6
1	Исходные данные:				
	Количество выбросов:				
	запорно-регулирующая арматура	Пзд	мг/с	3,61	
	фланцевые соединения	Пфд	мг/с	0,11	
	предохранительные клапана	Ппк	мг/с	24,45	
	Количество зап.-регул. арматуры	пзра	шт		11
	Количество фланцевых соединений	пф	шт		26
	Количество предохранительных клапанов	ппк	шт		2
2	Расчет:				
	$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05 + n_{пк} * P_{пк} * 0,25$		мг/с		26,86215
	изопропиловый спирт 10%		г/с		0,00269
			т/год		0,07636
	$Y = n_{зра} * P_{зра} * 0,365 + n_{ф} * P_{ф} * 0,05 + n_{пк} * P_{пк} * 0,25$		мг/с		26,86215
	ксилол 90%		г/с		0,02418
			т/год		0,68722

Итоговые выбросы от источника №6006:

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Выброс, г/с	Выброс, т/год
1051	Пропан-2-ол (Изопропиловый спирт)	0,00687	0,14793
0616	Ксилол (Диметилбензол)	0,06184	1,33138

Запорно-регулирующая арматура (ЗРА) и фланцевые соединения (ФС)

№ источника	Ингредиент	Вид	n	q	m	T, час	Выбросы ЗВ		
		соединен	ед	кг/ч			Кг/час	г/с	т/год
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11
6007	Газ	ЗРА	10	0,020988	0,293	7896	0,0619	0,0172	0,4890
	УВ С1-С5	ФС	20	0,00072	0,03	7896			

Капитальный ремонт скважин на 2026 г.

Исходные данные										
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
Исходные данные:										
Мощность агрегата	P	кВт	176,0							
Общий расход топлива	G	т/скв/год	12,537							
Диаметр выхлопной тру	d	м	0,2							
Высота выхлопной труб	H	м	4							
Время работы	T	час/год	336,0							
Удельный расход топлив	B	кг/час	37,312							
Количество двигателей		шт.	1							
Расчет выбросов ЗВ:										
Согласно справочных данных, значение	e _{co}	час/год	6,2	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с)						
выбросов для стационар.	e _{NOx}		9,60	M = (1/3600) * e * P						
дизельных установок,	e _{сн}		2,9							
до кап.ремонта	e _{сажа}		0,5	Валовый выброс i-го вещества (т/г)						
	e _{SO2}		1,2	Q = (1/1000) * g * G						
	e _{CH2O}		0,12							
	e бензп.		0,000012							
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 *	176 *	(1/3600)	*0,8	0,3755		
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 *	176 *	(1/3600)	*0,13	0,0610		
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 *	176 *	(1/3600)		0,0244		
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 *	176 *	(1/3600)		0,0587		
	M _{со}	г/с	0337	6,2 *	176 *	(1/3600)		0,3031		
	M бензп.	г/с	0703	1,2E-05 *	176 *	(1/3600)		0,0000006		
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 *	176 *	(1/3600)		0,0059		
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 *	176 *	(1/3600)		0,1418		
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	40 *	12,537 *	(1/1000)	*0,8	0,4012		
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	40 *	12,537 *	(1/1000)	*0,13	0,0652		
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	2 *	12,537 *	(1/1000)		0,0251		
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	5 *	12,537 *	(1/1000)		0,0627		
	Q _{со}	т/скв/год	0337	26 *	12,537 *	(1/1000)		0,3260		
	Q бензп.	т/скв/год	0703	5,5E-05 *	12,537 *	(1/1000)		0,0000007		
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 *	12,537 *	(1/1000)		0,0063		
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	12 *	12,537 *	(1/1000)		0,1504		
Исходные данные:				Расход отработ. газов от стац.диз.уст.						
				G _{ор} = G _в * (1+1/(f * n * L _э)), где						
				G _в = (1/1000) * (1/3600) * (b * P ₁ * f * n * L _э)						
Удельный расход топлив на эксп. реж. двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	212,0							
Коэф.продувки = 1,18	f									
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n									
Теор.кол-во возд.для сжиг.										
1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топ.								
		кг/с	G _{ор}	8,7200 *	1E-06 *	212,0 *	176	0,3254		
				Объемный расход отпр. газов						
				Q _{ор} = G _{ор} / Y _{ор} , где						
				Y _{ор} = Y _о (при t=0°C)/(1+T _{ор} /273), где						0,4627
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Y _{ор}							
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°C	Y _о	кг/м ³	1,31							
Температура отпр. газов	T _{ор}	°C	500							
		м ³ /с	Q _{ор}	0,3254 /	0,463	0,703				
				Скорость выхода ГВС из устья ист-ка						
				W = 4 * Q _{ор} / πd ²						
		м/с	W	4 *	0,703 /	3,14 *	0,2*0,2	22,397		
Список литературы:										
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.										
РНД 211 2.02.04-2004. Астана. 2004 г.										

Источник №0016. Цементировочный агрегат ЦА-320. Дизельный двигатель ЯМЗ-236										
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
Исходные данные:										
Мощность агрегата	P	кВт	176,0							
Общий расход топлива	G	т/скв/год	5,373							
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2							
Высота выхлопной трубы	H	м	4							
Время работы	T	час/год	144,0							
Удельный расход топлива	B	кг/час	37,312							
Количество двигателей		шт.	1							
Расчет выбросов ЗВ:										
Согласно справочных данных, значение	e _{со}	час/год	г/кг топл.	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с)						
выбросов для стационар.	e _{NOx}	9,60	40,0	M = (1/3600) * e * P						
дизельных установок,	e _{сн}	2,9	12,0							
до кап.ремонта	e _{сажа}	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)						
	e _{SO2}	1,2	5,0	Q = (1/1000) * g * G						
	e _{CH2O}	0,12	0,5							
	e бензп.	0,000012	0,000055							
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 *	176	*	(1/3600)	*0,8	0,3755	
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 *	176	*	(1/3600)	*0,13	0,0610	
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 *	176	*	(1/3600)		0,0244	
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 *	176	*	(1/3600)		0,0587	
	M _{со}	г/с	0337	6,2 *	176	*	(1/3600)		0,3031	
	M бензп.	г/с	0703	1,2E-05 *	176	*	(1/3600)		0,0000006	
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 *	176	*	(1/3600)		0,0059	
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 *	176	*	(1/3600)		0,1418	
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	40 *	5,373	*	(1/1000)	*0,8	0,1719	
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	40 *	5,373	*	(1/1000)	*0,13	0,0279	
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	2 *	5,373	*	(1/1000)		0,0107	
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	5 *	5,373	*	(1/1000)		0,0269	
	Q _{со}	т/скв/год	0337	26 *	5,373	*	(1/1000)		0,1397	
	Q бензп.	т/скв/год	0703	5,5E-05 *	5,373	*	(1/1000)		0,0000003	
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 *	5,373	*	(1/1000)		0,0027	
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	12 *	5,373	*	(1/1000)		0,0645	
Исходные данные:										
Расход отработ. газов от стац.диз.уст.										
Gor = G _B * (1+1/(f * n * L ₃)), где										
G _B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P ₁ * f * n * L ₃)										
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	212,0							
Коэф.продувки = 1,18	f									
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n									
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L ₃	кг воз/кг топ.								
		кг/с	Gor	8,7200 *	1E-06 *	212,0	*	176	0,3254	
Объемный расход отр. газов										
Qor = Gor / Yor, где										
Yor = Yo(при t=0°C)/(1+Tor/273), где										
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Yor	0,4627						
Удельн.вес отработ.газов при t = 0 ⁰ С	Yo	кг/м ³	1,31							
Температура отр. газов	Tor	°С	500							
		м ³ /с	Qor	0,3254 /	0,463	0,703				
Скорость выхода ГВС из устья ист-ка										
W = 4 * Qor / πd ²										
		м/с	W	4 *	0,703	/	3,14	*	0,2*0,2	
				22,397						
Список литературы:										
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.										
РНД 211.2.02.04-2004. Астана. 2004 г.										

Источник №0017. Смесительная машина 2СМН-20. Дизельный двигатель ЯМЗ-238										
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	Кол-во	Расчет						Результат
Исходные данные:										
Мощность агрегата	P	кВт	176,0							
Общий расход топлива	G	т/скв/год	3,582							
Диаметр выхлопной трубы	d	м	0,2							
Высота выхлопной трубы	H	м	4							
Время работы	T	час/год	96,0							
Удельный расход топлива	B	кг/час	37,312							
Количество двигателей		шт.	1							
Расчет выбросов ЗВ:										
Согласно справочных данных, значение	e _{со}	час/год	г/кг топл.	Максим-ный выброс i-го вещества (г/с)						
выбросов для стационар.	e _{NOx}	9,60	40,0	M = (1/3600) * e * P						
дизельных установок,	e _{сн}	2,9	12,0							
до кап.ремонта	e _{сажа}	0,5	2,0	Валовый выброс i-го вещества (т/г)						
	e _{SO2}	1,2	5,0	Q = (1/1000) * g * G						
	e _{CH2O}	0,12	0,5							
	e бензп.	0,000012	0,000055							
Количество выбросов:	M _{NO2}	г/с	0301	9,6 *	176	*	(1/3600)	*0,8	0,3755	
	M _{NO}	г/с	0304	9,6 *	176	*	(1/3600)	*0,13	0,0610	
	M _{сажа}	г/с	0328	0,5 *	176	*	(1/3600)		0,0244	
	M _{SO2}	г/с	0330	1,2 *	176	*	(1/3600)		0,0587	
	M _{со}	г/с	0337	6,2 *	176	*	(1/3600)		0,3031	
	M бензп.	г/с	0703	1,2E-05 *	176	*	(1/3600)		0,0000006	
	M _{CH2O}	г/с	1325	0,12 *	176	*	(1/3600)		0,0059	
	M _{CH}	г/с	2754	2,9 *	176	*	(1/3600)		0,1418	
	Q _{NO2}	т/скв/год	0301	40 *	3,582	*	(1/1000)	*0,8	0,1146	
	Q _{NO}	т/скв/год	0304	40 *	3,582	*	(1/1000)	*0,13	0,0186	
	Q _{сажа}	т/скв/год	0328	2 *	3,582	*	(1/1000)		0,0072	
	Q _{SO2}	т/скв/год	0330	5 *	3,582	*	(1/1000)		0,0179	
	Q _{со}	т/скв/год	0337	26 *	3,582	*	(1/1000)		0,0931	
	Q бензп.	т/скв/год	0703	5,5E-05 *	3,582	*	(1/1000)		0,0000002	
	Q _{CH2O}	т/скв/год	1325	0,5 *	3,582	*	(1/1000)		0,0018	
	Q _{CH}	т/скв/год	2754	12 *	3,582	*	(1/1000)		0,0430	
Исходные данные:										
Расход отработ. газов от стац.диз.уст.										
Gor = G _B * (1+1/(f * n * L _э)), где										
G _B = (1/1000) * (1/3600) * (b * P1 * f * n * L _э)										
Удельный расход топлива на эксп. реж.двиг.(паспорт)	b	г/кВт*ч	212,0							
Коэф.продувки = 1,18	f									
Коэф.изб.воздуха = 1,8	n									
Теор.кол-во возд.для сжиг. 1 кг топлива = 14,3	L _э	кг воз/кг топ.								
		кг/с	Gor	8,7200 *	1E-06 *	212,0 *	176		0,3254	
Объемный расход отр. газов										
Qor = Gor / Yor, где										
Yor = Yo(при t=0°C)/(1+Tor/273), где										
Удельн. вес отработ. газов		кг/м ³	Yor							
Удельн.вес отработ.газов при t = 0°C	Yo	кг/м ³	1,31							
Температура отр. газов	Tor	°C	500							
		м ³ /с	Qor	0,3254 /	0,463					
Скорость выхода ГВС из устья ист-ка										
W =4 * Qor / nd ²										
		м/с	W	4 *	0,703 /	3,14 *	0,2*0,2		22,397	
Список литературы:										
Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок.										
РНД 211.2.02.04-2004. Астана, 2004 г.										

Источник №0018. Паровая передвижная установка (ППУ)							
Наименование, формула	Обозн	Ед-ца измер	Кол-во	Расчет			Результат
Исходные данные:							
Время работы	T	час/год	168,00				
Удельный вес д/т	г	кг/м ³	0,860				
Расход топлива на горелку	B	кг/час	21,500				
Расход топлива	B	г/сек	0,115				
Расход топлива	B	тонн/год	3,612				
Расчет:							
Оксид углерода							
$P_{CO}=0,001 \cdot C_{CO} \cdot B \cdot (1-g_4/100)$	M CO	т/год	M = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)				0,0502
где: Cco = g ³ · R · Qi ^r	M CO	г/сек	G = 0.001 · BT · CCO · (1-Q4 / 100)				0,0016
g ³ = 0,5; R = 0,65; Qi ^r = 42,75	C CO						13,89
g4 = 0							
Диоксид азота							
$PNO_x=0,001 \cdot B \cdot Q \cdot K_{NO_x} \cdot (1-b) \cdot 0,8$	M NO ₂	т/год	MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,8				0,01001
где Q = 42,75	M NO ₂	г/сек	G= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B				0,00032
Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла							
Коэф. трансформации для NO2=0,8							
Оксид азота							
$PNO_x=0,001 \cdot B \cdot Q \cdot K_{NO_x} \cdot (1-b) \cdot 0,13$	M NO	т/год	MNOT=0,001*BT*QR*KNO*(1-B)*0,13				0,00163
где Q = 42,75	M NO	г/сек	G= 0,001*BT*QR*KNO*(1-B				0,0000516
Кол-во окислов KNO= 0,081кг/1Гдж тепла							
Коэф. трансформации для NO=0,13							
Сажа							
$M_{\text{с}} = BT \cdot AR \cdot F$	M саж	т/год	M = BT · AR · F				0,0090
где BT - расход топлива	M саж	г/сек	G= BT · AIR · F				0,000029
A ^r - зольность топлива	%						0,025
F - доля золы топлива в уносе	%						0,010
g - доля,уловлен в золоуловителе							0,0
Сернистый ангидрид							
$P_{SO_2}=0,02 \cdot B \cdot S^r \cdot (1-g^I_{so_2}) \cdot (1-g^{II}_{so_2})$	M SO ₂	т/год	M = 0.02 · BT · SR · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BT				0,0212
где B - расход топлива	M SO ₂	г/сек	G = 0.02 · BG · S1R · (1-NSO2) + 0.0188 · H2S · BG				0,0007
S ^r -содержание серы в топливе	%						0,00
g ^I /so ₂ -доля SO ₂ , связ. летуч золой							0,02
g ^{II} /so ₂ -доля SO ₂ , уловл в золоулов							0,0
Скорость выхода ГВС из устья ист-ка				$W = 4 \cdot V_r / \pi d^2$			2,0429 м/сек
Объемный расход уходящих продуктов сгорания			$V_r = 7.84 \cdot \alpha \cdot B \cdot \Xi/3600$			0,064 м3/сек	
a =	1						
Ξ =	1,37						
Список литературы:							
«Методика по нормированию выбросов вредных веществ с уходящими газами котлоагрегатов малой и средней мощности»							
Приложение №43 к ПМООС №298 от 29 ноября 2010 г.							

Источник №6008. Блок приготовления цементного раствора			
Наименование	Обозн.	Ед. изм.	цемент
Исходные данные:			
Время работы	T	час	16,7
Производительность отгрузки	GMAX	т/час	0,60
Количество отгружаемого материала	G	т/год	10,000
Наименование загрязняющего вещества			Пыль неорг. с содерж SiO ₂ 70-20%
Код загрязняющего вещества			2908
Расчет:			
$g = K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot B \cdot GMAX \cdot 1000000 / 3600$			
Объем пылевыведения, где	g	г/с	0,1280
Весовая доля пылевой фракции в мат-ле	K1		0,04
Доля пыли, переходящей в аэрозоль	K2		0,03
Коэф., учитывающий мест. условия	K4		1
Коэф., учитывающий метеорол. условия	K3SR		1,2
Коэф., учитывающий макс. ск-ть ветра	K3		2
Коэф., учитывающий влажность мат-ла	K5		0,8
Коэф., учитывающий крупность мат-ла	K7		1
Коэф., учитывающий выс. падения мат-ла	B		0,4
Общее пылевыведение	M	т/скв/год	0,0046
$M = K1 \cdot K2 \cdot K3SR \cdot K4 \cdot K5 \cdot K7 \cdot B \cdot G$			
Время работы, ч/год	16,67		
Список литературы:			
Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников, п. 3 Расчетный метод определения выбросов в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов. Приложение №11 к Приказу Министра ООС Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п			

Источник №6009. Технологическая емкость			
Наименование	Обозн.	Ед.изм	Кол-во
Исходные данные:			
Объем емкости 40 м ³ - 1 шт.	Vж	м ³	40
Удельный выброс загряз. в-в, таб.5.6	g	кг/ч*м ²	0,104
Общая площадь испарения	F	м ²	20,0
Коэф.зависящий от укрытия емкостей	K ₁₁		0,5
Коэффициент, учитывающий характер объекта	K ₃		0,11
Время работы	T	час	336,0
Высота емкостей	h	м	2
Расчет:			
Кол-во выбросов производится по формуле:	Пр	кг/час	0,1144
$\Pi_i^{o.m.o.} = F_i \cdot q_i^{нп} \cdot K_1 \cdot K_3$		г/с	0,0318
Углеводороды C12-C19		т/скв/год	0,0384
Список литературы:			
Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методике расчета валовых выбросов вредных П. 2.3.1.2. Прочие объекты механической очистки.			

Газопровод от скважины №50 до существующего газопровода ПУ "Жетыбаймунай-газ" АО "Мангистаунаыгаз"

Источник 6101. Конденсатосборник, V-2,5 м3

Расчет выбросов ЗВ проведен по "Методическим указаниям по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров, РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2004г. - далее Методика				
Исходные данные:				
Объем емкости	V _p	=	2,5	м ³
Количество смеси, закачиваемое в емкость	B	=	41,39	т/год
Годовая оборачиваемость емкости (B/(ρ*V _p))	n	=	17	раз
Давление насыщенных паров при температуре 38°C	P ₃₈	=	75	мм.рт.ст.
Максимальный объем паровоздушной смеси, вытесняемый из емкости во время его закачки	V _ч ^{max}	=	0,2	м ³ /час
Диаметр свечи	d	=	0,057	м
Высота свечи	H	=	5	м
Молекулярная масса паров нефтепродуктов	m	=	96	кг/кмоль
Плотность смеси	ρ	=	0,97	т/м ³
Состав смеси:				
УВ предельные C1-C5		=	24	%
УВ предельные C6-C10		=	1	%
УВ предельные C12-C19		=	75	%
Теория расчета выброса:				
Валовые выбросы паров (газов) нефтей и бензинов рассчитываются по формулам:				
Максимальные выбросы, г/сек:				
$M = \frac{0,163 * P_{38} * m * K_t^{max} * K_p^{max} * K_B * V_{ч}^{max}}{10^4}$				
Годовые выбросы, т/год:				
$G = \frac{0,294 * P_{38} * m * (K_t^{max} * K_B + K_t^{min}) * K_p^{cp} * K_{об} * B}{10^7 * \rho_{ж}}$				
где,				
Поправочный коэффициент	K _t ^{min}	=	0,83	
Поправочный коэффициент	K _t ^{max}	=	0,83	
Поправочный коэффициент	K _p ^{cp}	=	0,6	
Поправочный коэффициент	K _p ^{max}	=	0,9	
Поправочный коэффициент	K _B	=	1	
Коэффициент оборачиваемости	K _{об}	=	2,25	
Всего		М, г/сек	Г, т/год	
		0,0166	0,0202	
В т.ч. по компонентам:				
УВ предельные C1-C5 (0415)		0,0040	0,0049	
УВ предельные C6-C10 (0416)		0,0002	0,0002	
УВ предельные C12-C19 (2754)		0,0124	0,0152	

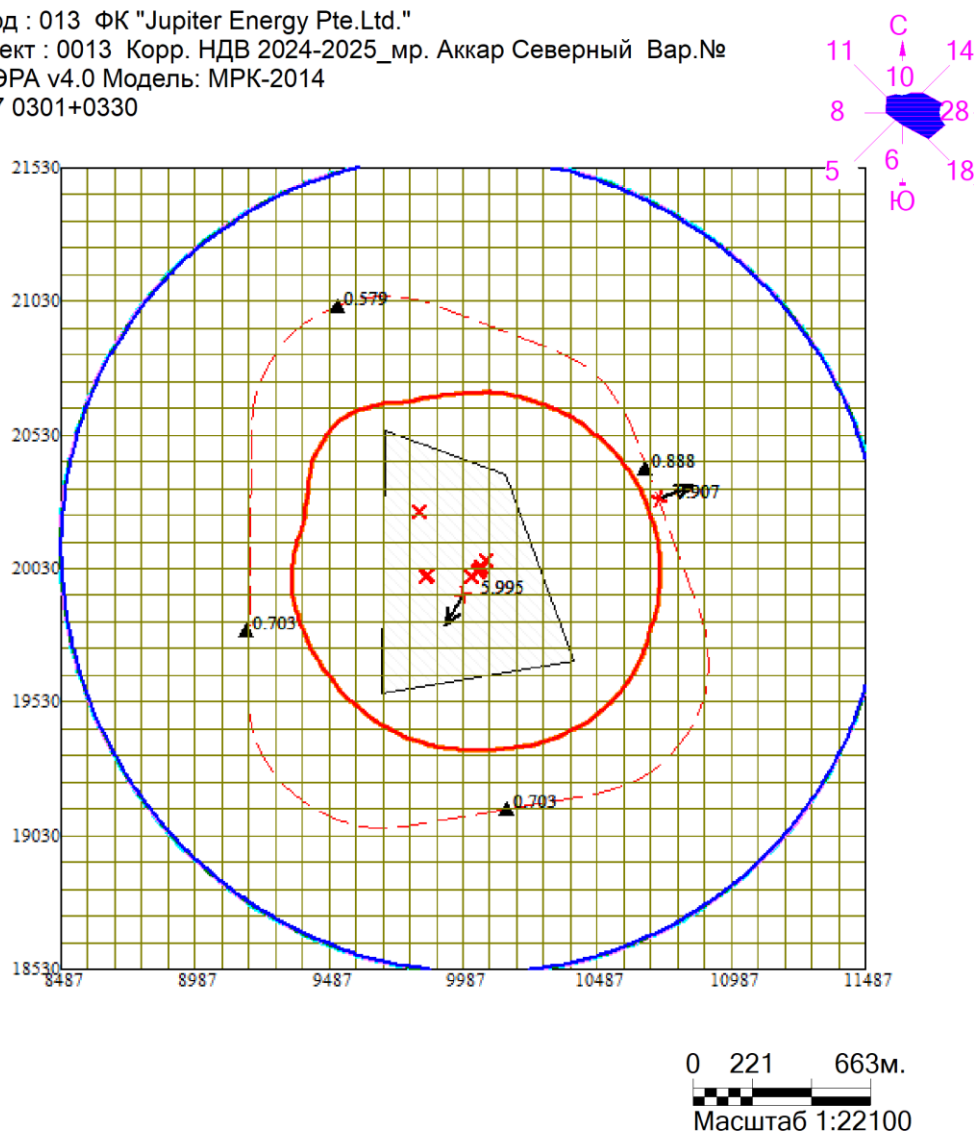
$$V = V_{ч}^{max} / 3600 = 0,2 / 3600 = 0,0001 \text{ м}^3/\text{сек}$$

$$w = 4 * V / (3,14 * d^2) = 4 * 0,0403 / (3,14 * 0,25^2) = 0,0218 \text{ м/с}$$

Приложение 3

Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе в виде карт-схем изолиний приземных кон- центраций

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
6007 0301+0330



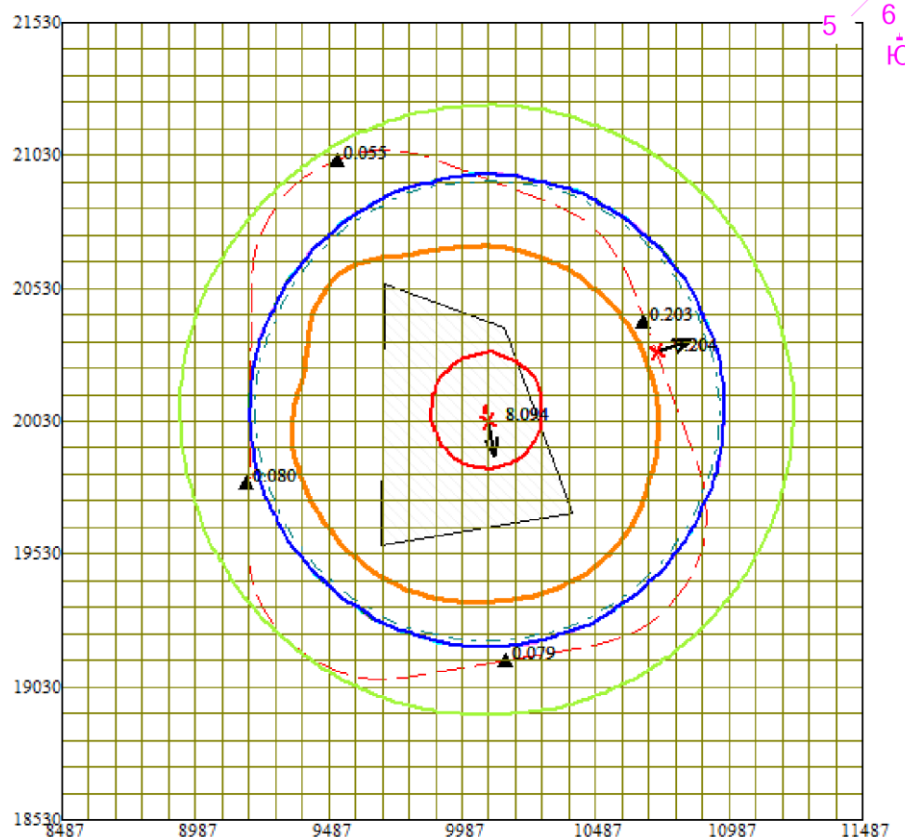
Макс концентрация 5.9949298 ПДК достигается в точке $x = 9987$ $y = 19930$
При опасном направлении 31° и опасной скорости ветра 4.74 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчет на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."

Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№ 1

ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014

2908 Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль це



Макс концентрация 8.0940533 ПДК достигается в точке $x = 10087$ $y = 20030$

При опасном направлении 350° и опасной скорости ветра 1.03 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31

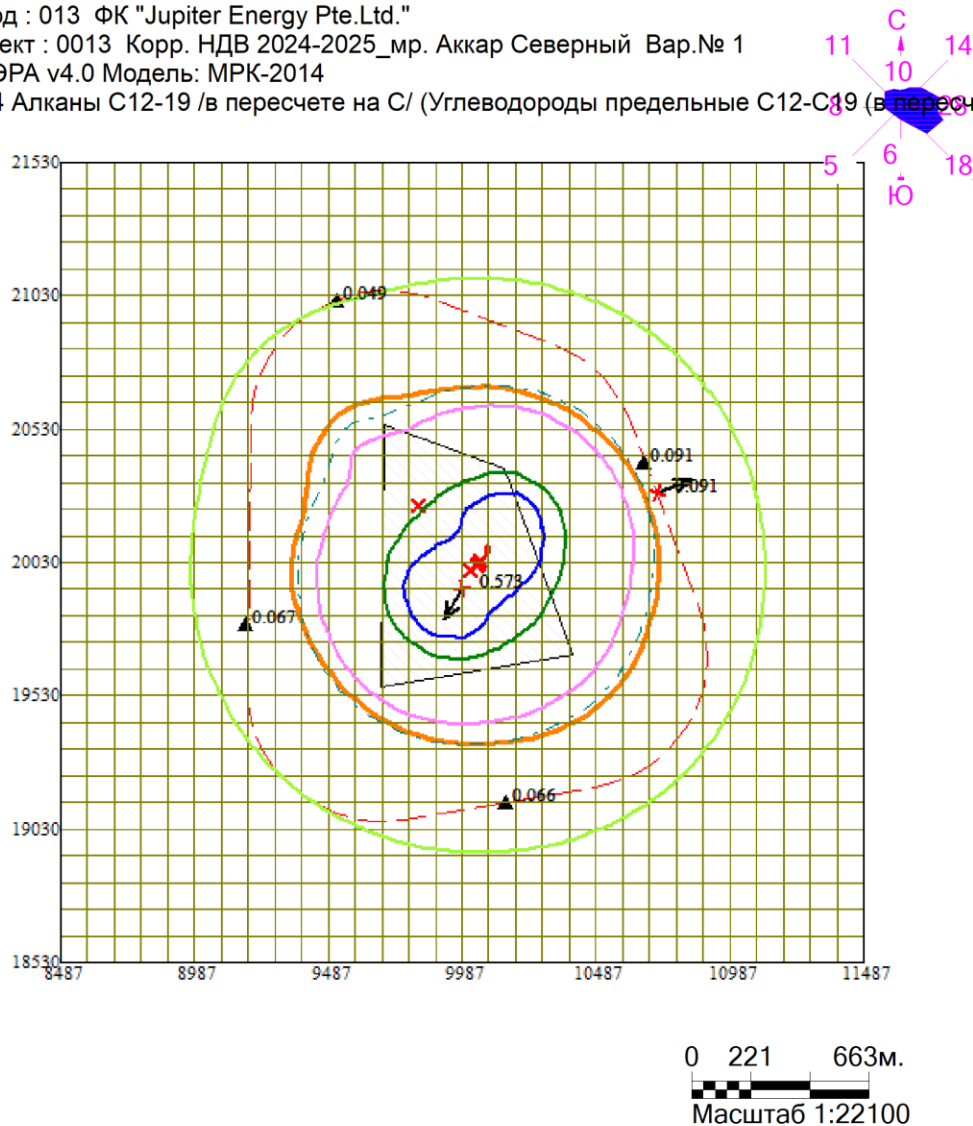
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."

Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№ 1

ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014

2754 Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C



Макс концентрация 0.5733883 ПДК достигается в точке $x=9987$ $y=19930$

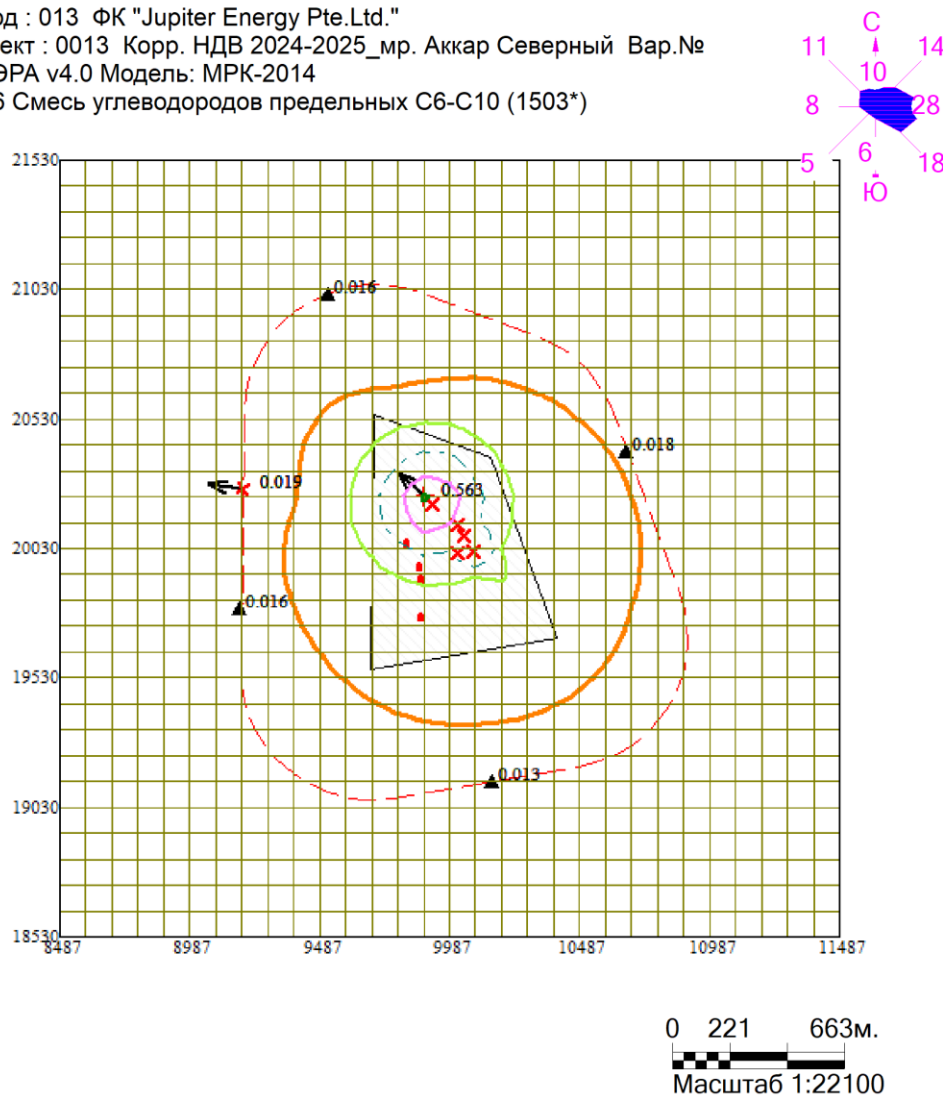
При опасном направлении 29° и опасной скорости ветра 7.39 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,

шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31

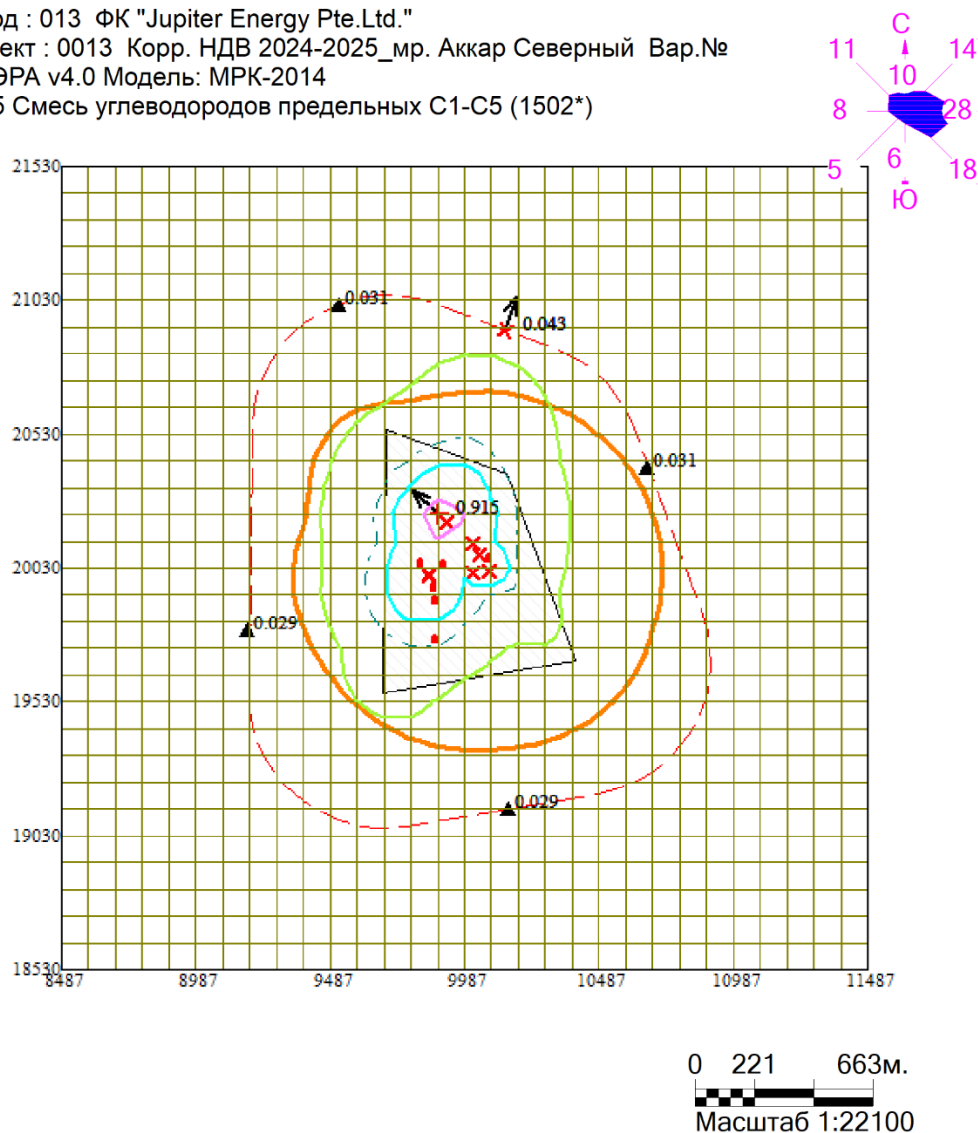
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)



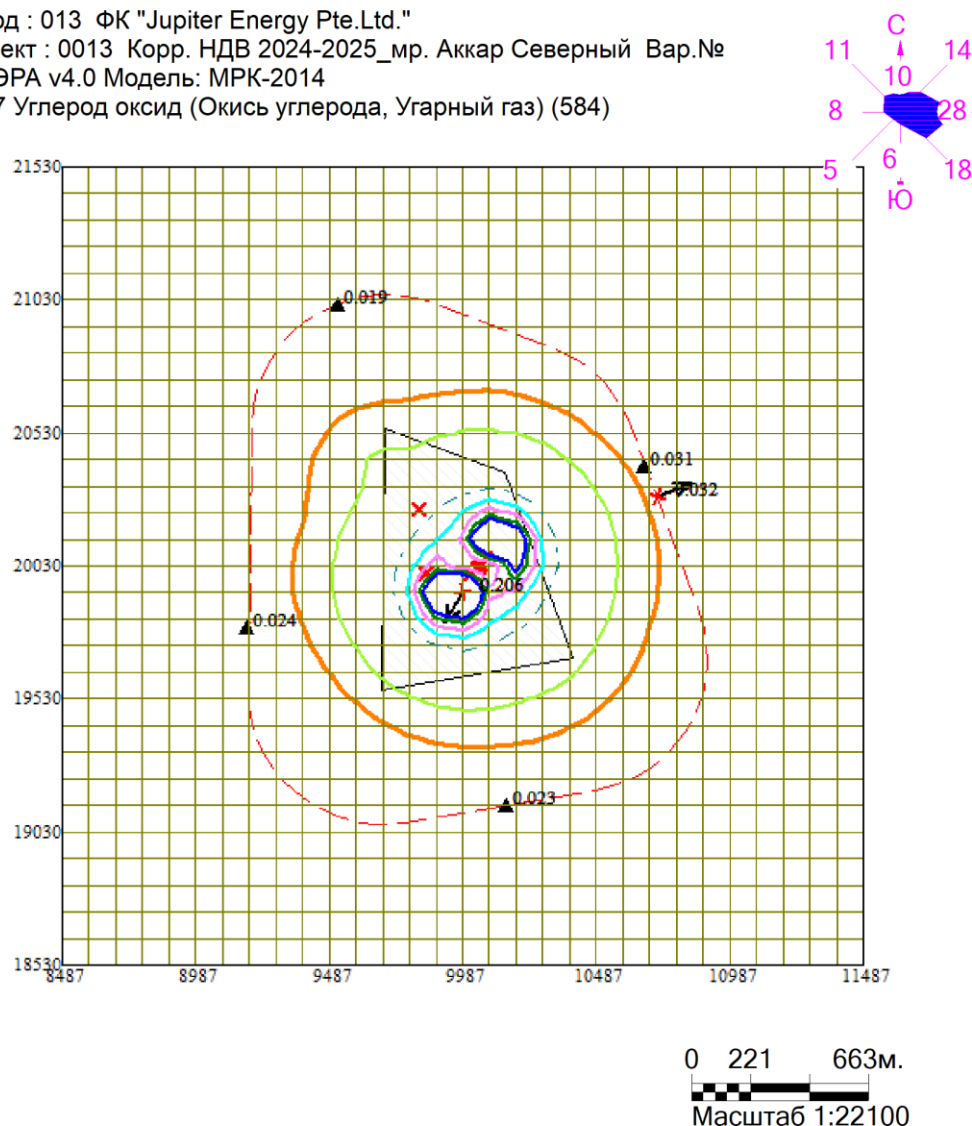
Макс концентрация 0.5632688 ПДК достигается в точке $x = 9887$ $y = 20230$
При опасном направлении 132° и опасной скорости ветра 0.59 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчет на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)



Макс концентрация 0.9147871 ПДК достигается в точке $x = 9887$ $y = 20230$
При опасном направлении 132° и опасной скорости ветра 0.59 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0337 Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)



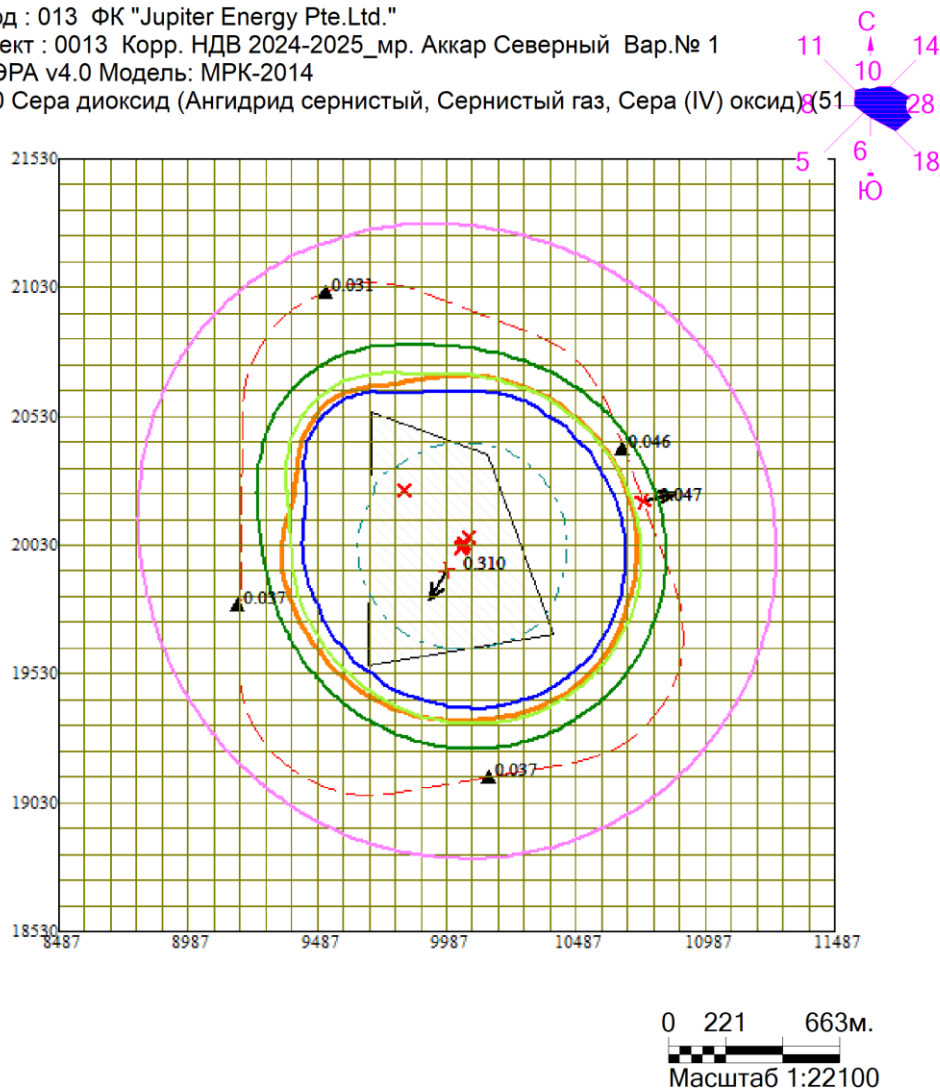
Макс концентрация 0.2064777 ПДК достигается в точке $x=9987$ $y=19930$
При опасном направлении 29° и опасной скорости ветра 6.74 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчет на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."

Объект : 0013 Корп. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№ 1

ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014

0330 Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) X51



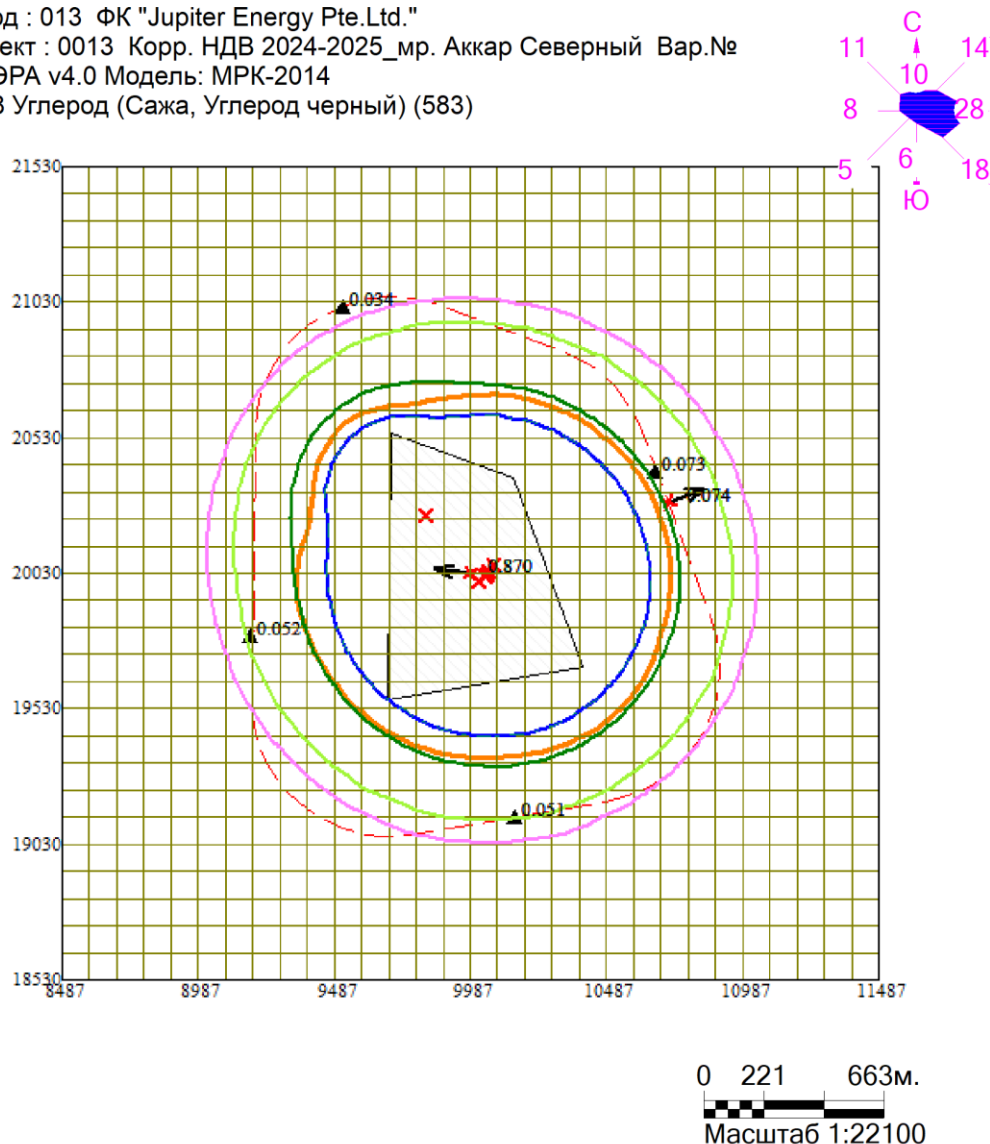
Макс концентрация 0.3095028 ПДК достигается в точке $x=9987$ $y=19930$

При опасном направлении 32° и опасной скорости ветра 4.38 м/с

Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31

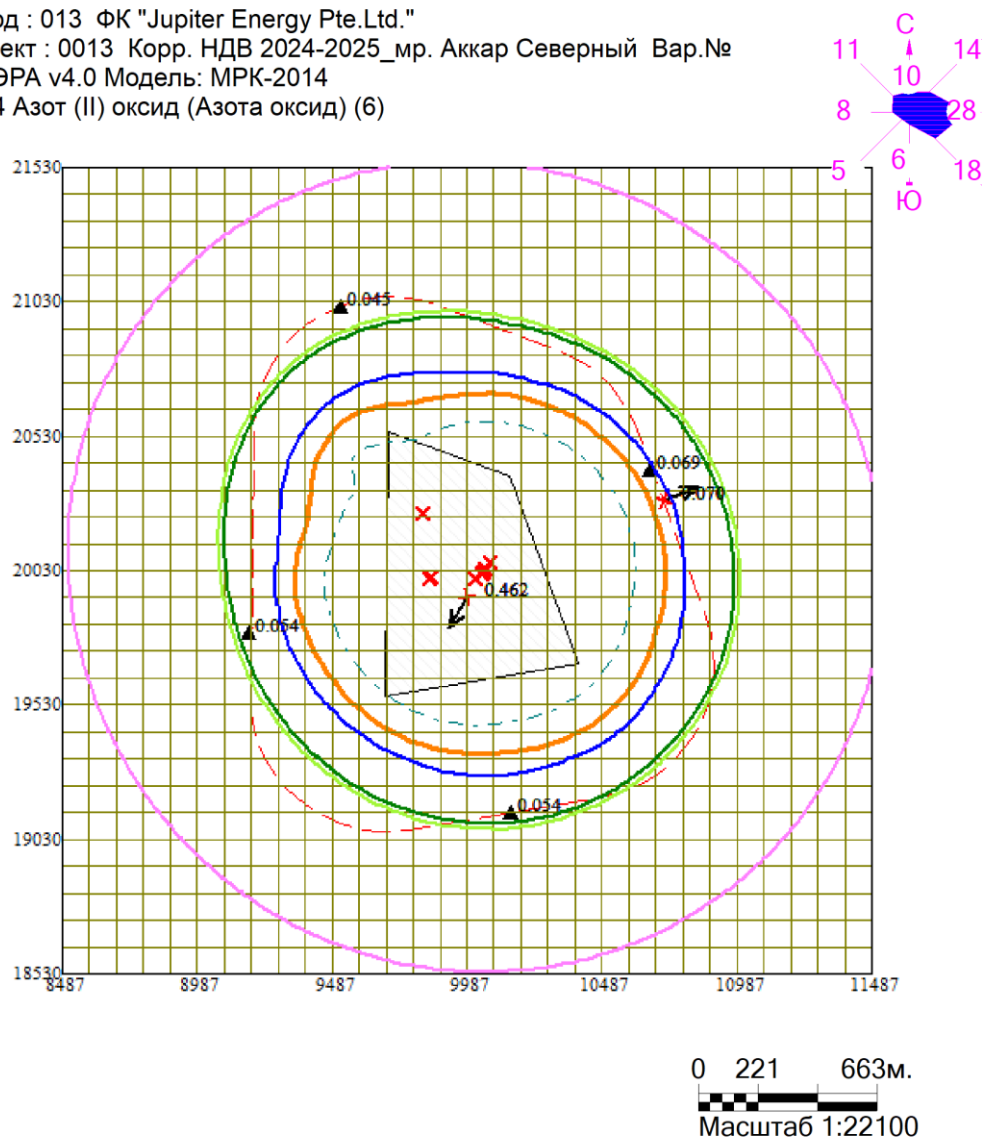
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0328 Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)



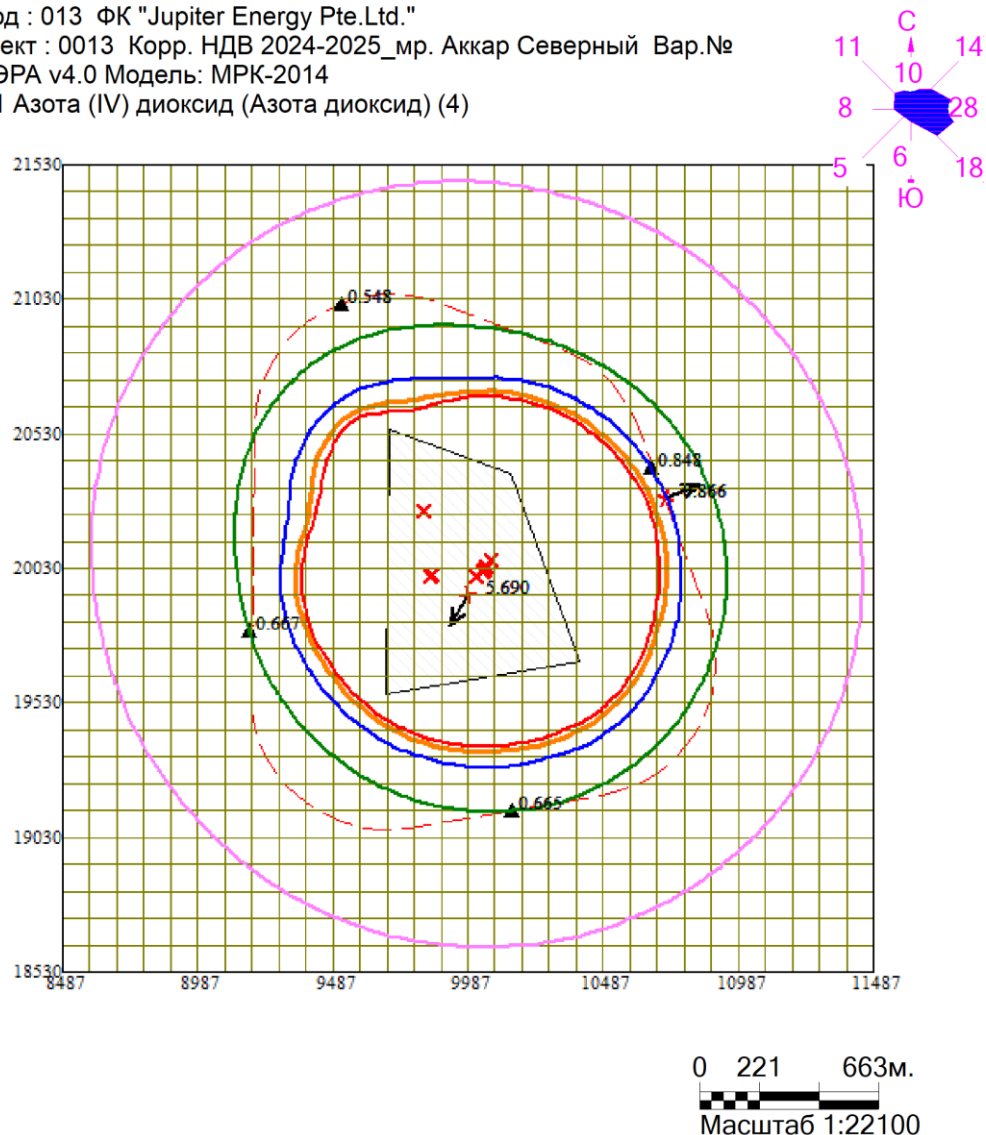
Макс концентрация 0.8699049 ПДК достигается в точке $x = 9987$ $y = 20030$
При опасном направлении 96° и опасной скорости ветра 3.74 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0304 Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)



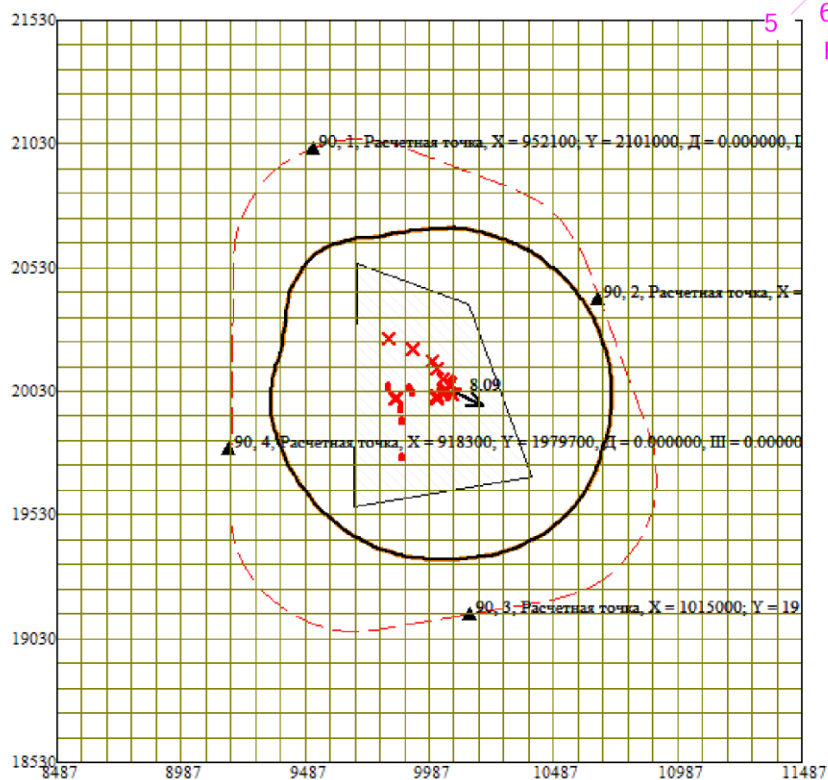
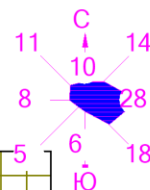
Макс концентрация 0.4621493 ПДК достигается в точке $x = 9987$ $y = 19930$
При опасном направлении 30° и опасной скорости ветра 5.39 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корр. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
0301 Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)



Макс концентрация 5.6903868 ПДК достигается в точке $x = 9987$ $y = 19930$
При опасном направлении 30° и опасной скорости ветра 5.39 м/с
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31×31
Расчёт на 2024 г.

Город : 013 ФК "Jupiter Energy Pte.Ltd."
Объект : 0013 Корп. НДВ 2024-2025_мр. Аккар Северный Вар.№
ПК ЭРА v4.0 Модель: МРК-2014
__OV Граница области воздействия по МРК-2014



0 221 663м.
Масштаб 1:22100

Макс концентрация 8.0940533 ПДК достигается в точке $x = 10087$ $y = 20030$
Расчетный прямоугольник № 1, ширина 3000 м, высота 3000 м,
шаг расчетной сетки 100 м, количество расчетных точек 31*31
Граница области воздействия по МРК-2014

Приложение 4

Протокол №36/13 на ПР Аккар Северный

(Восточный блок)

№ 04-0/652-ВН от 26.01.2023

**Министерство энергетики Республики Казахстан
Заключение Государственной Экспертизы
базовых проектных документов и анализов разработки
Протокол заседания Центральной комиссии по разведке и разработке
месторождений углеводородов Республики Казахстан**

г. Астана

36/13

12 января 2023 года

Председательствовали:

Хасенов А.Г.	Председатель Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан (председательствующий)
Арымбек К.Б.	Заместитель Председателя Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан

Члены ЦКРР:

Присутствовали на заседании	Кулжанов О.М., Зкрия Б.Ж., Куандыков Б.М., Утегалиев С.А., Иманбаев Б.А., Бабашева М.Н., Кульбатыров К.А., Рзиева З.А., Мадиган А.Т. Сұпығалиев А.И., Джамикешов А.М., Бакенов Р.Б., Жалдай Н.Қ., Абытов Ф.Х., Казиев Н.М., Шәмілұлы Қ., Мунара А.
Принимали участие посредством видео-конференции	Зияуйтденова К.Р., Климов П.В., Исаев М., Герштанский О.С., Шакуликова Г.Т., Султанов О.М.
Отсутствовали	Жахметова Ж.З., Галиев Е.Ф., Еламанов Б.Д., Тналиев М.М., Хасанов Б.К., Исказиев К.О.

Наименование недропользователя: АО «Мангистаумунайгаз», Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.»
Дата, номер и срок действия контракта: <u>АО «Мангистаумунайгаз»:</u> Контракт на проведение Разведки и Добычи Углеводородов на месторождениях: Каламкас, Жетыбай, Жетыбай Южный, Жетыбай Восточный, Асар, Бурмаша, Оймаша, Алатюбе, Карагие Северное, Бектурлы, Придорожное, Аккар Северный , Атамбай-Сартюбе, Ащиагар, Айрантақыр на территории Мангистауской области Республики Казахстан № 170 от 9 января 1998 г. Срок действия контракта до 8 декабря 2028 г. <u>Компания «Jupiter Energy Pte. Ltd.»:</u> Контракт № 2275 от 29 декабря 2006г. на проведение разведки и добычи нефти в пределах блоков XXXVI-11-Е (частично), F (частично), XXXVII-11-С (частично) 12-А (частично) в Мангистауской области Республики Казахстан № 2275 от 29.12.2006г. Срок действия контракта до 05.03.2046г.
Наименование проектной организации: ТОО «Проектный институт «ОПТИМУМ»
Наименование проектного документа: «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный Блок) (по состоянию на 01.01.2022 г.)»
Независимый эксперт: Сакауов Б.К., Нурбаев С.Т.
Текущее состояние: <u>Контрактная территория АО «Мангистаумунайгаз»:</u> Месторождение Северный Аккар открыто 17 октября 1989 г. В 1989 г. составлен «Оперативный подсчет запасов месторождения Северный Аккар».

Дата: 26.01.2023 19:11. Копия электронного документа. Версия СЭД: Documentolog 7.8.9. Положительный результат проверки ЭЦП

В 1989 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Северный Аккар».
В 2005 г. составлен и утвержден «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Северный Аккар» (протокол ГКЗ РК №507-06-У от 26 мая 2006 г.).

В 2007 г. утверждена «Технологическая схема разработки месторождения Северный Аккар» (протокол ЦКР РК № 42 от 13.04.2007 г.).

В 2019 г. выполнен «Пересчет запасов нефти и газа по состоянию на 01.01.2019г.» (протокол № 2062-19-У от 27.06.2019г.).

Утвержденные геологические/извлекаемые запасы на месторождении Северный Аккар, составили по категории:

нефти: 14 672/2 879 тыс. т;
растворенного газа: 1987/392 млн. м³.

Действующий фонд добывающих скважин составляет 14 ед. Накопленная добыча нефти – 642 тыс. т. Текущий КИН – 0,044 доли ед., при конечном утвержденном – 0,196 доли ед. Отбор от НИЗ – 22,3%.

Контрактная территория ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.»:

В 2008 г. выполнены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д в пределах Контрактной территории.

В 2009 г. составлен Проект поисковых геологоразведочных работ на нефть и газ, согласован с МД «Запказнедра» (протокол № 159/2009 от 14.07.2009 г.).

В 2010 г. выполнен «Оперативный подсчет запасов нефти и газа по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) и Аккар Восточный» по состоянию на 01.07.2010 г. (протокол ГКЗ РК № 1009-10-П от 23.12.2010 г.).

В 2011 г. составлен «Проект пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок)» (протокол ЦКРиР РК № 239 от 21.10.2011 г.).

В 2012 г. утверждено Дополнение к проекту поисковых работ на нефть и газ в пределах участка №1 (протокол №25 от 23.08.2012 г.).

В апреле 2012 г. месторождение фактически вступило в пробную эксплуатацию.

В 2013 г. составлено «Дополнение №1 к проекту пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) (письмо Комитета геологии и недропользования МИИНТ РК № 17-04-13306-КГН от 18.11.2013 г.).

В 2013 г. составлен «Отчет о результатах сейсморазведочных работ МОГТ-3Д на участке расширения Контрактной территории ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.».

В 2017 г. произведен «Пересчет запасов нефти и растворенного газа по месторождению Аккар Северный (Восточный блок)» (протокол ГКЗ РК № 1009-10-П от 23.12.2010 г.).

В 2017 г. выполнено «Дополнение №2 к Проекту пробной эксплуатации месторождения Аккар Северный (Восточный блок) по состоянию изученности на 01.06.2017 г.» (протокол ЦКРР РК №4/9 от 20.04.2018 г.).

В 2018 г. составлен отчет о результатах переинтерпретации сейсморазведочных данных МОГТ 3Д.

С 01.01.2020 г. до 01.03.2020 г. месторождение находилось в консервации.

По состоянию на 01.10.2020 г. выполнен пересчет запасов углеводородов по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) (Протокол № 2229-20-У от 19.11.2020 года).

Утвержденные геологические/извлекаемые запасы в пределах Восточного блока контрактной территории «Jupiter Energy Pte. Ltd.» составили по категории:

C₁ – 2741 / 630 тыс.т;
C₂ – 235 / 12 тыс.т.

В эксплуатационном фонде числится одна добывающая скважина. Накопленная добыча нефти – 28,7 тыс. т. Текущий КИН составил 0,009 % доли ед., при конечном утвержденном – 0,23 доли ед. Отбор от НИЗ – 4,6%.

Принципиальные положения проектного документа:

Рассмотрены 4 следующих варианта разработки:

Вариант 1 (базовый)

Без регулирования процесса разработки, предусматривающий дальнейшую разработку месторождения до полной выработки с существующим фондом скважин на естественном упруго-замкнутом режиме.

Вариант 2 (рекомендуемый)

Продолжение разработки без поддержания пластового давления.

Бурение и ввод в эксплуатацию 15 добывающих вертикальных скважин, в том числе на участках АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» 13 и 2 скважин, соответственно.

Вывод из бездействующего фонда 5 скважин (только по участку АО «Мангистаумунайгаз»).

Во всех новых добывающих скважинах перед вводом в эксплуатацию выполняются операции по кислотному гидроразрыву пласта (КГРП)

До 2051 года, выполняются 142 КГРП - операции. Из них, 140 по участку АО «Мангистаумунайгаз» и 2 по участку ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» (в 2024 и 2025 годах соответственно).

По участку ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» с 2028 по 2044 годы, в добывающих скважинах, выполняются кислотные обработки призабойной зоны пласта в количестве 15 операций, каждые четыре года, по 3-и операции.

Вариант 3 – ППД водой

Разработка с поддержанием пластового давления через закачку воды. Под закачку воды переводятся добывающие скважины: №№ 11, 4 в 2030 году и №№ 1, 15 в 2031 году.

Бурение и ввод в эксплуатацию 16 добывающих вертикальных скважин, в том числе на участках АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» 13 и 3 скважин соответственно.

Вывод из бездействующего фонда 5 скважин (только по участку АО «Мангистаумунайгаз»).

Перевод добывающих скважин под закачку воды 5 единиц. Из них, на участках АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.», 4 и 1, соответственно.

Во всех новых добывающих скважинах перед вводом в эксплуатацию выполняются операции по кислотному гидроразрыву пласта (КГРП)

До 2051 года, выполняются 143 КГРП- операции. Из них, 140 по участку АО «Мангистаумунайгаз» и 3 по участку ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» (в 2024, 2025 и 2026 годах соответственно).

По участку ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» с 2028 по 2044 годы, в добывающих скважинах, выполняются кислотные обработки призабойной зоны пласта в количестве 15 операций, каждые четыре года, по 3 операции.

Вариант 4 – ППД газом

Разработка с поддержанием пластового давления через закачку воды. Под закачку газа переводятся добывающие скважины: №№ 11, 4 в 2030 году и №№ 1, 15 в 2031 году.

Бурение и ввод в эксплуатацию 16-и добывающих вертикальных скважин, в том числе на участках АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» 13-~~ти~~ и 3-~~х~~ скважин соответственно.

Вывод из бездействующего фонда 5 скважин (только по участку АО «Мангистаумунайгаз»).

Перевод добывающих скважин под закачку газа 5 единиц. Из них, на участках АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» 4 и 1, соответственно.

Во всех новых добывающих скважинах перед вводом в эксплуатацию выполняются операции по кислотному гидроразрыву пласта (КГРП)

До 2051 года выполняются 143 КГРП- операции. Из них, 140 по участку АО «Мангистаумунайгаз» и 3 по участку ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» (в 2024, 2025 и 2026 годах соответственно).

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования по месторождению Аккар Северный составляет 758 325,58 тыс. тенге.

Расчетная сумма ликвидации последствий недропользования по месторождению Северный Аккар (Восточный Блок) составляет 18 438,18 тыс. тенге.

Рекомендации и замечания:

Независимый эксперт Сакаұов Б.К.:

отметил, что водонефтяной контакт для горизонта Т₂Б принят по скважине 14, которая располагается в другом блоке, ввиду чего площадь нефтеносности необоснованно увеличена;

отметил, что для подтверждения площади распространения продуктивных коллекторов не проектируются ни оценочные, ни эксплуатационные скважины;

рекомендует исключить и признать некондиционными результаты исследования глубинных проб нефти по скважине 5, Западного полушария, горизонта Т₂А, так как результаты явно нехарактерны для триасовых горизонтов;

отметил, что невыполнены рекомендации проектных документов по проведению ГРП в скважинах в период 2019-2021 гг.;

отметил резкое падение добычи нефти и жидкости, а также увеличение обводненности добываемой продукции с 2015 г.;

отметил, что в рекомендуемом и других вариантах разработки (АО «Мангистаумунайгаз») коэффициент охвата площади продуктивности низкая, значительная часть площади остается неохваченной проектной сеткой;

рекомендует рассчитать расчетную неоднородность по фактическим характеристикам эксплуатации скважин;

отметил, что по месторождению Северный Аккар (АО «Мангистаумунайгаз») при расчете проектных технологических показателей разработки приняты утвержденные геологические и извлекаемые запасы нефти и газ, включающие в себя запасы, сосредоточенные за пределами контрактной территории;

отметил, что по обем контрактным территориям в 2024, 2027-2029 и 2031-2035 гг. уровни добычи нефти меньше, чем сумма добычи нефти по эксплуатационным объектам в вышеупомянутых годах;

рекомендует представить обоснование по КГРП после 2034г., так как ввод из бурения проектных добывающих скважин завершится в 2034г.;

отметил, что коэффициент охвата площади продуктивности низкая;

отметил, что основная часть проектных скважин расставлена в разбуренной части площади;

отметил «скачкообразные» уровни добычи нефти и жидкости по месторождению Аккар Северный (Восточный блок) в периоды: 2025-2027, 2028-2031, 2032-2035 гг. и т.д.;

отметил, что по обем контрактным территориям накопленная добыча попутного газа к концу рентабельного периода разработки превышают утвержденные запасы растворенного в нефти газа на 11,3 млн. м³;

отметил, что в 4 варианте разработки ежегодный дефицит газа составляет около 30 млн. м³ (для АО «Мангистаумунайгаз») и 6,5 млн. м³ (для ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.») предлагается восполнять его за счет объемов газа из других месторождений

Жетыбайской группы месторождений, тогда как фактически избытка газа по данной группе месторождений не наблюдается;

отметил, что месторождения эксплуатируются на естественном, упруго-замкнутом режиме, без поддержания пластового давления. ГДИС проводятся в недостаточном количестве, а в 2020-2021 гг. не проводились;

отметил, что на текущую дату остаются неизвестными энергетическое состояние продуктивных горизонтов и режимов работы скважин;

рекомендует дальнейшую разработку месторождения с организацией системы ППД;

рекомендует в обязательный комплекс исследований включить проведение специальных режимных исследований по влиянию снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на коэффициент продуктивности скважин, установить на скважинах оптимальные режимы работы;

рекомендует после бурения проектной оценочной скважины в 2024г., перевести запасы УВС в промышленную категорию С₁;

рекомендует, при будущих пересчетах запасов УВС на месторождениях, обратить внимание на обоснование отметок ВНК и внести соответствующие корректировки;

рекомендует продолжить ОПИ по закачке трассерных жидкостей для установления влияния закачки воды на окружающие добывающие скважины в период 2023-2024 гг.;

рекомендует до и после проведения кГРП в скважинах рекомендуется обязательное проведение ГИС по определению работающих интервалов и замеров давлений;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Независимый эксперт Нурбаев С.Т.:

рекомендует провести отбор керна в новых скважинах для лабораторных исследований с проведением стандартного и специального комплекса исследований для уточнения фильтрационно-емкостных свойств;

рекомендует продолжить отбор глубинных и поверхностных проб нефти для построения флюидальной модели;

рекомендует пробурить одну оценочную скважину с целью доразведки залежей, оцененные по категории С₂ для последующего перевода запасов в категорию С₁;

рекомендует проведение ГДИС и замеры пластового давления, а также замеры статистических и динамических уровней в полном объеме;

рекомендует проект к рассмотрению и согласованию на заседании Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан.

Центральная комиссия по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан:

рекомендует АО «Мангистаумунайгаз» произвести в установленном законодательством порядке увеличение участка недр по месторождению Северный Аккар;

отметила низкое качество представленного на государственную экспертизу базовых проектных документов и анализов разработки «Проекта разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный Блок) (по состоянию на 01.01.2022 г.)», составленного ТОО «Проектный институт «OPTIMUM»;

отметила, что текущее обустройство контрактной территории ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» не позволяет полномасштабную эксплуатацию месторождения Аккар Северный (Восточный Блок);

Дата: 26.01.2023 19:11. Копия электронного документа. Версия СЭД: DocumentId 7.8.9. Положительный результат проверки ЭПД

рекомендует АО «Мангистаумунайгаз» и ФК «Jupiter Energy Pte. Ltd.» проработать вопрос передачи сырого газа месторождений Аккар Восточный, Аккар Северный (Восточный блок) и Жетыбай Западный в систему АО «Мангистаумунайгаз»;

отметила резкое снижение уровня добычи нефти с 37,4 тыс. т. в 2014 году до 7,2 тыс. т в 2021 г. на месторождении Северный Аккар (АО «Мангистаумунайгаз»);

отметила, что АО «Мангистаумунайгаз» предусмотрены проектные решения вне горного отвода;

рекомендует согласовать «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный Блок) (по состоянию на 01.01.2022 г.)» по базовому I варианту с утверждением технологических показателей на 3 года с 2023 года по 2025 год:

- за исключением проектных решений за горным отводом;
- при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

Заключение: Государственная экспертиза базовых проектных документов и анализов разработки с учетом замечаний и рекомендаций независимых экспертов и членов Центральной комиссии по разведке и разработке месторождений углеводородов Республики Казахстан **согласовывает** «Проект разработки месторождения Северный Аккар и Аккар Северный (Восточный Блок) (по состоянию на 01.01.2022 г.)» по рекомендуемому II варианту с утверждением технологических показателей на 3 года с 2023 года по 2025 год:

- за исключением проектных решений за горным отводом;
- при условии проведения операций по недропользованию после получения в установленном законодательством порядке экологического разрешения к настоящему Проекту.

**Председатель Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан**

А. Хасенов

**Секретарь Центральной комиссии по разведке
и разработке месторождений углеводородов
Республики Казахстан**

А. Тлегенова

Согласовано
26.01.2023 15:37 Зкрия Бахтияр Жанатович
26.01.2023 16:38 Арымбек Құдайберген Берікұлы

Подписано
26.01.2023 17:16 Хасенов Асхат Галимович

Дата: 26.01.2023 19:11. Копия электронного документа. Версия СЭД: DocumentId 7.8.9. Положительный результат проверки ЭЦП



Министерство энергетики Республики Казахстан - Тлегенова А. Н.

Дата: 26.01.2023 19:11. Копия электронного документа. Версия С3 Д. Документолог 7.8.9. Подписанный результат проверки 3ЦП

Приложение 5

Протокол по ПРПСГ Аккар Северный

(Восточный блок)

Приложение 6

**Исходные данные от предприятия для разработки ПНДВ
Аккар Северный (Восточный блок)**

Приложение 7

Государственная лицензия на природоохранное проектирование, нормирование ТОО «Caspian HES Consulting»

1 - 1

14016838

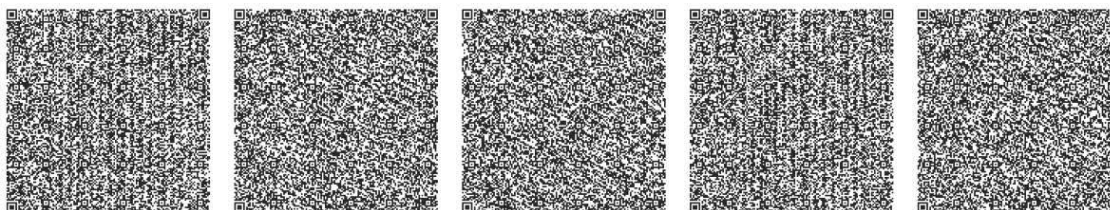


ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

15.10.2014 года

01703P

Выдана	<u>Товарищество с ограниченной ответственностью "Caspian HES Consulting"</u> 130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 13, дом № 32"В", 01., БИН: 050940006426 (полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)
на занятие	<u>Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды</u> (наименование лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)
Вид лицензии	<u>генеральная</u>
Особые условия действия лицензии	(в соответствии со статьей 9-1 Закона Республики Казахстан «О лицензировании»)
Лицензиар	<u>Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан, Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.</u> (полное наименование лицензиара)
Руководитель (уполномоченное лицо)	<u>БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ</u> (фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара)
Место выдачи	<u>г.Астана</u>



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

14016838

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01703P
Дата выдачи лицензии 15.10.2014 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Экологический аудит для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(местонахождение)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Caspian HES Consulting"
130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 13, дом № 32"В", 01., БИН: 050940006426
(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.
(полное наименование лицензиара)

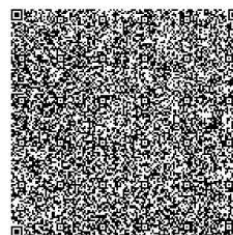
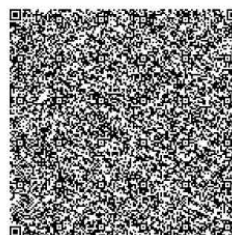
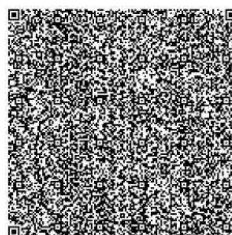
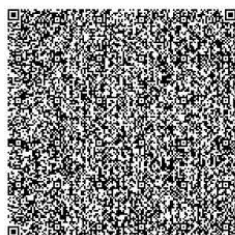
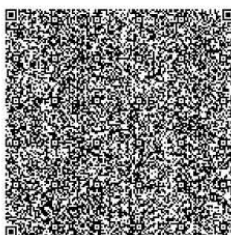
Руководитель (уполномоченное лицо) БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ
фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к лицензии 001

Дата выдачи приложения к лицензии 15.10.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаңба туралы» 2003 жылғы 7 қаңтардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасығыштағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.

14016838

Страница 1 из 1



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01703Р

Дата выдачи лицензии 15.10.2014 год

Подвид(ы) лицензируемого вида деятельности

(наименование подвида лицензируемого вида деятельности в соответствии с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»)

- Природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности

Производственная база

(местонахождение)

Лицензиат Товарищество с ограниченной ответственностью "Caspian HES Consulting"

130000, Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, 13, дом № 32"В", 01., БИН: 050940006426

(полное наименование, местонахождение, реквизиты БИН юридического лица / полностью фамилия, имя, отчество, реквизиты ИИН физического лица)

Лицензиар

Комитет экологического регулирования и контроля Министерства окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан. Министерство окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан.

(полное наименование лицензиара)

Руководитель
(уполномоченное лицо)

БИМУРАТОВ БЕРИК ШАДИМУРАТОВИЧ

фамилия и инициалы руководителя (уполномоченного лица) лицензиара

Номер приложения к
лицензии

002

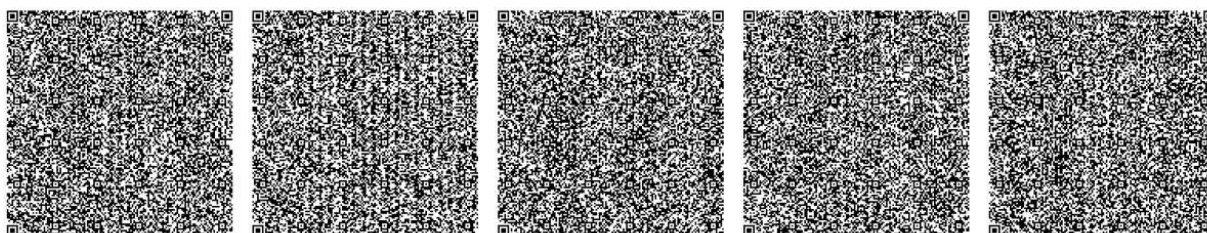
Дата выдачи приложения
к лицензии

15.10.2014

Срок действия лицензии

Место выдачи

г.Астана



Берілген құжат «Электрондық құжат және электрондық цифрлық қолтаба туралы» 2003 жылғы 7 қантардағы Қазақстан Республикасы Заңының 7 бабының 1 тармағына сәйкес қағаз тасымалдағы құжатқа тең. Данный документ согласно пункту 1 статьи 7 ЗРК от 7 января 2003 года «Об электронном документе и электронной цифровой подписи» равнозначен документу на бумажном носителе.