

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Емир-Ойл»

Ли Чан

2026 г.



**НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ
(НДВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ
ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2027 ГОД**

Директор
ТОО «Мунай Энерджи Групп»

Тажиев С.М.



Астана, 2026

СОСТАВ ПРОЕКТА

НДВ (предельно допустимых) выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2027 г.

Приложение 1. Расчеты выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2027 год

Приложение 2. Расчет рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере.

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026 Г.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Эколог-проектировщик		Шакирова А.И.

АННОТАЦИЯ

К проекту нормативов эмиссий (нормативов допустимых выбросов) загрязняющих веществ в атмосферный воздух на 2026 год для ТОО «Емир-Ойл» разрабатывается с целью установления нормативов эмиссий, являющихся основой для выдачи экологического разрешения и принятия решения о необходимости проведения технических мероприятий, направленных на снижение негативного действия на атмосферный воздух.

Основанием для разработки НДВ (предельно допустимых выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «Емир-Ойл» на 2027 г. являются:

- Договор подряда №14/2026 109 от 17.06.2026г;
- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (с изменениями и дополнениями по состоянию на дату выполнения проекта);
- Техническая спецификация (тех.задание), приложение №2 к договору.

Согласно требованиям Заказчика, изложенным в Техническом задании, данный проект нормативов предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2027г. выполнен для ТОО «Емир-Ойл» с учетом производственных показателей объектов предприятия.

Группа месторождений, входящая в состав предприятия эксплуатируются в соответствии с утвержденными базовыми и техническими проектами. Проект НДВ на 2027 года разрабатывается с истечением срока действующего проекта на 2026 год и для внедрения в эксплуатацию следующего производственного объекта по проекту: РП «Расширение месторождения Кариман. Обустройство скважины К-127».

В состав объектов лицензионной территории ТОО «Емир-Ойл» входят:

- нефтяное месторождение Долинное;
- газоконденсатное месторождение Аксаз;
- нефтяное месторождение Кариман;
- месторождение Северный Кариман;
- месторождение Есен;
- КПНГ (Комплекс подготовки нефти и газа);
- площади Саура-Сагынды, Бегеш, Айдай, Алатобе, Танирберген.

Общая площадь геологического отвода составляет 853,83 га.

Согласно утвержденному Министерством энергетики Республики Казахстан Протоколу №17/5 от 12.09.2026г. а также утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман, ТОО «Емир-Ойл» на период с 01.01.2025 по 31.12.2027 годы» по месторождениям Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман определены прогнозные объемы добычи нефти, нефтяного и природного газа, использования сырья на собственные нужды, технологических потерь газа.

Основные показатели по добыче нефти и сырого газа показаны в таблице.

Таблица 1 - Прогнозные показатели ТОО «Емир-Ойл» на 2027 г.

Наименование месторождения	2027 год (с 01.01 по 31.12)		Технол. неизбежное сжигание сырого газа, Vv, млн м3	Подача товарного газа в систему КазТрансГазАймак-Актау, м3
	Добыча нефти, тыс. тонн	Добыча газа, млн. м3		
Аксаз	4,512	9,114	0,163	8,365
Долинное	45,266	35,980	0,318	28,598
Кариман	56,113	12,552	0,284	0,000
Северный Кариман	59,204	7,495	0,195	0,000

Всего по Емир-Ойлу	165,095	65,141	0,960	36,963
---------------------------	----------------	---------------	--------------	---------------

Примечание: с 24.04.2026г. по месторождениям Кариман и Северный Кариман сырой газ (после отделения товарного) направляется по вновь построенному газопроводу в систему АО «МангистауМунайГаз» (КС-16), в связи с чем подача в систему QazaqGaz Aimag-Актау по этим двум месторождениям на 2027 год не предусмотрена. Объем подачи сырого газа в систему АО «ММГ» на 2027 г.: Кариман — 4,136 млн м3, Северный Кариман — 4,924 млн м3.

На рассматриваемый период действуют Разрешения на сжигание в факелах сырого газа, принятые по утвержденной **Программе развития переработки сырого газа** на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман на период с **01.01.2027 по 31.12.2027г.** (Протокол №17/5 от 12.09.2025г.).

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Аксаз (№KZ11VPC00027512 от 07.09.2026г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- **Аксаз в объеме 0,163 млн. м3, в том числе:**

V6 = 0,000 млн.м3,

V7 = 0,141 млн.м3

V8 = 0,022 млн.м3,

V9 = 0

Разрешение на сжигание сырого газа на 2027 год для месторождения Долинное (№KZ81VPC00027513 от 07.09.2026г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- **на месторождение Долинное в объеме 0,318 млн. м3, в том числе**

V6 = 0

V7 = 0,141 млн.м3

V8 = 0,177 млн.м3,

V9 = 0

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Кариман (№KZ38VPC00027511 от 07.09.2026г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- **на месторождение Кариман в объеме 0,284 млн. м3, в том числе**

V6 = 0,013 млн.м3 ,

V7 = 0,141 млн.м3

V8 = 0,130 млн.м3,

V9 = 0,0 млн.м3

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Северный Кариман (№KZ65VPC00027510 от 07.09.2026г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- **на месторождение Северный Кариман в объеме 0,195 млн. м3, в том числе**

V6 = 0

V7 = 0,141 млн.м3

V8 = 0,054 млн.м3,

V9 = 0,0 млн.м3

Переработка и утилизация сырого газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» за последние 6 лет и 7 месяцев 2025 года.

Наименование	ед.из м	Года						
		2020	2021	2022	2023	2024	2025	01.08.26
Добыча газа	м3	32 937 440	37 714 570	45 009 907	36 116 240	32 921 345	39 810 064	22 512 919
Использование сырого газа на собственные нужды	м3	1 476 294	950 218	1 367 335	2 358 301	1 496 646	2 161 880	1 803 544
Передано потребителю	м3	31 459 086	36 160 312	42 567 421	33 652 279	31 063 538	37 432 132	18 372 44 9 - QG 2 240 354 – MMG 20 612 803 общ
Сожжено газа на факелах	м3	2 060	604 040	1 075 151	105 660	344 872	209 054	-
Технологические потери	м3					16 288	6 999	92 332

Динамика изменения переработки/утилизации сырого газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» (за последние 6 лет и 7 месяцев 2026 года)

Основным направлением утилизации/переработки газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» является:

- использование на собственные нужды
- реализация после подготовки на местном рынке

Система сбора и подготовки газа месторождений ТОО «Емир-Ойл» в соответствии проектным решениям Программы утилизации газа собрана в единый комплекс, и окончательная подготовка газа происходит на УППГ с эжекторной установкой м/р Аксаз.

Таким образом, ТОО «Емир-Ойл» одна из первых недропользователей решила вопрос утилизации газа.

Подготовленный газ с месторождения Аксаз подается местному потребителю АО «QazaqGaz Aimag». Подача товарного газа в систему АО «QazaqGaz Aimag-Aktau» реализуется через существующий газопровод протяженностью 18 км с м/р Аксаз – «Актау-Карьер 5».

Также в системе сбора и подготовки нефти и газа, газ используется на собственные нужды в качестве топлива на печах подогрева УН-0,2, ПП-0,63, ГПЭС, УПН, которые являются частью проектных решений выполненных Программ по утилизации газа.

Согласно расчетным данным суммарные выбросы загрязняющих веществ, подлежащие нормированию, в целом при эксплуатации месторождений ТОО «Емир-Ойл» составят:

Таблица 2 - Количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников загрязнения по месторождениям ТОО «Емир-Ойл» на 2027 г.

№ п/п	Наименование параметра	Максимально-разовый выброс, г/с	Валовый выброс, т/год
1	2	3	4
2027 год			
1	Всего:	339.114501912	1150.098
1.1	<i>твердые:</i>	4,0316211900	3,8568717830
1.2	<i>газообразные и жидкие:</i>	335,0828807220	1150,098

В атмосферу выделяются загрязняющие вещества 34-х наименования 1-4 класса опасности, из них 20 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 11 группы суммации.

При проведении инвентаризации месторождения с учетом нового проекта на предприятии действуют **411** источника загрязнения атмосферы, в том числе:

- источников организованного выброса – **213** ед.;
- источников неорганизованного выброса – **198** ед.
- из них **5** новых источников. По организованному источнику присовено №0384, а неорганизованные с №6366–6369.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и выбросов загрязняющих веществ от них на 2027г. по ТОО «Емир-Ойл» приведены в таблице:

Таблица 3 - Количество источников загрязнения атмосферы по ТОО «Емир-Ойл» на 2027 год.

Наименование производства	Количество источников, загрязняющих веществ		
	Организованные	Неорганизованные	Всего
Месторождение Долинное			
Площадка ГЗУ	19	20	39
Установка подготовки газа	10	8	18
ДНС-нефтепровод	15	30	45
Итого по месторождению Долинное:	44	58	102
Месторождение Аксаз			
Групповая замерная установка	11	15	22
Установка утилизации газа	36	24	50
Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	5	6	11
Итого по месторождению Аксаз:	41	40	81
Месторождение Кариман			
Групповая замерная установка	61	36	96
Итого по месторождению Кариман:	60	32	92
Месторождение Северный Кариман			
Групповая замерная установка	15	6	21
Итого по месторождению Северный Кариман:	15	6	21
Площадь Есен			
Площадка Есен	20	15	35
Итого по площади Есен:	20	15	35
РМЦ, Вахтовый поселок			
РМЦ	2	1	3
Итого по РМЦ	2	1	3
КРС			
КРС	9	12	21
ИТОГО ПО ТОО ЕМИР-ОЙЛ	213	198	411

В настоящем проекте учтены работы по капитальному и подземному ремонту скважин, а также работы по модернизаций, строительству новых и реконструкции эксплуатируемых объектов месторождения. Данные виды работ на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» выполняются сторонними организациями, выбранными на тендерной основе, которые самостоятельно получают разрешения на эмиссии на основе проектной документации по данным видам работ.

Нумерация источников выбросов в разрабатываемом проекте НДВ на 2027 год относительно действующего проекта НДВ не изменена. В данном проекте НДВ проведена систематизация источников с привязкой их к номерам площадок, чтобы в перспективе добавление или исключение источников касалось локально конкретных площадок, а не предприятия в целом.

В соответствии с классификацией производственных объектов, изложенной в ст.40 Экологического Кодекса республики Казахстан ТОО «Емир-Ойл», как предприятие, основной производственной деятельностью которого является разведка и добыча нефти и газа имеет I категорию и 2-й класс опасности объекта и соответствующим размером санитарно-защитной зоны – 1000 м. согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 раздела 3, п. 11, пп. 3 производства по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов. (имеется экспертное заключение №R.05.X.KZ44VBZ00043977 от 25.05.2023 г.)

Согласно статье 12 Экологического кодекса РК, отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к объектам I, II или III категорий осуществляется на основании приложения 2 к ЭК РК. Виды деятельности, не указанные в приложении 2 к ЭК РК или не соответствующие изложенным в нем критериям, относятся к объектам IV категории.

Эксплуатация месторождений ТОО «Емир-Ойл» относится к объектам I-й категории добыча нефти и природного газа в коммерческих целях, при которой извлекаемое количество превышает 500 тонн в сутки в отношении нефти и 500 тыс. м³ в сутки в отношении газа: (Раздел 2. п.2 Недропользование пп.2.1. разведка и добыча углеводородов. Приложении 2 ЭК РК №400-VI ЗРК от 2 января 2021 г.)

В настоящем проекте определены, проанализированы и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ для ТОО «Емир-Ойл» на нормируемый период, дано обоснование изменения количества выбросов вредных веществ в атмосферу по сравнению с действующим проектом нормативов НДВ на 2026г.

Таблица 4 - Сравнительный анализ по установленным лимитам, фактическим эмиссиям выбросов ЗВ в атмосферу по предприятию за последние 3 года

№	Срок действия разрешения	Лимит эмиссий, т/год	Факт эмиссий, т/год	Годы
	ИТОГО	1540,94202	672,2324	
2	Экологическое разрешение на воздействие... №KZ14VCZ03373217 от 10.11.2023; экологическое разрешение на воздействие... KZ59VCZ03489389 от 31.05.2024; экологическое разрешение на воздействие... №KZ75VCZ03544973 от 15.08.2024	854,21269	670,61635	2024 г.
	ИТОГО	854,21269	670,61635	
3	Экологическое разрешение на воздействие... № KZ54VCZ03794641 от 03.12.2024 г.;	680,31492	факт	2025 г.

	Экологическое разрешение на воздействие... KZ59VCZ12163226 от 09.06.2025 г.;	387,4317		
	ИТОГО	1067,747		
	Экологическое разрешение на воздействие... № KZ64VCZ14622474 от 30.12.2025 г.;	981,15399	За 3 квартала на 2026 год составляет	2026 год
	Экологическое разрешение на воздействие... № KZ96VCZ14841312 от 22.05.2026г (Корректировка №1)	632,10179		
	ИТОГО	1613,256		

Лимиты за 2024 год составили 854,21269 т/год, что ближе было к фактическим данным. Но увеличение относительно 2023 года связи с добавлением с проектов РООС новых источников.

Лимит за 2025 год составил 1067,747 тонн с добавлением новых источников, что на 213,53 тонн выше по сравнению с 2024 годом, также в связи с добавлением новых источников по строительству и/или модернизации на площадках м/р.

Лимит за 2026 год составил 677,365 тонн без добавления новых источников, что ближе к фактическим данным за 2024 год и на 15% ниже запрашиваемых лимитов за 2025 год, с учетом новых источников.

Запрашиваемые лимиты на 2027 год - 1150,098 т/год.

Итого запрашиваемый лимит на 2027 год составляет 1150,098 тонн с учетом новых источников от РООС.

Выбросы в атмосферу всех ингредиентов предприятия установлены в качестве НДВ на каждый год нормирования.

В составе проекта нормативов НДВ прилагается необходимый картографический и справочный материал по рассматриваемому предприятию.

Полнота учета совокупности загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу из организованных и неорганизованных источников выброса при осуществлении производственной и хозяйственной деятельности рассматриваемым предприятием в инвентаризационной части проекта нормативов НДВ утверждена руководителем этого предприятия, что подтверждает ответственность предприятия за полноту и достоверность представленных данных инвентаризации перед органами государственного контроля.

СОДЕРЖАНИЕ

СОСТАВ ПРОЕКТА	2
СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ	3
АННОТАЦИЯ	4
СОДЕРЖАНИЕ	9
ВВЕДЕНИЕ	13
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ	14
1.1 Нефтяное месторождение Долинное	14
1.2 Газоконденсатное месторождение Аксаз	18
1.3 Нефтяное месторождение Кариман	26
1.5 Месторождение Северный Кариман	29
1.6 Площадь Борлы	31
1.7 Месторождение Есен	
1.8 Утилизация газа месторождений ТОО «Емир-Ойл»	
1.9 Строительство, капитальный и подземный ремонт скважин	32
2. ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОПЕРАТОРА	34
3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	37
3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования ТОО "Емир-Ойл".	37
3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2024 год.	57
Таблица 3.1.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ТОО «Емир-Ойл» на 2026 год (основная площадка, без учета аварийных и залповых выбросов ЗВ)	67
Таблица 3.1.2 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ТОО «Емир-Ойл» на 2026 год	
Таблица 3.1.3 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ТОО «Емир-Ойл» на 2026 год без учета аварийных и залповых выбросов ЗВ	
Сравнительный анализ качественного и количественного состава выбросов ЗВ в атмосферу	74
3.3 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	81
3.4 Качественная оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	81
3.5 Перспектива развития оператора	81
3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу	85
3.7 Характеристика аварийных и залповых выбросов	85
3.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных	86
Таблица 3.3 - Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта нормативов ПДВ для ТОО «Емир-Ойл» на 2026 год	87
4 УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА	88
5 ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ПДВ	89
5.1 Расчет загрязнения атмосферы	89
5.2 Анализ результатов расчета рассеивания	90
Таблица 3.5 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения	92
Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение	96

6	ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ПДВ (ВСВ)	113
	Таблица 3.6 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «Емир-Ойл» (по предприятию в целом) на 2026г.	114
7	МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ	141
	Таблица 3.7 - План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов ПДВ	143
8	МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	157
	Таблица 3.8 - Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2027 год.	159
	Таблица 3.9 - Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2026 год.	243
8.	КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ	265
	Таблица 3.10 - План – график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на существующее положение	269
11.	ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА, НАНОСИМОГО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ ВЫБРОСАМИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.	348
1.	ЛИТЕРАТУРА	352
14.	ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ	355
	БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ	357

ВВЕДЕНИЕ

Основанием для разработки Проекта предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «Емир-Ойл» на 2027 год является Договор на оказание услуг №14/2026 109 от 17.06.2026г. между ТОО «Емир-Ойл» и ТОО «Мунай Энерджи Групп».

Проект предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу осуществляется с связи с истечением срока действующего проекта на 2026 год и с учетом следующего проекта:

1. РООС к РП «Расширение месторождения Кариман. Обустройство скважины К-127»;

Целью установления нормативов ПДВ на 2027г. в соответствии с требованиями экологического законодательства Республики Казахстан, а также правил и норм, устанавливаемых подзаконными и иными актами, принятыми в развитие законов Республики Казахстан:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК (с *изменениями и дополнениями* по состоянию на дату выполнения проекта);
- Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63.г.
- Правила осуществления инвентаризации стационарных источников выбросов, корректировки данных, документирования и хранения данных, полученных в результате инвентаризации и корректировки (для местных исполнительных органов). Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 262.

Количественный и качественный состав выбросов вредных веществ в атмосферу определены на основании анализа технологических процессов и расчетов, проведенных в соответствии с отраслевыми нормами технологического проектирования и отраслевыми методическими указаниями и рекомендациями по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с учетом основных производственных показателей работы предприятия, предоставленных предприятием – заказчиком.

Проект нормативов НДВ и Инвентаризация источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполнены ТОО «Мунай Энерджи Групп», имеющим государственную лицензию №01531Р от 14.01.2013 г., Лицензия выдана Министерством охраны окружающей среды Республики Казахстан на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, в состав которых входит природоохранное проектирование и нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

ТОО «Емир-Ойл» осуществляет недропользование на основании контракта с Правительством РК за №482 от 09.06.2000г., заключенного в соответствии с лицензией серии АИ №1552 на проведение Разведки углеводородного сырья на площади Аксаз-Емир-Долинное в Мунайлинском районе Мангистауской области.

1.1 Нефтяное месторождение Долинное

Нефтяное месторождение Долинное открыли в 1994 году.

Месторождение Долинное занимает участок площадью 18,24 кв. км.

Областной центр - город Актау - находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 40 км к юго-западу, город Жана-Озен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога станции Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от месторождения. Вдоль нее проложены линии: электропередач, телефонной связи и водопровод от станции Мангистау до селения Большой Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жана-Озен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау, западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Месторождение Долинное находится в районе с высоко развитой инфраструктурой нефтяного профиля. В непосредственной близости от месторождения в пределах Контрактной территории проходят железная дорога Мангышлак-Бейнеу-Макат и шоссейная автотрасса, ЛЭП, магистральные нефтегазопроводы.

Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок Республики, в том числе транспортировки нефти. Новые нефтетерминалы возводятся в прибрежной части поселка Курык.

Ближайшим населенным пунктом является небольшой поселок и железнодорожный разъезд Емыр (20 км к северу по железнодорожной линии). Расстояние до областного центра г. Актау - 50 км, до пос. Курык - 85 км, до нефтепромысла и поселка Жетыбай - 50 км к востоку, до нефтепромысла Дунга - 65 км к западу. Производственная база «Емир-Ойл» расположена на ст.Мангышлак, отстоящей в 30 км к юго-западу от месторождения.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года.

Гидрографическая сеть представлена малодебитными родниками и колодцами с соленой слабоминерализованной водой. Питьевая вода в ближайший поселок Емир (20 км к северу по железнодорожной линии) поступает по водопроводу Кигач–Мангистау и к объектам работ доставляется автоцистернами. При необходимости снабжение питьевой водой возможно из города Актау.

Обеспечение технической водой осуществляется из Куюлусского водозабора, использующего альб-сеноманский водоносный комплекс.

Исследования физико-химических свойств пластовой нефти, нефтяного газа и дегазированной нефти среднетриасовых отложений месторождения Долинное, полученные за весь период разработки по состоянию изученности на 01.01.2023 г. Исследований нефти и газа III блока не проводилось.

По состоянию на 02.01.2023 года составлен был выполнен и утвержден отчет по

«Пересчету запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное» (Мангистауской области Республики Казахстан) (протокол ГКЗ РК №2589–23-У от 06.09.2023 г).

В данном разделе представлены физико-химические свойства пластовой нефти, нефтяного газа и дегазированной нефти среднетриасовых отложений месторождения Долинное, полученные за весь период разработки по состоянию изученности на 01.01.2026г. Исследований нефти и газа III блока не проводилось.

Всего по состоянию изученности на 01.01.2026г. по среднетриасовым отложениям месторождения Долинное изучены 13 проб пластовой нефти, 37 проб дегазированной нефти и 23 пробы нефтяного газа.

В данном разделе представлены физико-химические свойства пластовой нефти, нефтяного газа и дегазированной нефти среднетриасовых отложений месторождения Долинное, полученные за весь период разработки по состоянию изученности на 01.01.2023г.

Исследования физико-химических свойств пластовой нефти проводились в АО «НИПИнефтегаз» и АО «КазНИПИмунайгаз»

В таблице ниже приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения текущих параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2025 г.

Таблица 3.4.2.1 – Месторождение Долинное. Средние значения текущих параметров пластовой нефти по состоянию изученности на 01.01.2026 г

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
I блок				
Давление насыщения, МПа	3	5	7,75-26,70	16,24
Газосодержание, м ³ /т	3	5	59,96-277,40	157,16
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	3	5	1,251-1,775	1,440
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	5	0,585-0,688	0,648
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	5	0,48-0,86	0,64
II блок				
Давление насыщения, МПа	1	2	10,93-15,68	13,31
Газосодержание, м ³ /т	1	2	102,74-130,36	116,55
Объемный коэффициент станд. сепарации, д.ед.	1	2	1,183-1,426	1,305
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	2	0,762-0,781	0,772
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	2	0,62-0,94	0,78

В таблице 2.3.2.2 приведены количество исследований, диапазон изменения и средние значения параметров дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2023 г.

Таблица 3.4.2.2 - Месторождение Долинное. Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти по состоянию изученности на 01.01.2026г

Наименование	ИР-2023				АР-2025			
	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Сред. знач.
	скв.	проб			скв.	проб		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I блок								
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	7	32	769,0-824,7	803,2	7	34	767,2-824,7	801,1
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре								
40 °С	7	24	2,82-12,62	5,26	7	26	1,63-12,62	4,98
50 °С	7	31	1,45-6,91	3,51	7	33	1,45-6,91	3,39
60 °С	7	23	2,09-4,57	2,92	7	23	2,09-4,57	2,92
Температура застывания, °С	6	25	7-33	21	6	25	7-33	21
Массовое содержание, %								
-серы общей	7	22	0,01-0,05	0,02	7	24	0,003-0,05	0,02
-парафинов	7	25	8,75-28,80	16,88	7	27	6,20-28,80	16,25
-асфальто-смолистых веществ	7	25	0,00-8,70	3,01	7	27	0,00-8,70	2,82
Температура начала кипения, °С	7	27	40-91	61	7	29	40-91	61
Объемный выход фракций, %								
до 100 °С	7	25	1-14	7	7	27	1-14	7
до 200 °С	7	27	14-59	32	7	29	14-59	33
до 300 °С	7	29	39-75	53	7	31	39-75	54
II блок								
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	2	2	803,1-820,2	811,7	2	2	803,1-820,2	811,7
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре								
40 °С	2	2	3,69-6,05	4,87	2	2	3,69-6,05	4,87
50 °С	2	2	3,14-4,10	3,62	2	2	3,14-4,10	3,62
60 °С	2	2	2,63-3,59	3,11	2	2	2,63-3,59	3,11
Температура застывания, °С	1	1	-	24	1	1	-	24
Массовое содержание, %								
-серы общей	2	2	0,02-0,03	0,02	2	2	0,02-0,03	0,02
-парафинов	2	2	16,80-22,40	19,6	2	2	16,80-22,40	19,6
-асфальто-смолистых веществ	2	2	4,00-7,60	5,8	2	2	4,00-7,60	5,8
Температура начала кипения, °С	2	2	70-80	75	2	2	70-80	75
Объемный выход фракций, %								
до 100 °С	2	2	3-5	4	2	2	3-5	4
до 200 °С	2	2	24-33	29	2	2	24-33	29
до 300 °С	2	2	44-52	48	2	2	44-52	48

В таблице 3.4.2.3 приведены усреднённые значения компонентного составов нефтяного газа по блокам месторождения Долинное.

Таблица 3.4.2.3 - Месторождения Долинное. Компонентный состав нефтяного газа

Продуктивный горизонт, залежь	Среднетриасовые залежи Т ₂	
Блок	I	II
Количество исследований	21	2
Содержание компонентов, % мольн.		
Сероводород	0,00	-
Углекислый газ	1,66	2,09
Азот	2,00	0,72
Метан	71,62	53,48
Этан	12,61	17,65
Пропан	5,60	13,09
Изо-бутан	1,34	2,53
Н-бутан	2,30	5,40
Изо-пентан	0,79	1,44
Н-пентан	0,94	1,77
Гексан+высшие	0,98	1,85
Плотность при 20 °С г/л	0,982	1,232

Сведения о запасах нефти, газа

В настоящее время месторождение Долинное разрабатывается согласно утвержденному базовому проектному документу «Проекта разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2023 года» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки с 2024 г. по 2025 г. (протокол ЦКРР РК №46/5 от 14 декабря 2023 года).

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения Долинное на период 2027года, представлен в таблице 3.8.2.1

Таблица 3.8.2.1 - Технологические показатели добычи нефти и газа месторождения Долинное

Года	Добыча нефти,	Газовый фактор,	Добыча газа,
	тыс. т/год	м³/т	млн. м³
2027	33,102	961,271	31,820

По состоянию на 01.08.2026 г. характеристика фонда скважин месторождения Долинное приведена в таблице 3.5.2.1

Таблица 3.5.2.1 - Месторождение Долинное. Характеристика фонда скважин на 01.08.2026г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номера скважин	Количество скважин
Месторождение Долинное			
Фонд эксплуатационных скважин	Всего действующие:	Д1; Д2; Д7; Д110; Д112;	5
	из них фонтанные:	Д1; Д2; Д7; Д110; Д112;	5
	Бездействующий фонд	Д3; Д5; Д6;	3
	КРС/ПРС		

	Консервация	Д12;	1
Ликвидированный фонд		Д4;	1
Всего пробурено:			10

Технологические проектные показатели разработки месторождения Долинное

Прогнозные технологические показатели разработки эксплуатационных объектов и месторождению в целом по 2 рекомендуемому варианту представлены в таблице 3.6.2.1

Таблица 3.6.2.1 - Утвержденные прогнозные уровни добычи нефти и растворенного газа в целом по месторождению Долинное на период 2027г.

Наименование	Года
	2027
Добыча нефти, тыс.т	33,102
Добыча газа, млн. м ³	31,820

Примечание: данные объемы приняты согласно «Анализ разработки месторождения Долинное» с утверждением технологических показателей по уточненному первому варианту на 2025–2027гг (протокол ЦКРР РК №63/10 от 19 июня 2025 года)

1.2 Газоконденсатное месторождение Аксаз

Месторождение открыто в марте 1995 г. поисковой скважиной №1.

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

Месторождение Аксаз занимает участок площадью 11,483 кв.км. В административном отношении месторождение Аксаз расположено на территории Туб-Караганского района Мангистауской области.

Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через площадь исследования. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефтегазо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

На территории месторождения Аксаз выделены четыре залежи: одна нефтяная, приуроченная к базальному пласту в подошве отложений Т₃ и три газоконденсатных (Т₂А, Т₂Б и Т₂В), связанных с отложениями вулканогенно-карбонатного комплекса среднего триаса.

При PVT-анализе пластового флюида выполнены эксперименты по дифференциальной и контактной конденсации пластового газа. По изотермам дифференциальной и контактной конденсации определены: давление начала конденсации (Р_{н.к.}), давление максимальной конденсации, количество выпавшего в пласте конденсата при снижении давления ниже Р_{н.к.}, зависимость коэффициента

сверхсжимаемости от давления. В данном разделе представлены физико-химические свойства флюидов месторождения Аксаз, полученные за весь период разведки и разработки месторождения по состоянию изученности на 01.04.2023 г.

Исследования проводились ТОО НИИ «Каспиймунайгаз», ТОО «Везерфорд-КЭР».

1) *Свойства пластового газа*

Свойства пластового газа представлены исследованиями из 3 скважин: А3, А2, А4. 3 и 5 августа 2018 г. компанией «Везерфорд-КЭР» были отобраны пробы газа и

нефти с сепаратора с двух скважин: А2 и А4 с целью проведения комплексных исследований рекомбинированного пластового флюида (PVT-исследования). Условия отбора сепараторных проб представлены в таблице 3.4.1.1.

Таблица 3.4.1.1 – Месторождение Аксаз. Условия отбора сепараторных проб со скважин А2 и А4

Параметры	Скважина А2	Скважина А4
Дата отбора	03.08.2018	05.08.2018
№ пробы	1.01/1.02	1.01/1.02
Давление сепаратора, атм.	5	4,5
Температура сепаратора, °С	28	31
Дебит жидкости, м³/сут	11,49	2,59
Дебит газа, м³/сут	28265	6197
КГФ, см³/м³	407	418

В таблицах 3.4.1.2–3.4.1.3 представлены параметры пластового газа, полученные в ходе CVD-эксперимента по скважинам А2 и А4

Таблица 3.4.1.2 – Месторождение Аксаз. Параметры пластового газа в зависимости от давления, полученные в CVD-эксперименте по скважине А2

Давление, МПа	Объемная доля выпадающей жидкости, % V н.к.	Плотность газа, г/см³	Вязкость газа, мПа*с	Z-фактор
40,1	0	0,3098	0,041	1,087
34,4	2,093	0,2758	0,035	1,0194
27,6	5,568	0,2241	0,029	0,9555
20,7	7,968	0,1649	0,023	0,9214
13,8	8,326	0,106	0,019	0,9179
6,9	7,332	0,0514	0,016	0,9418
3,4	6,452	0,0261	0,015	0,9629
0,1	3,104	0,0011	0,014	

Таблица 3.4.1.3 - Месторождение Аксаз. Параметры пластового газа в зависимости от давления, полученные в CVD-эксперименте по скважине А4

Давление, МПа	Объемная доля выпадающей жидкости, % V н.к.	Плотность газа, г/см³	Вязкость газа, мПа*с	Z-фактор
43,6	0	0,3199	0,044	1,1342
34,4	2,247	0,2717	0,036	1,024
27,6	5,071	0,2223	0,029	0,9587
20,7	7,299	0,1645	0,023	0,9222
13,8	7,709	0,1063	0,019	0,9169
6,9	6,797	0,0516	0,017	0,9406
3,4	5,97	0,0262	0,016	0,9624

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

0,1	3,325	0,0011	0,014	
-----	-------	--------	-------	--

Зависимость вязкости пластового газа от давления представлена в таблице 3.4.1.4

Таблица 3.4.1.4 – Месторождение Аксаз. Зависимость вязкости пластового газа от давления в скважинах А2, А4

Давление, МПа	Вязкость, мПа*с	
	Скважина 2	Скважина 4
68,9	0,158	0,186
65,5	0,151	0,182
62,0	0,144	0,171
58,6	0,136	0,158
55,1	0,129	0,148
51,7	0,121	0,138
48,2	0,113	0,129
44,8	0,105	0,122
43,6	0,099	0,118
40,1	0,090	0,113

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Таблица 3.4.1.5 – Месторождение Аксаз. Вариант 1. Характеристика основного фонда скважин и основных показателей разработки по отбору газа и конденсата

№ п/п	Показатели	Годы		
		2025	2026	2027
1	2	3	4	5
1	Добыча газа всего, млн.м ³	2,6	4,8	9,1
2	Добыча газа из переходящих скважин, млн.м ³	1,9	3,8	3,6
3	Добыча газа из новых скв-н, млн.м ³	0	0	5,2
4	Добыча газа из скв-н, вводимых из бездействия млн.м ³	0,69	1,00	0,33
5	Ввод в эксплуатацию новых скважин, ед.	0	0	1
6	в т.ч.: из экспл. бурения, ед.	0	0	1
7	из разведочного бурения	0	0	0
8	из консервации	0	0	0
9	переводом из других объектов	0	0	0
10	Ввод в эксплуатацию скважин из бездействия, ед.	1	1	1
11	Средний дебит газа одной новой скв., тыс.м ³ /сут	0	0	28,3
12	Среднее число дней работы новой скважины, дни	0	0	182,5
13	Среднее число дней работы одной скважины, вводимой из бездействия, дни	197,1	292	219
14	Средний дебит газа одной скважины, вводимой из бездействия, тыс.м ³ /сут	3,5	3,4	1,8
15	Расчетная добыча газа из новых скважин предыдущего года в данном году, млн.м ³	0	0	0
16	Ожидаемая расчетная добыча газа из старых скважин данного года, млн.м ³	1,9	3,8	3,6
17	Коэффициент изменения добычи газа из переходящих скважин, млн.м ³	1,9	3,8	3,6
18	Падение добычи газа из переходящих скважин, млн.м ³	1,9	3,8	3,6
19	Выбытие скважин из действующего фонда, ед.	0	0	0
20	Средняя глубина бурения газодобывающих скважин, м	0	0	4231,4
21	Объем эксплуатационного бурения, всего тыс.м	0	0	34
22	Средневзвешенное пластовое давление на начало года, МПа	24,4	23,9	23,8
23	Среднее устьевое (рабочее) давление на начало года, МПа	15,4	15,0	14,9
24	Содержание стабильного конденсата, г/нм ³	710	600	500
25	Добыча конденсата, тыс.т	1,9	2,9	4,5
26	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	6	6	7
27	Действующий фонд переходящих скважин на начало года, ед.	4	5	7
28	Действующих фонд переходящих скважин на конец года, ед.	4	5	7
29	Средний дебит действующих скважин по газу, тыс.м ³ /сут	3,1	3,2	4,4
30	переходящих скважин по газу, тыс.м ³ /сут	3,1	3,2	4,4
31	новых скважин по газу, тыс.м ³ /сут	0	0	28,3
32	Средний дебит действующих скважин по конденсату, т/сут	2,4	2,1	2,3
33	переходящих скважин по конденсату, т/сут	2,4	2,1	2,3
34	новых скважин по конденсату, т/сут	0	0	14,2

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

1	2	3	4	5
35	Отбор газа с начала разработки, млн.м ³	276,7	281,5	290,5
36	Добыча конденсата с начала разработки, тыс.т	145,2	147,9	152,4
37	Коэффициент нефтеизвлечения газа (КИГ), доли ед.	0,197	0,201	0,207
38	Коэффициент нефтеизвлечения конденсата (КИК), доли ед.	0,149	0,152	0,156
39	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов, %	25,4	25,9	26,7
40	Темп отбора от начальных утвержденных извлекаемых запасов, %	0,20	0,40	0,8
41	Темп отбора от текущих утвержденных извлекаемых запасов, %	0,30	0,60	1,1
42	Остаточные извлекаемые запасы природного газа категории C ₁ , млн.м ³	812,1	807,3	798,3
43	Остаточные извлекаемые запасы конденсата категории C ₁ , тыс.т	943,6	940,9	936,4

**НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.**

Таблица 3.4.1.6 – Месторождение Аксаз. Состав пластового газа по состоянию на 01.04.2023 г.

Таблица 3.4.110. Исходные данные Акеза: Состав природного газа по скважинам на 01.04.2023 г.				
№ скважины	A3	A2*	A4*	Среднее значение
Компания исполнитель	ТОО НИИ «Каспиймунайгаз»	ТОО «Везерфорд-КЭР»	ТОО «Везерфорд-КЭР»	
Дата отбора	16.04.2009	03.08.2018	05.08.2018	
Интервал перфорации, м	4107-4270	4050–4200; 4200-4312	4257,2–4260,4; 4266–4272; 4293–4296; 4299-4301	
Компоненты	Содержание, % мольн.			
Азот	1,96	3,39	1,69	1,96
Углекислый газ	3,54	3,99	3,37	3,54
Метан	69,57	70,48	71,18	69,57
Этан	8,94	8,29	9,49	8,94
Пропан	3,68	3,42	4,01	3,68
Изо-бутан	1,01	1,00	1,14	1,01
Н-.бутан	1,47	1,38	1,56	1,47
Изо-пентан	0,71	0,71	0,73	0,71
Н-.пентан	0,60	0,67	0,70	0,60
Гексан+в	8,52	6,65	6,14	8,52
C5+в	9,83	8,03	7,57	9,83
Доля сухого газа	0,9017	0,9167	0,9244	0,9017
Состав сухого газа				
Азот	2,17	3,70	1,83	2,17
Углекислый газ	3,93	4,34	3,65	3,93
Метан	77,15	76,63	77,01	77,15
Этан	9,91	9,02	10,27	9,91
Пропан	4,08	3,72	4,33	4,08
Изо-бутан	1,12	1,09	1,24	1,12
Н-.бутан	1,63	1,50	1,69	1,63
Итого:	100	100	100	100
Примечание: * - пробы отбракованы				

Таблица 3.4.1.7 - Месторождение Аксаз. Компонентный состав газа сепарации среднетриасового продуктивного горизонта (Т2Б)

Скважина	A1		A2			Среднее значение
Проба	1	2	1.03	1.04	1.05	
Дата отбора	1995 г.	2005 г.	26-28.09.2019			
Компоненты	Содержание, % мольн.					
Сероводород	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Углекислый газ	2,45	2,77	3,34	3,69	4,01	3,25
Азот	-	1,39	3,30	4,38	4,10	3,29
Метан	74,54	78,03	72,05	70,38	70,40	73,08
Этан	14,03	12,64	11,15	11,14	10,96	11,99
Пропан	4,58	3,03	5,53	6,25	6,11	5,10
Изо-бутан	1,3	0,67	0,90	0,86	1,00	0,95
Н-бутан	1,61	0,8	1,68	1,75	1,84	1,54
Изо-пентан	0,63	0,26	0,45	0,35	0,46	0,43
Н-пентан	0,47	0,21	0,51	0,45	0,52	0,43
Гексаны+	0,39	0,2	1,09	0,74	0,60	0,60
C5+в	1,49	0,67	2,04	1,54	1,58	1,46
Относительная плотность (по воздуху)	0,825	0,716	0,781	0,779	0,783	0,777

1) Состав и свойства дегазированной нефти

Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти Т₃ горизонта

месторождения Аксаз изучены по 3 пробам, отобраным в 1995–1996 гг. из скважины А1.

Согласно результатам анализов (таблица 3.8) нефть является особо легкой, не вязкой, малосернистой, малосмолистой, высокопарафинистой.

Плотность при температуре 20 °С в среднем составляет 829,3 кг/м³, кинематическая вязкость при температуре 50 °С – 6,592 мм²/с.

Значительное содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов (19 % масс.) обусловило положительную температуру застывания нефти, составляющую плюс 30 °С. Массовое содержание асфальто-смолистых веществ в нефти не велико и составило 3,0 %, общей серы – 0,005 %.

Температура начала кипения дегазированной составила 132 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 300 °С, составляет 34 %, бензиновых фракций, выкипающих до температуры 200 °С – 11 %

Таблица 3.4.1.8 - Месторождение Аксаз. Физико-химические свойства и фракционный состав дегазированной нефти

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
ТЗ-базальный				
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	1	3	829,1-829,4	829,3
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
40 °С	1	3	9,16-17,85	13,51
50 °С	1	3	6,27-6,88	6,59
60 °С	1	3	5,06-5,43	5,23
Температура застывания, °С	1	3	29-31	30
Массовое содержание, %				
серы	1	1	-	0,005
парафинов	1	2	-	19,0
асфальто-смолистых веществ	1	2	-	3,0
Объемный выход фракций, %				
Температура начала кипения, °С	1	2	130-134	132
до 100 °С	-	-	-	-
до 200 °С	1	3	10-11	11
до 300 °С	1	3	33-35	34

2.1.1 Текущее состояние разработки месторождения Аксаз

Месторождение Аксаз находится в промышленной разработке согласно «Анализу разработки месторождения Аксаз» с утверждением технологических показателей по уточненному варианту на 2025–2027гг. по состоянию на 01.01.2025 года (протокол ЦКРР РК №63/9 от 19 июня 2025г.);

По состоянию на 01.01.2025г. на месторождении Аксаз в промышленной разработке находится один объект – I объект – газоконденсатные залежи среднетриасовых горизонтов Т2А (пласт II), Т2Б и Т2В.

Характеристика фонда скважин месторождения Аксаз по состоянию на 01.08.2025

г. представлена в таблице 3.5.1.1.

Таблица 3.5.1.1 – Месторождение Аксаз. Характеристика фонда скважин на 01.08.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номера скважин	Количество скважин
Месторождение Аксаз			
Фонд эксплуатационных скважин	Всего действующие:	A1; A2; A3; A4; A6;	5
	из них фонтанные:	A1; A2; A3; A4; A6;	5
	Бездействующий фонд	A105; A106;	2
	КРС/ПРС		
	Консервация		
Ликвидированный фонд			
Всего пробурено:			7

Сведения о запасах нефти, газа и конденсата

В настоящее время месторождение Аксаз разрабатывается согласно утвержденному базовому проектному документу «Дополнение к проекту разработки месторождения Аксаз по состоянию на 01.01.2023 года» с утверждением технологических показателей разработки с 2024 г. по 2025 г. (*протокол ЦКРР РК №46/7 от 14.12.2023 г.*).

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения Аксаз на период 2026 года

Год	Добыча конденсата,	Газовый фактор,	Добыча газа,
	тыс. т/год	м ³ /т	млн. м ³
2026	2,868	1666,318	4,779

1.3 Нефтяное месторождение Кариман

Месторождение Кариман расположено на территории Южного Мангышлака, в административном отношении располагается в пределах Мунайлинского района Мангистауской области Республики Казахстан. Месторождение Кариман занимает участок площадью 91,09 кв.км.

Месторождение находится в 70 км от г. Актау, в 55 км от пос. Жетыбай рядом с территорией Куялусского водозабора.

Первые сведения о площади Кариман были получены в 1961 году. По триасовым отложениям поднятие Кариман выявлено и подготовлено к поисковому бурению по результатам сейсморазведочных работ МОГТ-2Д, проведенными в 1980-1993 гг. В 2005 году на площади Кариман проведены дополнительные сейсморазведочные работы МОГТ-3Д, уточнившие строение площади по триасовым отложениям.

В орографическом отношении месторождение расположено в пределах северной части бессточной впадины Карагие, слегка наклоненной к югу и имеющей пересеченный рельеф. На преобладающей части территории работ абсолютные отметки рельефа составляют минус 80-85 метров,

Рассматриваемая территория принадлежит к зоне полупустынь и пустынных степей.

Гидрографическая сеть представлена малodeбитными родниками с соленой водой, а также небольшой солёной речкой Ациагар.

Шосейные дороги связывают областной центр - город Актау с районными центрами и основными населенными пунктами: Жетыбай, Курык, Баутино, Жанаозен.

Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях. Они вполне пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года, т.е. практически круглогодично.

Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит в непосредственной близости от площади исследования. Вдоль дороги проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод со ст. Мангистау до селения Бол. Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас-Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

Физико-химические свойства пластовой нефти верхнетриасовых и среднетриасовых отложений месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2023 г. представлены результатам исследований 38 проб пластовой нефти за весь период разведки и разработки месторождений.

В таблицах 3.4.3.1–3.4.3.3 физико-химические свойства и компонентные составы нефти и газа месторождения Кариман.

Таблица 3.4.3.1 – Свойства пластовой нефти месторождение Кариман

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Т₃				
Давление насыщения, МПа	1	1	-	8,14
Газосодержание, м ³ /т	1	1	-	51,48
Объемный коэффициент, д.ед.	1	1	-	1,165
Плотность пластовой нефти, г/см ³	1	1	-	0,783
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	1	1	-	1,43
Горизонт Т₂				
Давление насыщения, МПа	11	23	9,30-24,40	16,10
Газосодержание, м ³ /т	11	23	50,91-181,50	97,07
Объемный коэффициент, д.ед.	11	23	1,182-1,428	1,276
Плотность пластовой нефти, г/см ³	11	23	0,661-0,768	0,729
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	11	23	0,21-3,05	1,10

Таблица 5 - Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти м/р. Кариман по состоянию на 01.01.2025г.

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Сред. знач.
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
Горизонт Т₃				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	4	6	831,4-855,6	843,2
Кинематическая вязкость, мм²/с, при температуре				
40 °С	3	5	9,44-25,29	15,58
50 °С	4	6	6,26-22,12	11,83
60 °С	3	5	5,51-14,46	8,78
Температура застывания, °С	4	6	24-36	29

**НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.**

Массовое содержание, %				
-серы общей	4	6	0,03-0,08	0,05
-парафинов	4	6	15,20-22,90	20,57
-асфальто-смолистых веществ	4	6	2,00-9,30	5,50
Температура начала кипения, °С	4	6	44-123	69
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	3	5	3-9	5
до 200 °С	4	6	6-20	13
до 300 °С	4	6	21-36	29
Горизонт Т₂				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	23	43	822,5-864,4	848,0
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
40 °С	22	37	9,76-29,94	18,24
50 °С	23	43	5,42-16,07	10,80
60 °С	22	38	4,84-11,50	7,97
Температура застывания, °С	22	41	24-36	30
Массовое содержание, %				
-серы общей	22	40	0,00-0,11	0,06
-парафинов	23	35	12,76-23,40	18,21
-асфальто-смолистых веществ	22	37	2,29-11,40	5,49
Температура начала кипения, °С	23	42	48-97	71
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	22	41	1-7	3
до 200 °С	23	43	10-23	15
до 300 °С	23	43	24-46	31

Таблица 3.4.3.3 - Месторождение Кариман. Компонентный состав нефтяного газа

Продуктивный горизонт	Т ₃	Т ₂
Количество исследований	1	22
Содержание компонентов, % мольн.		
Гелий	-	0,034
Водород	-	0,027
Углекислый газ	0,84	2,46
Азот	4,39	3,34
Метан	52,59	62,83
Этан	18,80	13,92
Пропан	13,51	9,54
изо-Бутан	1,89	1,63
н-Бутан	5,04	3,39
изо-Пентан	1,03	0,80
н-Пентан	0,72	1,03
Гексан+в.	1,19	0,98
Плотность, г/л	1,179	1,074
Относительная плотность газа	0,981	0,920

2.1.1 Текущее состояние разработки месторождения Кариман

В настоящее время для месторождения Кариман действующим базовым проектным документом по разработке является «Проект разработки месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2023 года», с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки до конца рентабельного периода (протокол ЦКРР РК №47/3 от 25 января 2024 г.).

Характеристика фонда скважин месторождения Кариман по состоянию на 01.08.2024 г. приведена в таблице 3.5.3.1

Таблица 3.5.3.1 – Месторождение Кариман. Характеристика фонда скважин на 01.08.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номера скважин	Количество скважин
--------------	------------------------------	----------------	--------------------

Месторождение Кариман			
Фонд эксплуатационных скважин	Всего действующие:	K2; K5; K12; K13; K116; K119; K120; K124;	8
	из них фонтанные:		
	из них УЭЦН:	K2; K5; K12; K13; K116; K119; K120; K124;	8
	Бездействующий фонд	K1; K3; K4; K6; K7; K8; K11; K10; K113; K114; K117; K118;	12
	КРС/ПРС		
	Консервация	K15; K16;	2
	Нагнетательный фонд (б/д)		
Пьезометрический фонд		K121; K123;	2
Ликвидированный фонд		K2Г; K3Г; K5Г;	3
Всего пробурено:			27

Сведения о запасах нефти, газа

В настоящее время месторождение Кариман разрабатывается согласно утвержденному базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Кариман по состоянию на 01.01.2023 г.» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки до конца рентабельного периода (протокол ЦКРР РК №64/4 от 24 июля 2025г.).

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения Кариман по 2 рекомендуемому варианту на 2026–2027 гг., представлены в таблице 3.8.3.

Года	Добыча нефти,	Газовый фактор,	Добыча газа,
	тыс. т/год	м ³ /т	млн. м ³
2026	38,496	220,698	8,496

1.4 Месторождение Северный Кариман

В административном отношении месторождение Северный Кариман расположено в Мунайлинском районе Мангистауской области. Месторождение Северный Кариман занимает участок площадью 22,91 кв.км.

Областной центр г. Актау находится в 70 км к юго-западу от площади, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через площадь исследования. Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач. На расстоянии 25 км к западу находится нефтепровод Каламкас - Актау. Западнее нефтепровода проходят линия электропередач и шоссейная дорога Актау - Форт-Шевченко.

В настоящее время месторождение Северный Кариман разрабатывается согласно утвержденному базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Северный Кариман по состоянию на 01.01.2023г.» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки до

конца рентабельного периода (*протокол ЦКРР РК №47/4 от 25 января 2024г.*).

В таблицах 3.4.4.1–3.4.4.3 физико-химические свойства и компонентные составы нефти и газа месторождения Северный Кариман.

Таблица 3.4.4.1 – Свойства пластовой нефти месторождения Северный Кариман

Наименование	Количество исслед-х		Диапазон изменения	Среднее значение
	скв.	проб		
1	2	3	4	5
<i>Горизонт Т₂</i>				
Давление насыщения, МПа	3	7	13,80-20,40	17,27
Газосодержание, м ³ /т	3	7	112,53-139,84	124,48
Объемный коэффициент, д.ед.	3	7	1,327-1,544	1,401
Плотность пластовой нефти, г/см ³	3	7	0,613-0,713	0,680
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	3	7	0,38-2,01	0,88

Таблица 3.4.4.2 - Физико-химические свойства дегазированной нефти месторождения Северный Кариман

Наименование	Количество исследованных		Диапазон изменения	Среднее значение
	скважин	проб		
1	2	3	4	5
<i>Горизонт Т₂</i>				
Плотность при 20 °С, кг/м ³	6	10	816,3-836,6	829,8
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре				
40 °С	6	10	5,02-61,02	21,83
50 °С	6	10	3,93-14,68	9,05
60 °С	2	3	4,64-7,21	5,81
Температура застывания, °С	6	10	22-38	31
Массовое содержание, %				
-серы общей	6	10	0,03-0,10	0,04
-парафинов	6	10	12,45-26,10	18,68
-асфальто-смолистых веществ	6	10	1,60-7,20	2,71
Температура начала кипения, °С	6	10	50-110	69
Объемный выход фракций, %				
до 100 °С	6	9	2-8	4
до 200 °С	6	10	13-26	18
до 300 °С	6	10	31-44	36

2.1.1 Текущее состояние разработки месторождения Северный Кариман

Месторождение Северный Кариман находится в промышленной разработке согласно «Проекта разработки месторождения Северный Кариман по состоянию на 01.01.2023 г.», с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки до конца рентабельного периода (*Протокол ЦКРР РК №47/4 от 25 января 2024 г.*);

В соответствии с проектным документом на месторождении Северный Кариман в промышленной разработке находится I объект эксплуатации – залежи нефти Т₂ горизонта (Т₂Б+Т₂В).

Характеристика фонда скважин месторождения Северный Кариман по состоянию на 01.08.2024 г. приведена в таблице 3.5.4.1

Таблица 3.5.4.1 – Месторождение Северный Кариман. Характеристика фонда скважин на 01.08.2024 г.

Наименование	Характеристика фонда скважин	Номера скважин	Количество скважин
Месторождение Северный Кариман			
Фонд эксплуатационных скважин	Всего действующие:	СК1; СК2; СК102; СК104;	4
	из них фонтанные:	СК102; СК104;	2
	из них УЭЦН:	СК1; СК2;	2
	Бездействующий фонд	СК3; СК101; СК103;	3
	КРС/ПРС		
	Бурение		
	Консервация		
Ликвидированный фонд			
Всего пробурено:			7

В настоящее время месторождение Северный Кариман разрабатывается согласно утвержденному базовому проектному документу «Проект разработки месторождения Северный Кариман по состоянию на 01.01.2023 г.» с утверждением технологических показателей по рекомендуемому второму варианту разработки до конца рентабельного периода (*протокол ЦКРР РК №47/4 от 25 января 2024 г.*).

Прогнозные технологические показатели разработки месторождения Северный Кариман по 2 рекомендуемому варианту на 2026г., представлен в таблице 3.8.4.1

Таблица 3.8.4.1 - Технологические показатели добычи нефти и газа месторождения Северный Кариман

Года	Добыча нефти,	Газовый фактор,	Добыча газа,
	тыс. т/год	м³/т	млн. м³
2026	74,004	126,601	9,369

1.5 Площадь Борлы

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

В административном отношении площадь Борлы расположена в Мунайлинском районе Мангистауской области.

Областной центр город Актау находится в 50 км к юго-западу от месторождения, железнодорожная станция Мангистау - в 30 км к юго-западу, город Жанаозен - в 130 км к

юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау - Макат проходит непосредственно через контрактную территорию ТОО «Емир Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау - Жанаозен, нефте-, газо-, водопроводы и линия электропередач.

На данной площадке источники ЗВ отсутствуют.

1.6 Строительство, капитальный и подземный ремонт скважин

С целью расширения объемов добычи нефти на площади земельного отвода месторождений ТОО «Емир-Ойл» производится бурение разведочных скважин с привлечением подрядной организации ТОО «Международная Нефтяная Сервисная Компания «Синопек - Казахстан». Работы по КРС и ПРС проводит ТОО «Аксу Drilling» «Ер-Бур Ойл Сервис»

Бурение скважин, капитальный и подземный ремонт скважин месторождений ТОО «Емир-Ойл» осуществляется с привлечением сторонней организации, которая на основании договора и статьи 106 Экологического кодекса является вторичным природопользователем и самостоятельно несет всю ответственность за природоохранную деятельность на период работы, рассчитывает фактические выбросы загрязняющих веществ от своих источников и ежеквартально дает отчет ТОО «Емир-Ойл», на которое получено Разрешение на эмиссии на данный вид работ. В связи с этим, объем предполагаемых выбросов ЗВ в атмосферу на данный вид работ в данном проекте на бурение скважин не учитывается в ПДВ, так как получены отдельные Разрешения на эмиссии ТОО «Емир-Ойл». Нормативы источников при КРС и ПРС включены в ПДВ. не учитывался.

ТОО «Ер-Бур Ойл Сервис» предоставляет услуги на территории нефтяных операторов в Мангистауской области Республики Казахстан. Предприятие оказывает услуги нефтяным операторам по вышеуказанным видам работ на основании лицензии.

Основной производственной деятельностью предприятия является ведение технологических работ на месторождениях, каротажные работы в нефтяных скважинах, подземный и капитальный ремонт скважин, демонтаж оборудования и агрегатов, установка подъемника скважин, испытание после ремонта скважин, промывка, цементация, опробирование и освоение скважин, повышение нефтеотдачи нефтяных пластов и увеличение производительности скважин, консервация и ликвидация скважин.

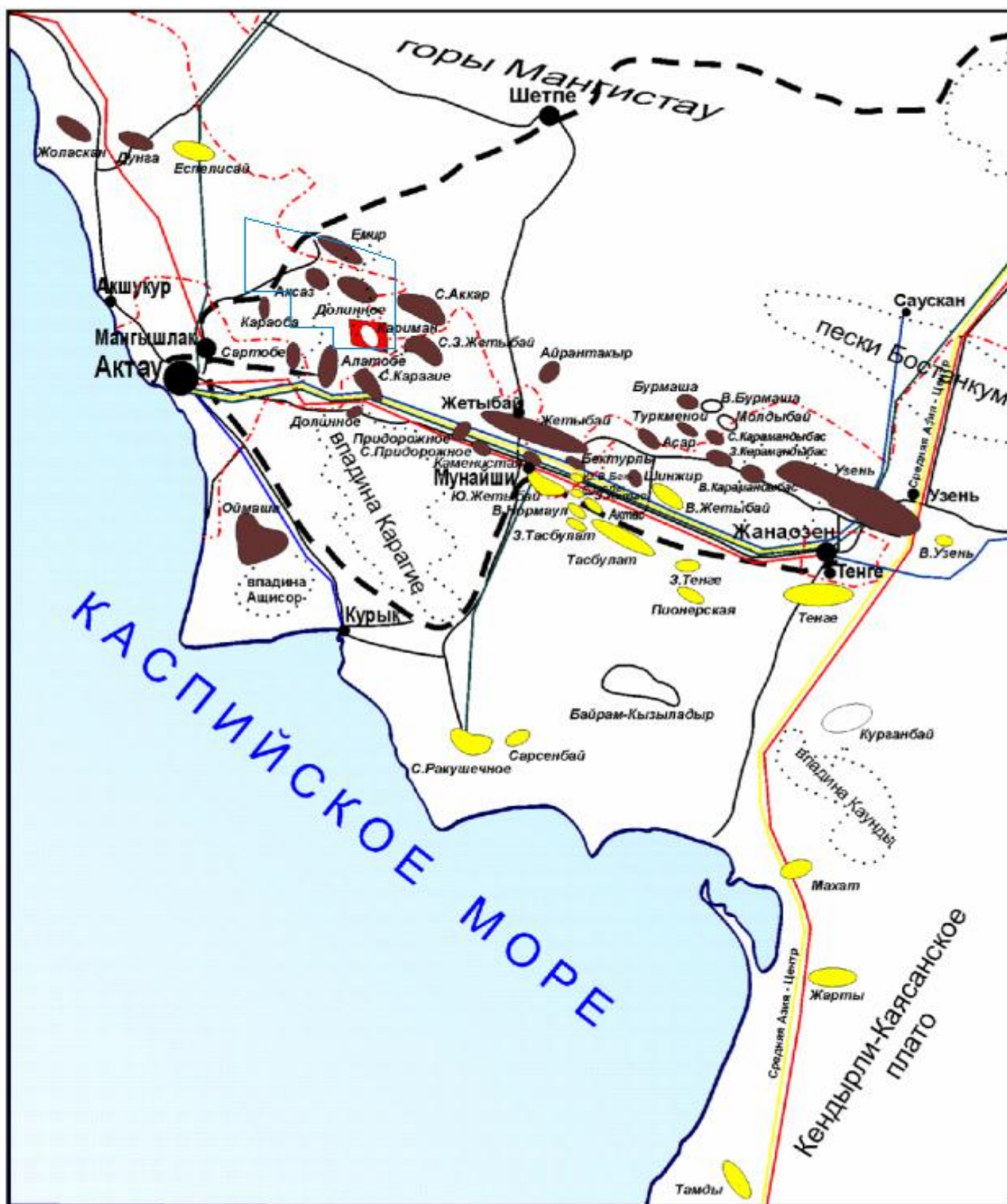


Рисунок 1 - Ситуационная карта-схема расположения месторождений ТОО «Емир-Ойл»

2. ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОПЕРАТОРА

Регион относится к полупустынной зоне с серо-бурыми почвами, в комплексе с которыми большое распространение имеют солончаки корково-пухлые и солончаки приморские.

Формирование растительного покрова, характерно для условий пустынь. Господствуют белоземельнополынные и биюргуновые сообщества. В понижениях рельефа местности встречаются сарсазаново-поташниковые травяные пятна. Многие участки, полностью лишены растительности в результате нефтедобывающей деятельности.

Регион в хозяйственном отношении представляет собой малопродуктивные пустынные пастбища.

Поверхностные источники воды отсутствуют. Грунтовые воды залегают на глубинах 50 и более метров.

Климат района резко-континентальный. Лето жаркое и продолжительное. В отдельные годы температура воздуха повышается до +45°C. Зима малоснежная с сильным ветром, нередко буранами. Среднегодовая скорость ветра 6-8 м/сек. В наиболее холодные зимы морозы достигают -30°C. Близость Каспийского моря на климат влияния не оказывает.

Зима (декабрь-февраль) умеренно холодная, с неустойчивой преимущественно пасмурной погодой. Морозы начинаются с середины декабря. В самый холодный месяц (январь) температура воздуха днем от -40°C до -60°C; ночью от -70°C до -150°C (редко -300°C).

Днем нередко бывает оттепели с температурой воздуха плюс 110°C. Осадки выпадают в виде снега. Толщина снежного покрова обычно не превышает 5 см, однако бывали случаи выпадения снега до 25 см., глубина промерзания грунта 80 см. Число дней с туманами до 6 в месяц.

Лето (май-сентябрь) – сухое, жаркое. Температура воздуха днем плюс 220°C – плюс 370°C (редко +430°C), ночью +110°C - +150°C. Осадки выпадают изредка, в мае-июне. С июля по сентябрь стоит засушливая погода. Относительная влажность воздуха 56-76%.

Температура воздуха

Абсолютный минимум температуры воздуха в районе месторождения составляет минус 300°C. Абсолютный максимум - +450°C. Зима наступает в конце ноября. Самый холодный месяц - январь, а самый теплый - июль. Зимой при вторжении холодных масс арктического воздуха температура понижается до минус 200°C, с наступлением весны идет постепенное повышение. Жаркий период, когда среднесуточная температура воздуха выше 250°C, наступает в июне и продолжается до конца августа.

Таблица 6 - Средняя температура (по месяцам)

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	-5,2	-3,9	1,6	10,8	18,1	23, 2	25,8	25,2	18,8	10,6	2,8	-2,6
Аккудук	-5,5	-4,1	2,7	12,4	20,2	25, 7	28,6	27,2	19,6	10,5	2,7	-2,6

С февраля начинается повышение температуры воздуха. Особенно интенсивным оно бывает при переходе от марта к апрелю и составляет 7-100°C. Лето на большей части полуострова жаркое и продолжительное. Таких больших различий в температурах, как в зимний период, не наблюдается. Повсеместно средняя температура июля (самого жаркого месяца) не ниже 25,80°C.

Ветер

В период октября-апреля преобладающими являются восточные и юго-восточные направления ветра (до 50%), что обусловлено не только барическими, но и местными термическими условиями, связанными с усилением переноса более холодных воздушных масс из пустыни в сторону моря.

Таблица 7 – Средняя месячная скорость ветра

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	6,5	6,3	5,9	5,4	5,3	4,7	4,5	4,4	4,5	4,8	5,3	5,9
Аккудук	4,5	5,1	5,2	5,2	5,1	4,7	5,0	4,7	4,5	4,2	4,4	4,4

В зимний и весенний периоды средние значения скорости ветра превышают - 5 м/сек, в летний и осенний – снижаются до 4,2 м/сек. Среднее число дней со скоростью ветра более 15 м/сек составляет 22 дня, со скоростью 8-15 м/сек – 189 дней. Максимальная скорость 34 м/сек была зарегистрирована в феврале 2001 году. Число случаев со штилем составляет 5%.

Таблица 8– Средняя многолетняя повторяемость направления и скорости ветра по 8 румбам

Повторяемость направлений (%) и скорость ветра (м/сек) по 8 румбам															
С		СВ		В		ЮВ		Ю		ЮЗ		З		СЗ	
П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С	П	С
13	5,4	13	4,8	24	5,2	18,5	6	6	5,3	4,5	4,8	8,5	5,1	12,5	5

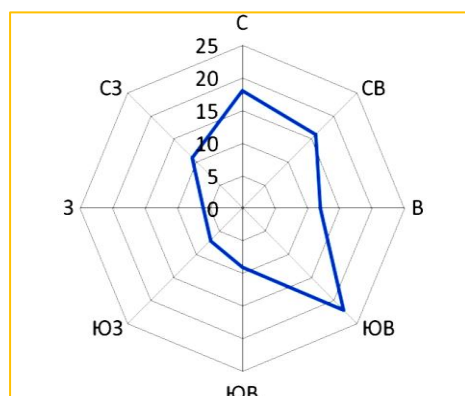


Рисунок 2 – Среднегодовая роза ветров, %.

Атмосферные осадки

Регион отличается большой засушливостью, что связано с малой доступностью для влажных атлантических масс воздуха, являющихся основным источником осадков. Наибольшее количество осадков наблюдается в апреле, наименьшее – в августе. Распределение среднемесячных осадков представлено в таблице 13.

Таблица 9- Среднее количество осадков (по месяцам), мм

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	11	13	19	22	7	15	17	6	12	15	20	14
Аккудук	9	13	17	20	4	14	7	3	5	10	11	12

Среднее годовое количество осадков зарегистрировано:

- в Тушибеке – 180 миллиметров;
- в Аккудуке – 134 миллиметров.

Снежный покров.

Рассматриваемый район месторождения относится к зоне с неустойчивым снежным покровом. Его высота обычно не превышает 5 см. Характер залегания снежного покрова в большей степени зависит от скорости ветра и условий защищенности места. Сильные ветры сдувают снег с возвышенных открытых мест в пониженные участки рельефа. Среднее число дней со снежным покровом в районе станции Аккудук 34 дня.

Влажность воздуха.

Среднегодовая относительная влажность воздуха в районе месторождения составляет 58%. Максимальная относительная влажность достигает в декабре, а минимальная - в августе.

Таблица 10- Многолетние средние месячные значения относительной влажности воздуха

Станция	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Тушибек	75	72	68	51	40	33	31	28	37	56	71	78
Аккудук	74	66	61	43	35	31	29	28	33	51	69	77

Пресных вод в данном районе не обнаружено, поверхностные воды отсутствуют.

Пластовые воды встречаются на глубине, начиная с 10 метров.

Госкомитет по ЧС РК в ноябре 1995 года отнес все территории нефтяных и газовых месторождений к сейсмическим зонам с силой землетрясений в 8 баллов по шкале MSK-64. Сейсмичность территорий нефтегазодобычи до 8 баллов подтверждена в августе 1996 года письмом правительства Республики Казахстан № И-460.

Основными факторами, определяющими длительность сохранения загрязнений в местах размещения их источников, является ветровой режим, наличие температурных конверсий, количество и характер выпадения осадков. Согласно районированию территории РК, по потенциалу загрязнения атмосферы (ПЗА) район расположения месторождений ТОО «Емир-Ойл» относится к IV зоне потенциала загрязнения воздуха. Активная ветровая длительность в районе месторождения, как на высоте, так и в приземном слое способствует рассеиванию вредных примесей в атмосфере.

Характеристика климатических, метеорологических условий и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере (СП РК 2.04-01-2017) представлены в таблице ниже.

Таблица 11 - Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания вредных веществ в атмосфере

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха	25
Средняя температура наружного воздуха наиболее	-5
Среднегодовая роза ветров, %	
С	13
СВ	13
В	24
ЮВ	18
Ю	6
ЮЗ	5
З	9
СЗ	12
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость	12

3. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРЕДПРИЯТИЯ КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

3.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования ТОО "Емир-Ойл".

3.1.1. Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважин на месторождении Долинное

Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважин на месторождении Долинное производится по следующей схеме. Газожидкостная смесь со скважин по выкидной линии Ø 100 мм направляется на узел сбора и отгрузки нефти.

В составе пункта сбора, подготовки и отгрузки нефти следующие сооружения:

- площадка печи подогрева нефти;
- площадка сепарации нефти и газа;
- насосы перекачки нефти;
- узел замера газа;
- узел замера нефти;
- площадка замерной установки и аппаратурного блока «Спутник»;
- площадка стояков налива нефти;
- площадка резервуаров нефти.

Газожидкостная смесь со скважин по выкидным линиям ø100 мм с давлением 0,4МПа направляется в автоматизированную замерную установку «Спутник АМ-40-80-400», где производится замер дебита поступающей скважины.

Со «Спутника» газожидкостной поток по трубопроводу ø150 мм направляется в горизонтальный нефтегазосепаратор V-1 объёмом 50м³ и давлением 0,4МПа. Отделившийся от нефти газ по трубопроводу ø150 мм направляется в газосепаратор V-2, где производится очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей. Скопившийся газоконденсат из газосепаратора V-2 через электроприводную задвижку по трубопроводу ø50 мм сбрасывается на прием нефтегазосепаратора V-1.

Далее нефть из нефтегазосепаратора V-1 по трубопроводу ø150 мм, под давлением 0,4 МПа направляется на прием насосам и затем на печь подогрева нефти Н-1. Разогретая в печи до 600С, нефть под давление 0,01 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопители V-3 где происходит отстой нефти от воды.

На все печи на всех месторождениях газ подается попутный, сухой газ после подготовки используют только на печи БР на Аксазе.

Нефть с нефтепровода «ГУ Кариман-ГУ Долинное» поступает в сепаратор С-2 где выделившийся газ поступает нефтегазовый сепаратор V-1, а нефть в горизонтальные емкости (резервуары) V-4, V-6.

После отстоя, вода из резервуаров V-3 -V-6, по трубопроводу ø100 мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1, а нефть из резервуаров, насосом Р-1,2 по трубопроводу ø110 через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами.

Дренаж со всего оборудования поступает в дренажную емкость Т-1. Раскачка дренажной емкости Т-1 производится передвижными насосами агрегатами по трубопроводу ø100 мм, оголовков которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Для улавливания остаточного конденсата и влаги, установлен конденсатосборник продувается от скопившийся в нем жидкости в передвижные автоцистерны с последующим сливом в дренажную емкость Т-1.

Технологическая схема ГУ Долинное представлена на рисунке.

Расширение ГУ Долинное

В целях предварительной подготовки нефти м/р Кариман и Северный Кариман, на ГУ Долинное проведена реконструкция групповой установки Долинное с установкой дополнительного оборудования:

- площадка нефтегазового сепаратора,
- площадка резервуара для нефти,
- площадка насосов для налива и циркуляции нефти,
- площадка печи подогрева нефти,
- площадка узла учета газа,
- площадка узла учета нефти,
- площадка стояка налива нефти,
- площадка насосов К80-65-160 (для циркуляции теплоносителя).

В результате производится предварительная подготовка нефти м/р Кариман и м/р Северный Кариман на ГУ Долинное.

Весь объем добываемого попутного нефтяного газа на месторождении Кариман и Северный Кариман направляется на УПГ Долинное, частично от него утилизируется на нужды Кариман и Северный Кариман на печи.

Производительность по готовой продукции $Q_{\max}=1000$ м³/сут, $Q_{\min}=500$ м³/сут, газовый фактор – 75 т/м³.

Технологические решения

На групповой установке Долинное предусмотрено предварительная подготовка и налив нефти в автоцистерны. Нефть с ГУ Кариман и Северный Кариман поступает в ГУ Долинное по нефтепроводу Ду150 в горизонтальный нефтегазосепаратор, где происходит разделение нефтяной эмульсии при давлении 0,4 МПа на нефть и попутный газ.

Отделившийся от нефти, газ через узел учета газа, направляется в газосепаратор, где происходит очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей.

Попутный газ направляется в УПГ Долинное. Скопившаяся нефть из газосепаратора сбрасывается в дренажную емкость Т-1. Далее нефть из нефтегазосепаратора под давлением 0,15 МПа направляется к насосам Р-3/4 и затем в печь подогрева нефти Н-2. Разогретая в печи Н-2 до 65-70°C, нефть под давлением 0,1 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопителя Е-5/6 объемом по 100м³ каждый, где происходит отстой нефти от воды. После отстоя, подтоварная вода из резервуаров по трубопроводу сбрасывается в дренажную емкость Т-1. Выделившийся газ с дренажной ёмкости Т-1 направляется на вытяжную свечу, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК. Нефть из резервуаров Е-5/6, насосом через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами. При необходимости технологическая схема предусматривает возможность использовать циркуляционный насос Р-3/4 в качестве циркуляции нефти из товарного резервуара Е-5/6 через печь Н-2 обратно в товарный резервуар Е-5/6. Дренаж со всего оборудования поступает в существующую дренажную емкость Т-1. Откачка дренажной ёмкости производится передвижными средствами.

В 2011 году в ГКЗ РК был утвержден отчет «Подсчет запасов нефти и растворенного в нефти газа месторождения Долинное Мангистауской области Республики Казахстан по состоянию изученности на 01.01.2011 г.» (протокол № 1042-11- У от 17.03.2011 г.).

В 2011 году выполнен отчет «Технологическая схема разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.01.2011 г.», принятый КГиН МИНТ РК 03.05.2011 г. (протокол № 133).

В 2016 году был выполнен отчет «Анализ разработки месторождения Долинное по состоянию на 01.04.2016 г.», утвержденный в КГиН МИР РК 13.07.2016 г. (протокол № 27-5-1389-И).

Район структуры Долинное характеризуется высокой тектонической активностью, способствовавшей образованию широкой сети тектонических нарушений, разбившей структуру на блоки.

Нефтеносность месторождения Долинное установлена в среднетриасовых отложениях в вулканогенно-доломитовой пачке, где выявлены три залежи нефти Т2-А-II, Т2-Б и Т2-В и объединены в один объект разработки. На месторождении Долинное отложения от четвертичных до триасовых вскрыты на максимальную глубину 3890 м в скважине 6.

За отчетный период выполнен отбор и изучение 29,7 м керна из скважины 12. На 01.01.17 г. отложения горизонта Т2-А-II представлены 42,2 м керна из скважин 1, 2, 5, 12, ФЕС пород определены по 45 образцам; отложения горизонтов Т2-Б и Т2-В (совместно) представлены 142,4 м керна из скважин 1, 2, 3, 5, 6, 12, исследован 291 образец.

За период с 2014 по 2016 гг. компанией ТОО «Емир-Ойл» на месторождении Долинное были отобраны 4 глубинные пробы нефти из скважины 12 и 110.

Нефть среднетриасовой залежи (Т2) в целом насыщена газом, газосодержание пластовой нефти в среднем составляет 213,3 м³/т, давление насыщения - 23,35 МПа, объемный коэффициент нефти - 1,55 д.ед., вязкость и плотность пластовой нефти равны 0,739 мПа/с и 0,645 г/см³, соответственно.

Дегазированная нефть среднетриасовой залежи особо легкая, с плотностью при температуре 20°C - 808,3 кг/м³, высокопарафинистая (20,2 %), малосмолистая (5,0 %), малосернистая (0,03 %). Температура застывания дегазированной нефти в среднем плюс 22,50С.

В период с 2014 г. по 01.04.2016 г. была проанализирована одна проба воды, отобранная со скважины 12 из горизонта Т2-Б.

В целом по месторождению начальные геологические/извлекаемые запасы нефти и растворенного газа в нефти по состоянию на 02.01.2011 г. утверждённый в ГКЗ РК составляют 6449/1431 тыс.т, из них: по категории С,- 4714/1046 тыс. т (73,1 %); по категории С2- 1735/385 тыс. т (26,9 %).

Начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного в нефти газа составляют 2166/482 млн.м³ , из них:

- по категории С[- 1584/352 млн. м³;
- по категории С2- 582/130 млн. м³.

По состоянию на 01.01.17г. на месторождении Долинное в промышленной разработке находился один объект - среднетриасовый горизонт Т2с продуктивными горизонтами, в которых выявлены залежи: Т2-А-II, Т2-Б и Т2-В, в соответствии с «Технологической схемой разработки месторождения Долинное».

За отчетный период (2014-2016 гг.) на месторождение Долинное эксплуатационных скважин не пробурено. В 2014 году было завершено бурение оценочной скважины Д-12, которая после проведения комплекса гидродинамических исследований, отбора и исследования пластовой и дегазированной нефти находится в процессе переинтерпретации полученных данных. В конце 2016 года было завершено бурение разведочной скважины Д-8. И в начале текущего, 2017года на скважине были начаты работы по освоению 1-го объекта. В данный момент, недропользователь проводит подготовительные работы для начала освоения 2-го объекта, по горизонту Тг.

На дату анализа (01.01.17 г.) разработку месторождения Долинное осуществляли 8 скважинами. Всего на месторождении пробурено 11 скважин, из них 6 скважин действующих добывающих, эксплуатирующийся фонтанным способом, 2 скважины находятся в бездействии (скважина 5 - из-за высокой обводненности, в скважине 6 после бурения бокового ствола и опробования, приток не получен). Одна скважина (4) - ликвидирована по технической причине (в связи с неоднократными авариями в процессе бурения).

Дебиты нефти по добывающим скважинам на 01.01.2017 г. распределяются следующим образом. Наибольший дебит нефти приходится на скв №.112, который составил 15,8 т/сут, по остальным скважинам - дебит нефти изменяется от 8 до 13,9 т/сут. В скважинах отмечается незначительная обводненность, максимальная обводненность приходится на скв. №3, которая составила 12,7 %.

За анализируемый период (2014-2016 гг.) в 6 (1, 3, 6, 7, 110, 112) скважинах было проведено 18 замеров забойного и 3 замера градиентов пластового давления и температуры, 1 - КВД.

За период с 2014 по 2016 гг. наблюдается уменьшение объема добычи нефти и жидкости (на 24 % и на 17 %, соответственно), что связано с уменьшением действующего фонда добывающих скважин и среднесуточного дебита одной скважины.

По состоянию на 01.01.2017 г. накопленная добыча нефти, жидкости и растворенного газа составила: 305,2 тыс.т, 310,2 тыс.т, 129,9 млн.м³, соответственно. Текущий коэффициент извлечения нефти - 0,07 д.ед.

При этом, годовая добыча нефти и жидкости в 2014 г. составляла - 35,8 тыс. т и 37,5 тыс.т, в 2015 г. - 27,3 тыс.т и 28,5 тыс.т, в 2016 г. - 22,7 тыс.т и 23,5 тыс.т. По годам объем добычи снижается за счет уменьшения дебита нефти по действующим скважинам.

Исходя из текущего состояния разработки, связанного с несоответствием фактических и проектных показателей разработки, и с учетом планов недропользователя по изменению графика ввода скважин из бурения, разработчиком проекта были уточнены проектные показатели разработки месторождения Долинное на 3 года (2017-2019 гг.).

В начале 2022 года был разработан Проект Расширения Групповой установки (ГУ) на месторождении Долинное. Целью проекта являлось оптимизация процесса сепарации газа с последующим его использованием на собственные нужды. Оптимизация процесса подачи нефти в резервуары после сепарации.

Проектными технологическими решениями предусматривается:

- Установка дополнительного газового сепаратора V-4 объемом 1,3 м³;
- Установка компрессора К-1, производительностью 120 м³/ч;
- Узел учета попутного газа.

Система инженерного обеспечения по запроектированным объектам состоит:

- системы электроснабжения;

- систем контроля и автоматизации;
- автоматической пожарной сигнализации;

3.1.2. Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважины на месторождении Аксаз

Месторождение обнаружено в 1995 г. в ходе опробования поисковой скважины 1, где получен приток газа с конденсатом в нижней части вулканогенно-карбонатной толщи среднего триаса.

В 2007 г. составлен «Проект опытно-промышленной эксплуатации газоконденсатной залежи месторождения Аксаз». В 2009 г. выполнена работа «Анализ опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксаз».

В 2011 г. выполнены работы «Авторский надзор за реализацией проекта опытно-промышленной эксплуатации месторождения Аксаз по состоянию на 01.01.2011 г., и «Проект промышленной разработки месторождения Аксаз по состоянию на 01.01.2011 г.». Согласно ППР выделено 2 объекта разработки: I объект - среднетриасовый горизонт - газоконденсатные залежи Т2А-II, Т2Б и Т2В; II объект - возвратный - верхнетриасовый базальный нефтяной горизонт Т3. Разработку основного I объекта запроектировано осуществлять по 2 варианту на режиме истощения пластовой энергии, в котором с 2012 г. предусмотрено бурение 6 добывающих скважин по квадратной сетке плотностью 25 га/скв (500х500 м). Разработка II объекта предусмотрена разрабатывать после выработки запасов газа и конденсата I объекта.

На месторождении вскрыты отложения палеозойского, мезозойского и кайнозойского возрастов на максимальную глубину 4912 м. Триасовые отложения представлены тремя отделами, состоящие из песчаниками, аргиллитами, доломитами и известняками. Средний триас состоит из двух толщин: нижняя - вулканогенно - карбонатная и верхняя - вулканогенно-терригенная. С отложениями вулканогенно карбонатной толщи связаны газоконденсатные залежи Т2А, Т2Б и Т2В.

По состоянию на 02.01.2011 г. был выполнен «Подсчет запасов нефти по всем выявленным залежам месторождения Аксаз и утверждён в ГКЗ РК 03.03.2011 г. протоколом ГКЗ РК № 1035-11-У». По месторождению Аксаз запасы нефти, газа и конденсата утверждены в следующих количествах и по категориям: нефти: (геол./извлек.) по категории Q - 129,5/19,7 тыс.т; С2 - 382,4/58,1 тыс.т; растворенного газа: по категории Сi - 5,5/0,9 млн.м3; С2 - 16,1/2,4 млн.м3; пластового газа: (геол./извлек.) по категории Сj - 1550,2/1203,0 млн.м3; С2 - 106,5/82,7 млн.м3; конденсата (геол./извлек.): по категории Сi - 1077,3/552,8 тыс.т; С2 - 74,1/38,1 тыс.т.

Фонд добывающих скважин первого объекта составляет 11 единиц, в т.ч бурение 6 новых, начало бурения - 2012 г.

За период после составления ППР на месторождении пробурено 2 скважины, которые, на дату анализа находятся в бездействии. Фонд добывающих скважин IIго возвратного объекта (нефтяной горизонт Т3) составит 4 единицы, в т.ч. их перевод (1, 4 и двух вновь пробуренных) с I объекта разработки. По состоянию на 01.01.2017 г. в промышленной разработке находится первый основной объект.

I объект. По состоянию на 01.01.2017 г. общий эксплуатационный фонд скважин составил 7 единиц, в т.ч. четыре действующие и три в бездействии, из-за ограничения приема газа в пределах 120-150 тыс.м3/сут, со стороны АО «КазТрансГаз Аймак», что способствовало к периодической работе скважин, в периоде с 2014 г. по 2016 г.

За период с 2014 г. до 2016 г. добыча газа и конденсата увеличивались, соответственно от 16,5 млн.м³ до 21,9 млн.м³ и от 4,5 тыс.т до 7,6 тыс.т. При этом среднесуточный дебит газа на 1 скважину за этот период уменьшался от 37,5 тыс.м³/сут (в 2014 г.) до 20,7 тыс.м³/сут (в 2016 г.). Действующий фонд добывающих скважин в 2014 г. составил 3 ед., в 2015 г. уменьшился на 1 ед. и в 2016 г. увеличился до 4 ед.

Для очистки призабойной зоны и интервалов перфорации применяется соляно-кислотная обработка (СКО), с добавлением в их состав плавиковой кислоты и ПАВ. В период 24.05-03.06 и 12-13.10.2014 годах на скважинах 3 и 6 были проведены очистки стволов. Положительный результат получен в скважине 6, где проведена промывка ПЗС горячей нефтью в объеме 56 м³. Прирост добычи за 3 месяца составил по жидкости - 223,99 т, по газу - 644,28 тыс.м³, по конденсату - 209,65 т. Другие методы интенсификации добычи газа и конденсата не применялись.

Уточнены проектные показатели разработки. Прогнозные показатели рассчитаны по одному варианту разработки для I и II объектов разработки. Разработку I объекта рекомендуется осуществлять пробуренным фондом добывающих скважин в количестве 7 единиц, а также бурением 1 новой добывающей скважины в 2020 году, с существующей системой на режиме истощения. При этом общий фонд скважин составит 8 единиц. II объект проектируется использовать в качестве возвратного. Фонд добывающих скважин составит 3 ед., в т.ч. перевод 3 скважин с I объекта разработки, из них новая скважина 109 будет пробурена в 2020 г.

Прогнозная добыча газа и конденсата по уточненному варианту в 2017 г. практически соответствует утвержденному и составила 18,9 млн.м³ вместо 18,8 млн.м³ и 6,5 тыс.т вместо 6,6 тыс.т. Среднегодовой дебит газа и конденсата по уточненному варианту составили 25,9 тыс.м³/сут вместо 24,0 тыс.м³/сут и 8,9 т/сут вместо 8,4 т/сут, соответственно, при этом действующий фонд добывающих скважин меньше утвержденного (4 вместо 5). В 2018 г. в уточненном варианте добыча газа и конденсата меньше утвержденного на 60,6 % и 61,5 % и составила 13,2 млн.м³ и 4,5 тыс.т, соответственно, что связано с проектированием работы меньшего количества действующих добывающих скважин (4 вместо 8) и среднегодовым дебитом газа и конденсата на 1 скважину (18,1 тыс.м³/сут вместо 25,5 тыс.м³/сут, 6,2 т/сут вместо 8,9 т/сут, соответственно). В 2018 г. был предусмотрен ввод из бурения 1 добывающей скважины, в уточненном варианте ввод скважины был смещен на 2020 г. В 2019 г. добыча газа и конденсата больше утвержденного на 67,8 % и 4,7 % и составила 71,0 млн.м³ и 24,4 тыс.т, соответственно, что связано с окончанием строительства УПГ в 2019 г. и промышленного газопровода, тогда и планируется подключение всех скважин в эксплуатацию на полную мощность.

Для до разведки месторождения, с целью оценки перспектив верхнее и среднетриасовых отложений и изучения геологического строения III блока, рекомендуется бурение скважины 10.

Внутри промысловый сбор и подготовка нефти со скважины на месторождении Аксаз производится по следующей схеме.

В составе узла сбора и отгрузки нефти проектом предусматриваются следующие сооружения:

- площадка сепарации нефти и газа (нефтегазосепаратор, газосепаратор, теплообменник, узел учета газа)
- площадка манифольда;

- площадка теста-сепаратора;
- площадка насосов перекачки конденсата;
- площадка подогрева воды УН-0,2МЗ;
- площадка насосов перекачки теплоагента;
- площадка емкостей хранения конденсата;
- площадка дренажной емкости V-40 куб.м;
- площадь дренажной емкости V –8 куб.м;
- площадка узла замера нефти;
- свеча для сброса газа;
- площадка горизонтальных резервуаров;
- площадка налива нефти.

По состоянию на 01.01.2013 г. на месторождении Аксаз эксплуатируются 5 газоконденсатные скважины.

Газожидкостная смесь со скважин по трубопроводам диаметром 100 мм с давлением 0,8 МПа направляется на приемный манифольд. С манифольда газонефтяной поток по трубопроводу диаметром 100 мм и давлением 0,8 МПа направляется в теплоприемник V-4 и далее направляется в горизонтальный нефтегазовый сепаратор V-1, где происходит дегазация поступившей газоконденсатной смеси. Отсепарированный газ с верха V-1 по трубопроводу Ду 100 поступает обратно в теплообменник V-4 и далее направляется в вертикальный сепаратор V-2. С V-2 газ пройдя окончательно осушку и очистку от примесей, попутный газ по трубопроводу ø150 мм поступает на установку подготовки газа. Конденсат с низа V-1 под собственным давлением поступает в горизонтальные резервуары V-5 и V-6. Конденсат с горизонтальных резервуаров V-5 и V-6 отбирается насосами P-1 и P-2 и через узел учета конденсата по трубопроводу Ду100 направляется на площадку стояка налива нефти для загрузки в автоцистерны.

Для подогрева газожидкостной смеси используется горячая вода температурой 60°C, которая циркулирует через змеевики V-1, V-2, V-5 и V-6 при помощи насосов P-3 и P-4. Для нагрева воды используется нагреватель Н-1.

Для замера дебита скважины газожидкостной поток с манифольда по трубопроводу Ду-100 направляется на площадку тестового сепаратора. После замера объема количества жидкости и газа, оба потока смешиваются и по трубопроводу Ду150 врезаются в линию входа газоконденсатной смеси в теплообменник.

Дренаж с технологического оборудования групповой площадки осуществляется в дренажные емкости Т-1 и Т-2.

Газожидкостной поток со скважин А-1, А-3, А-4 при необходимости подается в газовый блок с вертикальным сепаратором, где отделяется конденсат от газа и направляется на вход в теплообменник.

Выделившийся отсепарированный газ подается на установку подготовки газа.

В качестве топливного газа для печи используется подготовленный газ с установки подготовки газа УПГ Аксаз.

Обустройство существующих на месторождении Аксаз

Технологическая схема сбора и транспорта нефти

Сети для сбора и транспорта продукции скважин включает в себя:

- выкидные линии;
- нефтесборные коллектора.

Принята следующая схема сбора и транспорта нефти: скважина - выкидная линия – площадки ЗУ - нефтесборный коллектор - ГЗУ.

Нефть со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на площадки ЗУ для замера дебита скважин.

Площадки замерных установок (ЗУ) предназначены для оперативного определения дебита добывающих скважин.

Нефтесборные коллектора служат для сбора продукции скважин, поступающей на ЗУ для замера, и дальнейшего транспорта под собственным давлением на площадку ГЗУ для подготовки.

Площадка замерной установки ЗУ-1 предназначена для оперативного определения дебита добывающих скважин. На площадку ЗУ-1 поступает продукция скважин. На площадке ЗУ размещается автоматическая групповая замерная установка типа «Спутник» и дренажная емкость объемом $V=8$ м³. Кроме этого, в комплекте с установкой устанавливается аппаратный блок (см. марку АТХ) для управления процессом автоматического замера продукции скважин.

Дренаж с АГЗУ производится в дренажную емкость Т-1. Откачка с Т-1 производится передвижным насосным агрегатом. Дренажная емкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

Площадка замерной установки ЗУ-2 предназначена для оперативного определения дебита добывающих скважин. На площадку ЗУ-2 поступает продукция проектных и существующих скважин. На площадке ЗУ размещается автоматическая групповая замерная установка типа «Спутник» и дренажная емкость объемом $V=8$ м³. Кроме этого, в комплекте с установкой устанавливается аппаратный блок (см. марку АТХ) для управления процессом автоматического замера продукции скважин.

Дренаж с АГЗУ производится в дренажную емкость Т-1. Откачка с Т-1 производится передвижным насосным агрегатом. Дренажная емкость снабжена системой контроля по уровню жидкости.

В начале 2022 года был разработан Проект Расширения Групповой установки (ГУ) на месторождении Аксаз. Целью проекта являлось оптимизация процесса сепарации газа с последующим его использованием на собственные нужды. Оптимизация процесса подачи нефти в резервуары после сепарации.

Проектными технологическими решениями предусматривается:

- Установка компрессора К-1 производительностью 120 м³/ч;
- Узел учета попутного газа.
- Строительство трубопроводной перемычки с целью откачки нефти из сепаратора V-1 емкость V-5 насосами Р-1,2.
- Также дополнительно выводится из эксплуатации и демонтируется теплообменник V-4 в связи отсутствием необходимости и неэффективной работой.

Групповая замерная установка м/р Кариман

Групповая замерная установка м/р Кариман включает следующее оборудование:

- площадка печи и площадка сепарации нефти и газа;
- нефтегазосепаратор;
- газосепаратор;
- печи подогрева нефти;
- насосы перекачки нефти;

- узел замера газа;
- узла замера нефти;
- площадка замерной установки и счетчик контроля жидкости (СКЖ);
- площадка стояка налива нефти;
- площадка резервуаров нефти;
- вагон - операторная;
- туалет – септик;
- прожекторные мачты;
- КТП;
- площадка мультифазного насоса.

С манифольда после замера газожидкостной поток направляется на прием мультифазного насоса и перекачивается после подогрева на печах подогрева нефти Н-1 и Н-2 по нефтепроводу Ø159 мм на ГУ Долинное. Для защиты насоса предусмотрена схема подачи части нефти с выкидной линии мультифазного насоса на приемную линию.

При необходимости имеется возможность откачки нефти от горизонтальных емкостей (резервуаров) насосами Р-1,2 в нефтепровод Ø159 мм на ГУ Долинное.

В случае остановки насоса для перекачки нефтегазовой смеси предусматривается схема описанная ниже.

Со «СКЖ» газожидкостной поток по трубопроводу Ø159 мм направляется в горизонтальный нефтегазосепаратор С-1 объемом 100м³ и давлением 0,4 МПа. Отделившийся от нефти газ по трубопроводу Ø150 мм направляется в газосепаратор С-3, где производится очистка газа от уловленных капель нефти и механических примесей. С газосепаратора С-3 часть очищенного газа по трубопроводу Ø57 мм подается в качестве топлива на подогреватель нефти Н-1. Скопившийся газоконденсат из газосепаратора С-3 через электроприводную задвижку по трубопроводу Ø57мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1.

Далее нефть из нефтегазосепаратора С-1 по трубопроводу Ø 159 мм под давлением 0,5 МПа направляется к насосам и затем по трубопроводу Ø 114 мм на печь подогрева нефти Н-1. Разогретая в печи до 65-70 0С, нефть под давлением 0.1 МПа поступает в горизонтальные емкости (резервуары) накопители V1 –V-6объемом по 100м³ каждый, где происходит отстой нефти от воды. После отстоя, подтоварная вода из резервуаров V1 – V-8 по трубопроводу Ø 114 мм сбрасывается в дренажную емкость Т-1, а затем насосом Р-4 откачивается в приемный трубопровод нефтегазосепаратора С-1 выделившийся газ с дренажной емкости Т-1 направляется на вытяжную свечу Ø 57 мм, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Нефть из резервуаров по трубопроводу Ø 159 мм, насосом Р-3 по трубопроводу Ø 114 мм, через узел учета нефти подается на стояк налива нефти в автоцистерны или насосами Р-1,2 в нефтепровод Ø159 мм на ГУ Долинное. Для связи с атмосферой резервуары оснащены дыхательными клапанами.

При необходимости технологическая схема предусматривает возможность использовать насос Р-3 в качестве циркуляции нефти из товарного резервуара через печь обратно в товарный резервуар. Дренаж со всего оборудования поступает в дренажную емкость Т-2. Откачка дренажной емкости Т-2 производится насосами Р-5 по трубопроводу Ø 114 мм на вход нефтегазосепараторов С-1. выделившийся газ с дренажной емкости Т-2 направляется на вытяжную свечу Ø 57 мм, оголовок которой оборудован дыхательным клапаном СМДК.

Для улавливания остаточного конденсата и влаги установлен конденсатосборник Т-3. В процессе эксплуатации, по мере наполнения, конденсатосборник продувается от скопившейся в нем жидкости в передвижные автоцистерны с последующим сливом в дренажную ёмкость Т-2.

Площадка замерного устройства СКЖ предназначена для периодического замера дебита добывающей скважины. Газожидкостная смесь со скважины поступает в замерную установку СКЖ по трубопроводу диаметром 114х8 мм с давлением до 1,0 МПа. После замера газожидкостный поток по трубопроводу диаметром 159х6 мм направляется на нефтегазосепаратор С-1. Дренаж производится по трубопроводу диаметром 114х6 мм в дренажную емкость Т-2.

При Расширении Групповой установки (ГУ) на месторождении Кариман предусматривается:

- Установка дополнительного нефтегазового сепаратора С-2 объемом 50 м³;
- Установка дополнительного газового сепаратора С-4 объемом 3 м³
- Установка компрессора К-1, производительностью 120 м³/ч;
- Узел учета попутного газа.

3.1.3. Обустройство скважин на месторождении Кариман

Обустройство площадок ЗУ-1

Площадка АГЗУ

Площадка АГЗУ выполнена в блочно-комплектном исполнении и предназначена для автоматического периодического определения дебитов по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин.

Нефтегазовая смесь по трубопроводу Ду 114х8 мм поступает к АГЗУ и далее по коллектору транспортируется в пункт назначения. Опорожнение емкостей и участков трубопроводов перед ремонтом осуществляется в дренажную емкость Е-1.

3.1.4. Площадка дренажной емкости

Дренажная емкость (Е-1), предназначена для сбора стоков от трубопроводов и АГЗУ. По мере наполнения, продукты дренирования откачиваются автоцистерной. Сброс газа производится в атмосферу через дыхательный клапан СМДК-50. Подводящий коллектор дренажных стоков диаметром 100 мм к дренажной емкости прокладываются подземно. Дренажная емкость оборудована трубным пучком для подачи теплоносителя на обогрев емкости и снабжена системой контроля и регулирования по уровню.

3.1.5. Выкидные линии добывающих скважин

Выкидные линии предназначены для транспорта продукции нефтяных скважин до проектируемого ЗУ-1 и до существующего ГЗУ. В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная лучевая закрытая система.

Общая протяженность выкидных линий – 11874,01 м.

3.1.6. Внутрипромысловый нефтегазосборный коллектор

Проектируемый внутрипромысловый нефтегазопровод от проектируемого ЗУ-1 до существующего ГЗУ предназначен для транспортировки нефтегазовой жидкости. Общая протяженность внутрипромысловой нефтегазосборного коллектора – 296 м.

Внутрипромысловый нефтегазопровод выполнен в подземном исполнении из стальной трубы условным диаметром Ду150мм (159х8,0 мм).

3.1.7. Групповая замерная установка ГЗУ

Групповая замерная установка (ГЗУ) предназначена для сбора продукции от эксплуатационных скважин, предварительной сепарации и подачи нефти на стояк налива нефти в автоцистерны.

В состав ГЗУ входит следующее оборудование и сооружение:

- площадка манифольда;
- площадка печи и сепарации нефти и газа;
- нефтегазосепаратор;
- газосепаратор подогрева нефти;
- насосы перекачки нефти;
- узел замера газа;
- узел замера нефти;
- площадка стояка налива нефти;
- площадка резервуаров нефти;
- вагон - операторная;
- туалет-септик;
- прожекторные мачты;
- КТП.

3.1.8. Установка по подготовке газа и промысловые газопроводы

Установка по подготовке газа и промысловые газопроводы включает в себя следующее оборудование:

- эжекторные блоки;
- насосы для циркуляции ДЭГ и его подачи;
- насос для подачи регенерированного ДЭГ-диэтиленгликоль;
- воздушные холодильники;
- сепараторы;
- блок регенерации;
- фреоновые охладители и холодильники.

Установка включает две площадки:

- площадка м/р Долинное;
- площадка м/р Аксаз.

Принципиальная технологическая схема установки утилизации попутного газа состоит в следующем. Попутный газ месторождения Долинное и Кариман, поступающий на установку с давлением $P=0.15$ МПа и температурой $T=200^{\circ}\text{C}$, подаётся в эжекторный блок 10Э-1 в качестве пассивного эжектируемого потока.

В качестве активного (рабочего) потока в эжектор подаётся вода под давлением 6 МПа. При смешении и обмене энергией двух потоков разных давлений образуется смешанный поток с давлением от 0,27 МПа до 0,7 МПа в зависимости от количества попутного газа, поступающего в магистральный трубопровод.

Из эжектора 10Э-1 смешанный поток поступает в сепаратор 10С-1, где газ отделяется от воды, далее газ охлаждается во фреоновом охладителе холодильной установки 10ФХУ-1 до температуры 100С, сепарируется от сконденсировавшейся воды в сепараторе 10С-2 и подаётся в подземный газопровод длиной 8 км на м/р Аксаз.

Вода из сепаратора 10С-1 поступает в циркуляционный контур рабочей жидкости эжектора 10Э-1, где охлаждается в воздушном холодильнике 10ВХ-1 до температуры 450С затем дожимается насосом 10Н-1 до давления 6 МПа и возвращается в эжектор.

Для подпитки циркуляционного контура рабочей жидкости эжектора 10Э-1 используется сконденсировавшаяся после фреонового охладителя вода, которая собирается в дренажной ёмкости 10Е-1 и периодически подаётся насосом 10Н-2 на подпитку в сепаратор 10С-1.

Попутный газ м/р Аксаз, поступающий на установку, объединяется с поступающим из газопровода попутным газом м/р Долинное и Кариман и общий поток направляется в двухступенчатый эжекторный блок 20Э-1/20Э-2 в качестве пассивного потока. В качестве активного (рабочего) потока в каждую ступень эжекторного блока подаётся вода под давлением 6 МПа. Выходящий после первой ступени сжатия (в эжекторе 20Э-1) смешанный поток попутного газа и воды с давлением $\sim P=0,47$ МПа поступает в сепаратор 20С-2, где газ отделяется от воды, затем направляется на вторую ступень сжатия (в эжектор 20Э-2), после которой смешанный поток попутного газа и воды с давлением $\sim P=1,15$ МПа поступает в сепаратор 20С-4, где также происходит отделение газа от воды, затем газ охлаждается в рекуперативном теплообменнике 20Т-1 до температуры ~ 300 С холодным потоком осушенного газа из разделителя 2Р1, после чего сепарируется от сконденсировавшейся воды в сепараторе 20С-1 и направляется во фреоновый охладитель 20Х-1, где охлаждается до температуры минус 50С.

Вода из сепараторов 20С-2, 20С-4 поступает в циркуляционные контуры рабочей жидкости эжекторов 20Э-1 и 20Э-2, где охлаждается в воздушных холодильниках 20ВХ-1 и 20ВХ-2 до температуры 450С, затем перекачивается насосами 20Н-4 и 20Н-5 до давления 6 МПа и возвращается в эжекторы 20Э-1 и 20Э-2.

Перед фреоновым охладителем 20Х-1 в поток газа подаётся 80%-ный раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) для предотвращения гидратообразования.

Из фреонового охладителя 20Х-1 газ поступает в трехфазный разделитель 20Р-1, где отделяется от сконденсировавшихся углеводородов (ШФЛУ) и насыщенного раствора ДЭГ. Газ из разделителя 20Р-1, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, после рекуперации холода в теплообменнике 20Т-1, поступает в газопровод длиной 18 км до ГРП.

Насыщенный водой 70%-ный раствор ДЭГ отбирается на регенерацию в блок регенерации 20БР-1. Блок регенерации представляет собой единый агрегат из трех технологических аппаратов (выпарная колонна, огневой испаритель и буферная емкость). Регенерация ДЭГ производится в выпарной насадочной колонне при атмосферном давлении. Тепло в колонну подводится путем сжигания топливного газа в горелке испарителя с жаровой трубой. Из насыщенного раствора выпаривается вода вместе с растворёнными лёгкими углеводородами, а регенерированный, до концентрации 80% масс, ДЭГ подаётся вновь в трубопровод перед фреоновым охладителем 20Х-1 насосом 20Н-2.

ШФЛУ из разделителя 20Р-1 дросселируется до давления $P=0,3$ МПа, затем частично испаряется в теплообменнике 20Т-2 горячим раствором регенерированного ДЭГ из блока

регенерации гликоля и поступает в сепаратор 20С-3, где газовая фаза отделяется от жидкости и направляется в качестве топливного газа в блок регенерации гликоля, а жидкость (ШФЛУ) после переохлаждения на 7-100С в теплообменнике 20Т-3 забирается насосом 20Н-1 и закачивается в нефть. Переохлаждение ШФЛУ осуществляется за счет отбора небольшого количества холодного осушенного газа, выходящего из разделителя 20Р-1 в теплообменник 20Т-3, по выходе из которого этот газ соединяется с основным потоком осушенного газа, направляемого в магистральный газопровод до ГРП.

Приготовление 80%-ного раствора ДЭГ для заполнения и подпитки блока регенерации гликоля производится в дренажной емкости 20Е-1 с погружным насосом 20Н-3.

Для подпитки циркуляционного контура рабочей жидкости эжектора 20Э-1 используется сконденсировавшаяся после теплообменника 20Т-1 вода, которая отводится в дренажную емкость 20Е-2 и периодически подается насосом 20Н-6 на подпитку в сепаратор 20С-2, избыток воды выводится из системы.

Установка обеспечивается холодом от 2-х компрессионных фреоновых холодильных установок: 10ФХУ-1 с температурой испарения хладагента $0 \div$ минус 10С на площадке м/р Аксаз. При этом в комплект 10 ФХУ-1 входит фреоновый испаритель, а в комплект 20 ФХУ-1 фреоновый испаритель не входит и поставляется отдельно в составе оборудования установки подготовки попутного газа. Газожидкостная смесь, поступающая со скважин А-1,3,4 на приемный манифольд, по трубопроводу $\varnothing$ 150 мм с давлением 1,6 МПа направляется на горизонтальный газоконденсатный блок ГБ-18, где проходит первичное разделение газовой и жидкой фаз. Затем газовый поток направляется в вертикальный газовый сепаратор С-2, где происходит полное разделение нефти и газа. Далее газ направляется в существующую линию после сепаратора 20С-4 на подготовку.

Дегазированная жидкая фаза из ГБ-18 и С-2, пройдя регулирующий клапан, направляется на приемный манифольд, далее – по существующей схеме ГУ-Аксаз.

3.1.9. Расширение УПП Аксаз. Технологическая схема

Двухступенчатый эжекторный блок

На существующей технологической схеме попутный газ м/р Аксаз, поступающий на установку, объединяется с газом м/р Долинное и общий поток направляется в двухступенчатый эжекторный блок 20Э-1/20Э-2 в качестве пассивного потока.

Для дистанционного отключения линий подачи газа на установку предусмотрены электроздвижки на входе газа с площадки м/р Долинное и на входе газа с м/р Аксаз.

С выхода первой ступени эжектирования 20Э-1 смешанный поток попутного газа и воды с давлением 0,5 МПа поступает в сепаратор 20С-2. В сепараторе 20С-2 газ отделяется от воды и поступает в качестве инжектируемого потока во вторую ступень эжектирования 20Э-2. Вода из сепаратора 20С-2 охлаждается до 40°С в воздушном холодильнике 20ВХ-1 и поступает в блок насосов 20Н-4/1,2,3. В блоке насосов 20Н-4/1,2,3 связи с увеличением производительности до 250 тыс. м³/сут. меняем один основной агрегат ПЭ 100/53 на агрегат ЦНСГА 300-600. После блока насосов 20Н-4/1,2,3 вода с давлением 6,0 МПа подается в качестве рабочего потока в эжектор 20Э-1.

Подпитка контура эжектирования водой осуществляется полупогружным насосом 20Н-6 из дренажной емкости 20Е-2. Ввиду разности давлений между аппаратами 10С-1 (ок. 0,5 МПа) и 10Е-1 (ок. атмосферного) и отсутствия арматуры с дистанционным управлением на линии, соединяющей аппараты, подача воды в 20С-2 осуществляется обслуживающим

персоналом установки. При снижении уровня ниже установленного предела система управления информирует об этом оператора путем выдачи командного сообщения. Обслуживающий персонал должен выполнить пуск насоса 20Н-6 и открыть запорную арматуру на линии 20Е-2 – 20С-2. После того, как уровень достигнет заданного верхнего значения, система управления формирует командное сообщение о необходимости закрыть арматуру на линии 20Е-2 – 20С-2 и отключить насос 20Н-6. Группа 20Н-4/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, а две – в резерве.

Для контроля расхода воды на выходе из блока насосов 20Н-4/1,2,3 предусмотрено сужающее устройство. Регулирование производительности блока 20Н-4/1,2,3 по воде осуществляется обслуживающим персоналом путем изменения положения регулирующего вентиля ВР 1 (для 20Н-4/1), ВР 2 (для 20Н-4/2) или ВР 3 (для 20Н-4/3) на линии возврата части потока с линий нагнетания рабочих насосов группы в линии приема.

Смешанный поток попутного газа и воды с давлением 1,15 МПа с выхода второй ступени эжектирования 20Э-2 поступает в сепаратор 20С-4. Вода из сепаратора 20С-4 охлаждается до 40°С в воздушном холодильнике 20ВХ-2 и поступает в блок насосов 20Н-5/1,2,3. В блоке насосов 20Н-5/1,2,3 связи с увеличением производительности до 250 тыс. м³/сут. меняем один основной агрегат ПЭ 100/53 на агрегат ЦНСГА 300-600. После блока насосов 20Н-5/1,2,3 вода с давлением 6,0 МПа подается в качестве рабочего потока в эжектор 20Э-2. Группа 20Н-5/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, два – в резерве. Подпитка контура эжектирования 20Э-2 водой осуществляется аналогично подпитке контура 20Э-1 из дренажной емкости 20Е-2 обслуживающим персоналом по инициативе оператора установки или командам системы управления.

Дренажная емкость 20Е-2 предназначена для сброса избытка воды из сепаратора 20С-1 и подпитки циркуляционных контуров эжекторов 20Э-1 и 20Э-2. Избыток воды из 20Е-2 сбрасывается в промканализацию. Емкость оснащена полупогружным насосом 20Н-6 для откачки воды. Технологические линии выдачи воды из 20Е-2 оснащены запорной арматурой с ручным управлением, которая переключается обслуживающим персоналом по инициативе оператора или по команде системы управления.

3.1.10. Сепарация газа

Газ из сепаратора 20С-4 охлаждается в рекуперативном существующем теплообменнике 20Т-1 и спроектированном теплообменнике 20Т-1/1 до температуры 30оС холодным потоком осушенного газа из 20Р-1 и поступает в сепаратор 20С-1. В связи с увеличением производительности до 250 тыс. м³/сут. рядом с существующим теплообменником 20Т-1 параллельно спроектирован теплообменник 20Т-1/1. Отсепарированная вода из 20С-1 сбрасывается в дренажную емкость 20Е-2. Газ из сепаратора 20С-1 охлаждается в существующем фреоновом испарителе 20Х-1 и проектируемым испарителе 20Х-1/1 до температуры минус 8оС. В газовый поток перед испарителем 20Х-1 и проектируемым испарителем 20Х-1/1 подается 80% раствор диэтиленгликоля (ДЭГ) для предотвращения гидратообразования. В связи с увеличением производительности параллельно с фреоновым испарителем будет спроектирован испаритель 20Х-1/1. Фреон в межтрубное пространство существующего испарителя 20Х-1 и проектируемого испарителя 20Х-1/1, подается компрессорно-конденсаторным агрегатом 20ФХУ-1, который поставляется комплектно с системой управления и защиты. В связи с увеличением производительности параллельно с существующим блочным компрессорно-конденсаторным агрегатом 20ФХУ-1

был спроектирован насос GP 51 (20ФХУ-1/1). Комплектная система управления позволяет осуществлять ступенчатое изменение производительности агрегата в пределах 50%, 75% и 100% от номинальной. Из существующего фреонового испарителя 20Х-1 и проектируемого испарителя 20Х-1/1 газ поступает в трёхфазный разделитель 20Р-1. В разделителе 20Р-1 газ отделяется от сконденсировавшихся углеводородов (ШФЛУ) и насыщенного раствора ДЭГ.

ШФЛУ из разделителя 20Р-1 дросселируется до давления 0,3 МПа, затем частично испаряется в теплообменнике 20Т-2 за счет тепла горячего раствора, регенерированного ДЭГ из блока регенерации гликоля.

Газ из сепаратора 20С-3 поступает в блок регенерации 20БР-1 в качестве топлива, а отсепарированная жидкость (ШФЛУ) после переохлаждения на 7...10 оС в теплообменнике 20Т-3 откачивается насосом 20Н-1 в нефть. Переохлаждение ШФЛУ осуществляется за счёт отбора небольшого количества холодного осушенного газа, выходящего из разделителя 20Р-1 в теплообменник 20Т-3.

ШФЛУ из 20С-3 на прием насосов 20Н-1/1,2 поступает через теплообменник 20Т-3, в котором охлаждается осушенным газом из 20Р-1. Группа 20Н-1/1,2 состоит из двух насосов поршневого типа, один из которых является основным, а второй – резервным. Газ из разделителя 20Р-1, подготовленный к транспорту в соответствии с требованиями ОСТ 51.40-93, после рекуперации холода в теплообменнике 20Т-1, поступает в газопровод длиной 18 км до ГРП. Часть газа, ок. 160 м3/час, отбирается из линии до теплообменника 20Т-1 в теплообменник 20Т-3, и затем возвращается в основной газовый поток после 20Т-1. Расход осушенного газа на 20Т-3 контролируется по месту и регулируется обслуживающим персоналом путем изменения положения регулирующего вентиля с ручным управлением, установленного перед теплообменником 20Т-3.

На выходе газа с установки предусмотрен узел учета с, который обеспечивает высокоточное измерение объемного расхода газа, скорректированного по давлению и температуре. Для дистанционного отключения выходной линии газа с установки в трубопровод на ГРП предусмотрены электрозатворы на выходном трубопроводе.

3.1.11.Регенерация ДЭГ

Насыщенный водой 70%-ный раствор ДЭГ поступает в блок регенерации 20БР-1 из разделителя 20Р-1. Блок регенерации представляет собой единый агрегат из трёх технологических аппаратов (выпарная колонна, огневой испаритель и буферная ёмкость). Регенерация ДЭГ производится в выпарной насадочной колонне при атмосферном давлении. Тепло в колонну подводится путём сжигания топливного газа в горелке испарителя с жаровыми трубами. Из насыщенного раствора выпаривается вода вместе с растворёнными лёгкими углеводородами. НДЭГ из 20Р-1 подогревается в теплообменнике, расположенном в верхней части колонны, и в змеевике буферной емкости, после чего поступает в среднюю часть колонны. Подпитка огневой испарителя свежим ДЭГ осуществляется оперативным персоналом путем включения / отключения насоса 20Н-3 в дренажной емкости ДЭГ 20Е-1. Топливный газ в блок регенерации ДЭГ поступает из сепаратора 20С-3. Давление топливного газа на входе в блок контролируется по месту. Для стабилизации давления топливного газа предусмотрен регулятор РД давления прямого действия «после себя».

Для защиты огневой испарителя предусмотрено отключение линии подачи топливного газа клапаном при:

- аварийном повышении температуры в испарителе;

- аварийном повышении температуры дымовых газов;
- срабатывании сигнализатора.

Из огневого испарителя регенерированный ДЭГ по переливу поступает в буферную емкость. Из буферной емкости регенерированный ДЭГ подается рабочим насосом группы 20Н-2/1,2 в трубопровод перед фреоновыми испарителями 20Х-1 и спроектированным испарителем 20Х-1/1. В группе 20Н-2/1,2 два насоса поршневого типа, один из которых является рабочим, а второй – резервным. Приготовление 80%-ного раствора ДЭГ для заполнения и подпитки блока регенерации гликоля производится в дренажной ёмкости 20Е-1 с погружным насосом 20Н-3.

3.1.12. УПГ Долинное

Попутный газ месторождения (м/р) Долинное, поступающий на установку с давлением 0.15 МПа и температурой 20°C, подается в эжекторный блок 10Э-1 в качестве пассивного (инжектируемого) потока. В качестве активного (рабочего) потока в эжектор 10Э-1 подается вода с давлением 6 МПа насосом 10Н-1. При смешении и обмене энергией двух потоков разных давлений образуется смешанный поток с давлением 0,7 МПа. Из эжектора 10Э-1 смешанный поток поступает в сепаратор 10С-1, где газ отделяется от воды. Для дистанционного отключения линии подачи газа на установку предусмотрена электрозадвижка. Подпитка контура эжектирования водой осуществляется полупогружным насосом 10Н-2 из дренажной емкости 10Е-1. Вода из сепаратора 10С-1 поступает в циркуляционный контур рабочей жидкости эжектора 10Э-1, где охлаждается в воздушном холодильнике 10ВХ-1 до температуры 40°C, затем дожимается насосом 10Н-1/3 до давления 6 МПа и возвращается в эжектор. На УПГ Долинное в связи с увеличением производительности со 40 тыс. м³/сут до 100 тыс. м³/сут дополнительно спроектирован насос марки ПЭ 100/53. Группа 10Н-1/1,2,3 состоит из трех насосов, один из которых находится в работе, а две – в резерве.

Для контроля расхода воды на выходе из блока насосов 10Н-1/1,2 и спроектированного насоса 10Н-1/3, предусмотрено сужающее устройство с показывающим прибором. Регулирование производительности спроектированного насоса 10Н-1/3 и существующего блока насосов 10Н-1/1,2 по воде осуществляется обслуживающим персоналом, по показаниям FI101 путем изменения положения регулирующего вентиля ВР 1 (для 10Н-1/1) или ВР 2 (для 10Н-1/2) на линии возврата части потока с линии нагнетания рабочего насоса группы в линию приема. Газ после сепаратора 10С-1 охлаждается во фреоновом испарителе 10Х-1 до температуры 10°C и поступает в сепаратор 10С-2, в котором из газа выделяются остатки воды. Фреон в межтрубное пространство холодильника 10Х-1 подается компрессорно-конденсаторным агрегатом 10ФХУ-1, который поставляется комплектно с системой управления и защиты. Комплектная система управления позволяет осуществлять ступенчатое изменение производительности агрегата в пределах 50%, 75% и 100% от номинальной. Дренажная емкость 10Е-1 предназначена для сброса избытка воды из сепаратора 10С-2 и подпитки циркуляционного контура эжектора 10Э-1. Избыток воды из 10Е-1 сбрасывается в промканализацию. Емкость оснащена полупогружным насосом для откачки воды. Технологические линии выдачи воды из 10Е-1 оснащены запорной арматурой с ручным управлением, которая переключается обслуживающим персоналом по инициативе оператора

или по команде системы управления. При достижении минимального уровня воды в емкости формируется команда на отключение насоса 10Н-2.

Газ из сепаратора 10С-2 подаётся в газопровод длиной 8 км на площадку м/р Аксаз. На линии выхода газа с площадки предусмотрены электроздвижки на выходном трубопроводе подачи газа на площадку м/р Аксаз.

3.1.13. Промысловый газопровод от ГУ м/р Аксаз до узла врезки в газопровод «Актау -Карьер-5»

Промысловый газопровод от ГУ м/р Аксаз до узла врезки в газопровод «Актау -Карьер-5» включает в себя следующее оборудование:

- промысловый газопровод;
- подземный газопровод;
- наземный газопровод;
- конденсатосборник $V = 2.5 \text{ м}^3$;
- узел врезки;
- переход под железной дорогой.

Для сбора влаги, образующейся при транспортировке нефтяного газа в самых низких точках рельефа, проектом предусмотрена установка конденсатосборника. Узел врезки состоит из отсекающей задвижки. Имеется блок одоризации газа БО-150 в начале газопровода. Площадка блока одоризации газа БО-150 предназначена для закачки одоранта в газопровод.

3.1.14. Промысловый газопровод от ГУ месторождения Долинное до ГУ месторождения Аксаз

Промысловый газопровод Ду – 100мм от ГУ м/р Долинное до ГУ м/р Аксаз включает в себя следующее оборудование:

- подземный газопровод;
- электрохимзащита.

Для сбора влаги, образующейся при транспортировке нефтяного газа в самых низких точках рельефа, предусмотрена установка двух конденсатосборников.

Нефтепровод м/р Долинное - м/р Аксаз

Нефтепровод м/р Долинное - м/р Аксаз – включает в себя следующие объекты:

- нефтепровод подземный ГУ Долинное - УПН Аксаз $\text{Ø}150 \times 6 \text{ мм}$ – 8,31 км;
- нефтепровод подземный ГУ Аксаз - УПН Аксаз $\text{Ø}150 \times 6 \text{ мм}$ – 0,550 км.

Нефтепроводы предназначены для транспортировки нефти с ДНС Долинное и ГУ Аксаз в объеме $1200 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Нефтепроводы от ГУ м/р Кариман до ГУ м/р Долинное

Нефтепроводы от ГУ м/р Кариман до ГУ м/р Долинное, включает объекты:

- ДНС Долинное;
- нефтепроводы от ГУ Кариман до ГУ Долинное, от ГУ Долинное до ДНС Долинное.

Нефтепровод предназначен для транспортировки нефти с ГУ Кариман до ГУ Долинное в объеме $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Общая протяженность нефтепровода от ГУ Кариман до ГУ Долинное составляет 12,3 км.

Протяженность автодороги к нефтепроводам составляет 11,21 м.

Технологическая схема перекачки нефти от ГУ Кариман

Нефтегазовая смесь с манифольда после замерного устройства подается на прием мультифазного насоса. Для защиты насоса при снижении расхода жидкости предусмотрена подача части жидкости с выкидной линии на приемную линию насоса. Нефтегазовая смесь после насоса подогревается по двум параллельным потоком на печах подогрева нефти ПП-0,63 до 60⁰С поступает в нефтепровод ГУ «Кариман-ГУ Долинное». Для исключения застывания нефти в нефтепроводе предусмотрен подогрев нефти в середине трассы нефтепровода тремя печами подогрева нефти ПП-0,63.

При отказе мультифазного насоса подготовка нефти производится по схеме, указанной ниже.

Нефть с товарных емкостей V-1- V-6 по трубопроводу Ду 150 направляется на прием насосов Р-1,2. Далее нефть от насосов под давлением 1,8 МПа по трубопроводу Ду 150 поступает на печь подогрева нефти Н-2. Разогретая в печи до 60 °С нефть через узел учета нефти направляется по двум нефтепроводам Ду100 и Ду 150 на ГУ Долинное.

3.1.15. Технологическая схема нефтепровода

Нефть на выходе с ГУ м/р «Кариман» в объеме 600м³/ч, с давлением 1,8 МПа подается по трубопроводам Ø 114X10 и Ø 159X10 на ГУ Долинное. На ДНС Долинное поступает в объеме 1000 м³ /сут с ГУ Долинное давлением 0,4 МПа, по трубопроводу Ø159X10 мм.

Основным узлом данной технологической схемы, является перекачка нефти с ГУ «Кариман» на ГУ «Долинное». Нефть, добываемая на месторождениях Кариман и Долинное, характеризуется высоким содержанием парафина до 18% и температурой застывания до +25°С. Поэтому, при добыче, подготовки и перекачки нефти, печей подогрева нефти месторождений Кариман и Долинное возможны образования пробок из загустевшей нефти и парафина в полости трубопроводов. Основными методами борьбы с отложениями парафина на вышеуказанных месторождениях, являются включение в технологическую схему подготовки и перекачки нефти, печей подогрева ПП-0,63. Установка печей подогрева предусматривается на ГУ Кариман и ДНС Долинное и на середине трассы нефтепровода. Продувка паром нефтепроводов осуществляется на продувочных стояках, расположенные на вероятных местах отложения парафина и АСПО трассы (2 стояка). Продувка осуществляется с помощью передвижных паровых установок ППУ.

3.1.16. Обустройство скважины 119 на месторождении Кариман

Проектными решениями предусматривалось строительство на существующей площадке месторождения Кариман скважины К-119 следующих объектов:

- Площадка трубчатый нагреватель воздуха (ТН-1);
- Площадка фильтра сепаратора (ФС-1), сепаратор осушки газа (ОС-1,2) и компрессора газа (К-1);
- Площадка конденсатосборника V-5м³ (Е-1);
- Площадка для установки ловушка конденсата (ЛК-1) и конденсатосборника (Е-2);
- Площадка блок управления газовым компрессором -контейнер 20 футовый;
- Свеча продувочная (С-1);
- Площадка КТПН-400кВт.

Цель проекта:

- Запроектировать систему поддержания пластового давления (ППД) с использованием одновременной закачки газа в пласт с месторождения Кариман давлением 150-200 бар, приблизительный объем добычи газа ~ 25000-30000 м³/сут, давление с ГУ-Кариман от 2 бар до 5 бар.
- Источник: газ из Групповой установки (ГУ) Кариман.
- Газ с ГУ-Кариман до существующей площадки скважины К-119 подается по существующему подземному трубопроводу Ду-100, трубопровод стальной Ст20.

Месторождение Есен

Месторождение Есен открыто в 2013 г. получением промышленного притока нефти в среднетриасовых отложениях в поисковой скважине 1. И в 2014 г. ТОО «НПЦ» произведен «Оперативный подсчет запасов нефти и растворенного газа триасовых отложений месторождения Есен» (Протокол ГКЗ РК № 1385-14-П от 05.02.2014 г.), в котором выделены и оценены запасы УВ залежей продуктивных горизонтов Т2-А-II, Т2-Б, Т2-В в среднетриасовых отложениях.

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока газоконденсатной смеси до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Есен пробурено 4 нефтяные скважины: 1-Е, 2-Е, 3-Е, 4-Есен.

В настоящее время разработан проект обустройства месторождения Есен. Фактически в настоящее время на месторождении Есен идет завершение 1-этапа обустройства системы сбора и на первое время решено работать по первому этапу.

По первому этапу: нефтегазовая смесь со скважины с фонтанной арматурой направляется через печь подогрева на площадку горизонтального нефтегазового сепаратора для дегазации. Отсепарированный газ с верха нефтегазового сепаратора поступает в газосепаратор и после очистки капельной жидкости подается в качестве топлива в путевой подогреватель ПП-0,63А.

Дегазированная нефть поступает в горизонтальные резервуары РГС 1,2 (объемом 50м³ каждый), далее через узел учета нефти в стояк налива, где откачивается в автоцистерны для дальнейшей транспортировки.

3.1.17. Бурение, капитальный и подземный ремонт скважин

С целью расширения объемов добычи нефти на площади земельного отвода месторождений ТОО «Емир-Ойл» производится бурение разведочных скважин с привлечением подрядной организации ТОО «СИНАПЭК». Работы по КРС и ПРС проводит ТОО «Ер-Бур Ойл Сервис».

Бурение скважин, капитальный и подземный ремонт скважин месторождений ТОО «Емир-Ойл» осуществляется с привлечением сторонней организации. Разрешение на эмиссии на данный вид работ будут учтены в проектах на строительство скважин и полученным по ним Разрешениям на эмиссии. В связи с этим, объем предполагаемых выбросов ЗВ в атмосферу на данный вид работ в данном проекте не учитывался.

Вахтовый поселок

Вахтовый поселок находится на контрактной территории ТОО «Емир Ойл» в Мангистауской области, Республики Казахстан.

Ближайшим населённым пунктом является поселок Баянды и Мангистау, расположенные в 30 и 35 км к югу от месторождения. Через месторождение проходит автомобильная дорога с твердым покрытием, местного значения «Актау - насосная «Куйлус»».

Областной центр город Актау находится в 42 км к юго-западу от проектируемой территории, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой. Железная дорога ст. Мангистау – Макат проходит в непосредственной близости от территории вахтового поселка ТОО «Емир-Ойл». Вдоль нее проложены линии электропередач, телефонной связи и водопровод от станции Мангистау до селения Большой Емир. В 35 км к югу проходит асфальтированная дорога Актау – Жанаозен, нефте -, газо-, водопроводы и линия электропередач.

Постоянная гидрографическая сеть в районе отсутствует (реки, озера, родники). Пресная вода доставляется автоцистернами.

В вахтовом поселке имеются следующие объекты:

- Здание общежития - 1 шт.;
- Материальный склад – 1 шт.;
- Блок-бокс – 3 шт.;
- Навес для сварочного поста – 1 шт.;
- Открытая парковка для 7 автомобилей – 1 шт.;
- КПП (Контрольно-пропускной пункт) – 1 шт.;
- Футбольное поле (мини-футбол) – 1 шт.;
- Баскетбольное поле – 1 шт.;
- Волейбольное поле – 1 шт.;
- Беседка - 2 шт.;
- Котельная – 1 шт.;
- Трансформаторная подстанция – 1 шт.;
- Склад для хранения баллонов с кислородом – 1 шт.;
- Площадка под БЛОС (блочное локальное очистное сооружение) – 1 шт.;
- КНС (канализационно-насосная станция) – 1 шт.;
- Площадка под емкость для хоз-бытовой воды $V=50\text{м}^3$ – 1 шт.;
- Площадка по емкость для очищенных бытовых стоков $V=100\text{м}^3$ – 1 шт.;
- Печь для отопления вахтового поселка котел КВГ-Г-0,3-9,5.

3.2 Общая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2027 год.

В рамках инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух была проведена первичная оценка существующих на предприятии вредных физических воздействий на атмосферный воздух, определены возможные источники образования и выделения в атмосферу загрязняющих веществ, составлен перечень вредных химических веществ, выбрасываемых в приземный слой атмосферы при эксплуатации основного и вспомогательного оборудования предприятия и подлежащих нормированию, установлена номенклатура загрязняющих веществ и объемов выбросов и выявлены объекты, попадающие в нормативную санитарно-защитную зону предприятия.

При проведении инвентаризации месторождения с учетом нового проекта на предприятии действуют **411** источника загрязнения атмосферы, в том числе:

- источников организованного выброса – **213** ед.;
- источников неорганизованного выброса – **198** ед.
- из них 5 новых источников. По организованному источнику присовено №0384, а неорганизованные с №6366–6369.

Основным направлением утилизации/переработки газа на месторождениях ТОО «Емир-Ойл» является:

- использование на собственные нужды;
- реализация после подготовки на местном рынке;

На месторождениях ТОО «Емир-Ойл» используются следующие оборудования:

- Блок регенерации диэтиленгликоля 20 БР-1 – 1 единица;
- Путевые подогреватели нефти ПП-0,63 – 9 единиц;
- Устьевые нагреватели УН-0,2 – 21 единицы;

Для отопления производственных и жилищно-бытовых объектов на месторождениях применяются котельные установки:

- Печь для отопления (вахтовый поселок), газ с. Долинное – 1 единица.

Итого: 32 единицы.

На месторождениях ТОО «Емир-Ойл» планируется вводить:

- Устьевые нагреватели УН-0,2 – 2 единицы;
- Газопоршневые электростанции – 3 единиц
- Итого: 5 единиц.

Количество источников выбросов ЗВ по объектам предприятия представлено в таблице 1.

Таблица 12 - Количество источников выбросов загрязняющих веществ

Наименование производства	Количество источников, загрязняющих веществ		
	Организованный	Неорганизованный	Всего
Месторождение Долинное			
Площадка ГЗУ	19	20	39
Установка подготовки газа	10	8	18
ДНС-нефтепровод	1	2	3
Итого по месторождению Долинное:	30	30	60
Месторождение Аксаз			
Групповая замерная установка	11	11	22
Установка утилизации газа	16	14	30
Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	4	1	5
Итого по месторождению Аксаз:	31	26	57
Месторождение Кариман			
Групповая замерная установка	60	32	92
Итого по месторождению Кариман:	60	32	92
Месторождение Северный Кариман			
Групповая замерная установка	15	6	21
Итого по месторождению Северный Кариман:	15	6	21
Площадь Есен			
Площадка Есен	20	15	35

Итого по площади Есен:	20	15	35
РМЦ. Вахтовый поселок			
РМЦ	2	1	3
Итого по РМЦ	2	1	3
КРС			
КРС	9	12	21
ИТОГО ПО ТОО ЕМИР-ОЙЛ	213	198	411

В атмосферу выделяются загрязняющие вещества 34-х наименования 1-4 класса опасности, из них 5 веществ обладают при совместном присутствии эффектом суммации вредного действия и объединены в 4 группы суммации.

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу будут являться: добыча нефти, хранение нефти, работа дизель – генераторов и др.

Основное загрязнение атмосферного воздуха будет происходить от следующих технологических процессов и оборудования.

Номер источника загрязнения атмосферы	Наименование источника выделения загрязняющих веществ
<i>Месторождение Долинное</i>	
Всего выявлено 60 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
- организованных – 30 ед.	
- неорганизованных – 30 ед.	
<u>001 м-е Долинное, ГЗУ</u>	
0101 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0102 001	продувочная свеча на печи
0105 001	Стояк налива нефти (нефть с Долинной)
0106 001	Технологический резервуар для нефти (м/р Долинной) 100 м3
0107 001	Технологический резервуар для нефти (м/р Долинной) 100 м3
0108 001	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0109 001	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0110 001	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0111 001	Технологический резервуар нефти (м/р Кариман)
0112 001	продувочная свеча сбросе газа на свечу от ГЗУ на трубопровод
0113 001	Факел дежурной горелки
0113 002	Факельная установка Долинное
0121 001	продувочная свеча на газопроводе
0122 001	продувочная свеча на газопроводе
0123 001	продувочная свеча от ГЗУ
0128 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0129 001	продувочная свеча на печи
0130 001	Стояк налива нефти (нефть с Каримана и Северного Каримана)
0131 001	Продувочная свеча ППК на НГС
0132 001	Химлаборатория
6101 001	Дренажная емкость
6102 001	Площадка узла учета и сбора
6103 001	Площадка скважины №1
6104 001	Площадка скважины №2
6105 001	Площадка скважины №3

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

6106 001	Площадка скважины №5
6107 001	Площадка скважины №6
6108 001	Площадка скважины №7
6111 001	Площадка скважины
6122 001	Нефтегазосепаратор №1
6123 001	Дренажная емкость №1
6124 001	Насосы центробежные №1
6126 001	Конденсатосборник №1
6134 001	Площадка скважины №8
6135 001	Площадка скважины №9
6136 001	Площадка скважины №10
6137 001	Площадка скважины №11
6145 001	Нефтегазосепаратор №2
6146 001	Дренажная емкость №2
6147 001	Насосы центробежные №2
002 м-е Долинное, УПГ	
0114 001	Продувочная свеча ППК-10С-1
0115 001	Продувочная свеча ППК-10С-2
0116 001	Продувочная свеча на узле учета газа
0117 001	Продувочная свеча 10С-1
0118 001	Продувочная свеча 10С-2
0119 001	Продувочная свеча от ДНС
0124 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0125 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0126 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0127 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости ДЭГ 10Е-1
6114 001	Площадка узла врезки газа
6115 001	Площадка узла учета газа
6116 001	Площадка сепаратора эжектор.блока-1
6117 001	Сепаратор "газ-вода" 10С-2
6118 001	Дренажная емкость для ДЭГ 10Е-1
6119 001	Конденсатосборник №1
6120 001	Конденсатосборник №2
6121 001	Конденсатосборник №3
003 м-е Долинное, ДНС - нефтепровод	
6148 001	Тест-сепаратор
6149 001	Гребенка
Месторождение Аксаз	
Всего выявлено 56 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
- организованных – 28 ед.	
- неорганизованных – 26 ед.	
005 м-е Аксаз, ГЗУ	
0201 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти
0202 001	продувочная свеча на печи
0203 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0204 001	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0207 001	Резервуар хранения конденсата
0208 001	Стояк налива нефти
0209 001	продувочная свеча от ГЗУ на трубопровод
0210 001	Факел (дежурная горелка) Аксаз
0250 001	Стояк налива нефти
0251 001	Химлаборатория

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

0256 001	продувочная свеча на печи конденсатосборнике
6201 001	Дренажная емкость №1
6202 001	Дренажная емкость №2
6203 001	Площадка узла учета и сбора
6204 001	Площадка скважины №1
6205 001	Площадка скважины №2
6206 001	Площадка скважины №3
6207 001	Площадка скважины №4
6208 001	Площадка скважины №5
6209 001	Площадка скважины №6
6210 001	Насосная
6233 001	Площадка скважины №105 Сепаратор
006 м-е Аксаз, УУГ	
0211 001	Печь БР (огневой испаритель)
0212 001	продувочная свеча
0213 001	продувочная свеча на печи
0214 001	Продувочные свечи №1 на линии учета газа
0215 001	Продувочные свечи №2 на линии учета газа
0216 001	Вытяжная свеча 20С1 от дренажной емкости
0218 001	Продувочные свечи от сепаратора 20С-2
0219 001	Продувочные свечи от сепаратора 20С-4
0220 001	Продувочная свеча от сепаратора 20С-1
0221 001	Продувочная свеча от сепаратора 20С-3
0222 001	Продувочная свеча от насоса ДЭГ
0223 001	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С2
0224 001	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С3
0225 001	продувочные свечи от ППК сепаратора 20С4
0226 001	Продувочные свечи от ППК 20Р-1
0227 001	Продувочные свечи от ППК 20БР-1
6214 001	Площадка учета и сбора
6215 001	Площадка блока регенерации ДЭГ 20БР-1
6216 001	Площадка насосов подачи ДЭГ
6217 001	Площадка дренажной емкости для ДЭГ 20Е-1
6218 001	Площадка конденсатосборника ДЭГ
6219 001	Фреоновая холодильная
6220 001	Площадка насосов блока эжекции
6221 001	Площадка конденсатосборников
6222 001	Площадка дренажных емкостей Е-1
6223 001	Площадка дренажных емкостей Е-2
6241 001	Площадка теплообменника
6242 001	Площадка испарителя
6243 001	Площадка узла врезки в газопровод
6244 001	Площадка насоса подачи фреона
007 м-е Аксаз, Промысловый газопровод Актау-Карьер №5	
0228 001	Продувочная свеча №1
0229 001	Продувочная свеча №2
0230 001	Продувочная свеча №3
0231 001	Продувочная свеча на узле одаризации
6240 001	Узел одоризации

Месторождение Кариман

Всего выявлено 92 источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, из них:

- организованных –60 ед.

- неорганизованных –32 ед.

010 м-е Кариман	
0301 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0302 001	продувочная свеча на печи
0303 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0304 001	продувочная свеча на печи
0305 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0306 001	продувочная свеча на печи
0307 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0308 001	продувочная свеча на печи
0309 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№2
0310 001	продувочная свеча на печи
0311 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№3
0312 001	продувочная свеча на печи
0313 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№4
0314 001	продувочная свеча на печи
0315 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№7
0316 001	продувочная свеча на печи
0317 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№8
0318 001	продувочная свеча на печи
0319 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№10
0320 001	продувочная свеча на печи
0321 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№11
0322 001	продувочная свеча на печи
0323 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№124
0324 001	продувочная свеча на печи
0325 001	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №1
0326 001	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №2
0327 001	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №3
0328 001	Технологические резервуары нефти (м/р Кариман) №4
0329 001	Факельная установка Кариман
0330 001	Стояк налива нефти
0331 001	Стояк налива нефти
0337 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№118
0338 001	продувочная свеча на печи
0339 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№119
0340 001	продувочная свеча на печи
0341 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№120
0342 001	продувочная свеча на печи
0343 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№121
0344 001	продувочная свеча на печи
0347 001	дизельный генератор 15 кВт
0349 001	продувочная свеча от ГЗУ
0350 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№117
0351 001	продувочная свеча на печи
0359 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№113
0360 01	продувочная свеча на печи
0361 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№116
0362 01	продувочная свеча на печи

0363 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№12
0364 01	продувочная свеча на печи
0365 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, скв.№13
0369 01	продувочная свеча на печи
0371 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0372 01	Вытяжная свеча на дренажной емкости
0375 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, на ГЗУ Кариман
0376 01	продувочная свеча на печи
0378 001	Печь УН-0,2 подогрева нефти, на ГЗУ Кариман возле гребенки
0379 01	продувочная свеча на печи
0380 001	Печь ПП-0,63 подогрева нефти
0381 01	продувочная свеча на печи
0383 01	дизельный генератор 450 кВт
6301 01	Дренажная емкость №1
6302 01	Дренажная емкость №2
6303 01	Конденсатосборник №1
6304 01	Конденсатосборник №2
6305 01	Конденсатосборник №3
6306 01	Площадка узла учета и сбора
6307 01	ЗРА и ФС скважины №1Т
6308 01	ЗРА и ФС скважины №2Т
6309 01	ЗРА и ФС скважины №3Т
6310 01	ЗРА и ФС скважины №4Т
6311 01	ЗРА и ФС скважины №5Т
6312 01	ЗРА и ФС скважины №6Т
6313 01	ЗРА и ФС скважины №7Т
6314 01	ЗРА и ФС скважины №8Т
6315 01	ЗРА и ФС скважины №10Т
6316 01	ЗРА и ФС скважины №11Т
6317 01	Площадка подключения трубопровода на ГЗУ
6326 01	Насосы мультифазные
6327 01	Блок БР-2,5 дозирования реагента состоит из емкости для хранения
6338 01	ЗРА и ФС скважины №116Т
6339 01	ЗРА и ФС скважины №118Т
6340 01	ЗРА и ФС скважины №119Т
6341 01	ЗРА и ФС скважины №120Т
6342 01	Насосы центробежные
6358 01	ЗРА и ФС скважины №121Т
6359 01	ЗРА и ФС скважины №12Т
6360 01	ЗРА и ФС скважины №113Т
6361 01	ЗРА и ФС скважины №124Т
6362 01	ЗРА и ФС скважины №114Т
6363 01	ЗРА и ФС скважины №123Т
6364 01	ЗРА и ФС скважины №13Т
6365 01	ЗРА и ФС скважины №117Т
Месторождение Северный Кариман Всего выявлено 21 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них: - организованных – 15 ед. - неорганизованных – 6 ед.	
012 м-е Северный Кариман	

0401 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв.1
0402 01	продувочная свеча на печи
0403 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв.2
0404 01	продувочная свеча на печи
0405 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти на трубопроводе от ЗУ
0406 01	продувочная свеча на печи
0407 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти на трубопроводе
0408 01	продувочная свеча на печи
0409 01	Печь УН-0,2 подогрева нефти скв.3
0410 01	продувочная свеча на печи
0411 01	продувочная свеча от ГЗУ
0412 01	Дренажная емкость (Клапан от дренажной емкости)
0417 01	дизельный генератор 100 кВт
0418 01	дизельный генератор 15 кВт
0432 01	Факельная установка Северный Кариман
6403 01	ЗРА и ФС скважины №1
6416 01	ЗРА и ФС скважины №2
6417 01	ЗРА и ФС площадка
6419 01	Площадка ЗРА и ФС №3
6420 01	Общая площадка ЗРА и ФС
6422 01	Замерная установка ЗУ
Вахтовый поселок	
Всего выявлено 3 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
- организованных – 2 ед.	
- неорганизованных – 1 ед.	
022 РМЦ Вахтовый поселок	
1006 001	печь для отопления вахтового поселка котел КВГ-0,3-9,5 (RTQ)
1007 01	продувочная свеча на печи
7002 01	Площадка ЗРА и ФС
пл. Есен	
Всего выявлено 35 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
- организованных - 20 ед.	
- неорганизованных – 15 ед.	
020 площадка Есен	
0806 01	Резервуар нефти, №3
0807 01	Стояк налива нефти скв3
0808 01	Дренажная емкость №3
0809 01	Резервуар нефти, №1
0810 01	Стояк налива нефти скв1
0811 01	Дренажная емкость №1
0812 01	автономный генератор №2
0815 01	Резервуар нефти, №2
0816 01	Стояк налива нефти
0817 01	Дренажная емкость №2
0818 01	свеча сброса газа от резервуара №2
0819 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв.2
0820 01	продувочная свеча на печи
0821 01	дизельный генератор 15 кВт
0822 01	дизельный генератор 30 кВт
0823 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв.1
0824 01	продувочная свеча на печи
0828 01	Печь ПП-0,63 подогрева нефти скв.3

0829 01	продувочная свеча на печи
0830 01	Факельная установка Есен
6812 01	Нефтегазосепаратор №2
6813 02	Газосепаратор №2
6814 01	Нефтегазосепаратор №1
6815 01	Газосепаратор 1
6816 01	ЗРА и ФС скважины №2
6817 01	ЗРА и ФС скважины №1
6818 01	Нефтегазосепаратор №3
6819 01	Газосепаратор 3
6820 01	ЗРА и ФС скважины №3
6821 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №1
6822 01	Конденсатосборник №3
6827 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №2
6828 01	Конденсатосборник №2
6829 01	Общая площадка ЗРА иФСскв. №3
6830 01	Конденсатосборник №1
КРС	
Всего выявлено 21 источников выброса загрязняющих веществ в атмосферу, из них:	
- организованных - 9 ед.	
- неорганизованных – 12 ед.	
025 КРС "Ер-Бур Ойл Сервис"	
0901 01	Подъемный агрегат УПА-60-80
0902 01	Подъемный агрегат УПА-60
0903 01	Дизель Detroit diesel 8V71N
0904 01	Дизель Detroit diesel 60
0905 01	Бурнасос Detroit diesel 60
0906 01	Цементировочный агрегат ЦА-320
0907 01	Дизель ЯМЗ-236
0908 01	Дизельная электростанция
0909 01	Передвижная парогенераторная установка
6901 01	Узел пересыпки цемента
6902 01	Узел пересыпки цемента
6903 001	Покрасочный участок ГФ-021
6903 002	Покрасочный участок ПФ-115
6904 001	сварочный пост
6905 001	сварочный пост
6906 001	пост газорезки
6907 001	пост газорезки
6908 001	Емкость приема отходов обратной промывки
6909 001	Емкость приема отходов обратной промывки
6910 001	Установка подачи топлива
6911 001	Налив соляной кислоты при СКО

Качественный и количественный состав выбросов загрязняющих веществ в атмосферу был определен на основании исходных данных, полученных при проведении инвентаризации источников загрязнения атмосферы данного предприятия, и анализе применяемых технологических процессов и основных производственных показателей работы предприятия, расчетным путем посредством утвержденных методических указаний и рекомендаций.

Количественный и качественный состав выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных источников на нормируемый год представлен в таблице 3.1. Перечень выбросов загрязняющих веществ на 2027г.

Данный проект НДВ разработан для дополнения действующего проекта на 2027г.

Согласно утвержденному Министерством энергетики Республики Казахстан Протоколу №17/6 от 23.08.2024 г.. а также утвержденной «Программе развития переработки сырого газа на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман, Есен ТОО «Емир-Ойл» на период 2025-2027гг.» по месторождениям Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман и Есен на 2026 год определены прогнозные объемы добычи нефти, нефтяного и природного газа, использования сырья на собственные нужды, технологических потерь газа.

Соответственно нормативы эмиссий на 2027 год установлены по основному оборудованию, работающему с 01.01.2027 по 31.12.2027 г., а также с учетом сжигания сырого газа на факелах месторождений ТОО «Емир-Ойл»:

Разрешение на сжигание сырого газа на 2027 год для месторождения Аксаз (№KZ09VPC00024444 от 30.10.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- ***Аксаз в объеме 0,177 млн. м³, в том числе:***

$V_6 = 0,014 \text{ млн. м}^3$,

$V_7 = 0,141 \text{ млн. м}^3$

$V_8 = 0,022 \text{ млн. м}^3$,

$V_9 = 0,0 \text{ млн. м}^3$

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Долинное (№KZ79VPC00024445 от 30.10.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- ***на месторождение Долинное в объеме 0,369 млн. м³, в том числе***

$V_6 = 0,051 \text{ млн. м}^3$,

$V_7 = 0,141 \text{ млн. м}^3$

$V_8 = 0,177 \text{ млн. м}^3$,

$V_9 = 0,0 \text{ млн. м}^3$

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Кариман (№KZ84VPC00024452 от 30.10.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- ***на месторождение Кариман в объеме 0,271 млн. м³, в том числе***

$V_6 = 0,0 \text{ млн. м}^3$,

$V_7 = 0,141 \text{ млн. м}^3$

$V_8 = 0,130 \text{ млн. м}^3$,

$V_9 = 0,0 \text{ млн. м}^3$

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения Северный Кариман (№KZ30VPC00024454 от 30.10.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

- ***на месторождение Северный Кариман в объеме 0,254 млн. м³, в том числе***

$V_6 = 0,058 \text{ млн. м}^3$,

$V_7 = 0,141 \text{ млн. м}^3$

$V_8 = 0,054 \text{ млн. м}^3$,

$$V9 = 0,0 \text{ млн.м}^3$$

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год для месторождения *Есен*
(№KZ14VPC00024451 от 30.10.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики
Казахстан на месторождение

- *на месторождение Есен в объеме 0,141 млн м³, в том числе*

$$V6 = 0,0 \text{ млн.м}^3,$$

$$V7 = 0,141 \text{ млн.м}^3$$

$$V8 = 0,0 \text{ млн.м}^3,$$

$$V9 = 0,0 \text{ млн.м}^3$$

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Расчет потребления попутного сырого нефтяного газа на собственные нужды на 2027г.

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м3/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году) 2025г.	Объем газа, тыс. м3/год
				2025			2025
Долинное							
2	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
2.1	ПП-0,63	2	в работе	100	24	360	1 728
2.2	Печь для отопления (вахтовый поселок), газ с Долинное	1	в работе	35	24	180	151
2.3	УН-0,2	1	план	25	24	360	216
	ИТОГО:						2095
Кариман							
3	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
3.1	УН-0,2	9	в работе	25	24	360	1 944
3.2	ПП-0,63	5	в работе	100	24	360	4 320
	ИТОГО:						6264
С.Кариман							
4	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
4.1	УН-0,2	12	в работе	25	24	360	2 592
4.2	УН-0,2	1	план	25	24	360	216
	ИТОГО:						2808
Есен							
5	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
5.1	ПП-0,63	1	в работе	100	24	360	864
	ИТОГО:						864

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Расчет потребления природного сырого газа на собственные нужды на 2027г.

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м3/час			Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году) 2027г.	Объем газа, тыс. м3/год		
				2027					2027		
УППГ месторождение "Аксаз"											
1	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:										
1.1	Блок регенерации диэтиленгликоля 20БР-1	1	в работе	35			24	360	302		
Аксаз											
2	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:										
2.1	ПП-0,63	1	в работе	100			24	150	360		
2.2	Газопоршневая электростанция	3	план	210			24	306	4 627		
	ИТОГО								5289		
	ИТОГО по м/р								17 320		

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Сводная таблица по балансу сырого газа по месторождениям ТОО «Емир-Ойл» на период 2027 года.

Сводная таблица по сжиганию сырого газа на месторождениях ТОО «КазТрансГаз Аймак» за период 2024-2025 года											
Период	Месторождение	Прогнозные показатели по добыче газа, м³	Использование газа на собственные нужды, м³		Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (VV) м³					Подача товарного газа в систему АО КазТранс Газ Аймак - Актау, м³	% Утилизации
			Сырой газ	Топливный газ	При подключении скважин или ПНР	При эксплуатации технологического оборудования. Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования при опорожнении и продувках газопроводов (ТО и ППР) с 03.09 по 07.09 5 суток	При технологических сбоях	Технологически неизбежное сжигание газа		
						на Факельных установках					
						V1	V1				
2025	Аксаз	11,10	5,289	0	0,014	0,141	0,022	0	0,177	5,632	98,40
	Долинное	31,50	2,095	0	0,051	0,141	0,177	0	0,369	29,034	98,82
	Кариман	22,30	6,264	0	0,000	0,141	0,130	0	0,271	15,763	98,78
	Северный Кариман	7,10	2,808	0	0,058	0,141	0,054	0	0,254	4,037	96,41
	Есен	5,30	0,864	0	0,000	0,141	0	0	0,141	4,294	97,33
	ИТОГО	77,30	17,2	0	0,123	0,705	0,384	0	1,213	58,76	98,42

Примечание:

1. Проведение ППР межпромыслового газопровода «Кариман» - «Долинное» и текущий ремонт УППГ – «Аксаз» и УППГ – «Долинное» в 2025 году составит по 5 суток/год.
2. Во время проведения технического обслуживания и технического ремонта сырой газ подается на факельные установки производственных объектов и сжигается.
3. С периода 01.03.2024 года пересчитан баланс сырого газа по месторождениям Кариман, Северный Кариман. попутного газа.

Таблица 3.1.1 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу ТОО «Емир-Ойл» на 2026 год

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Сравнительный анализ качественного и количественного состава выбросов ЗВ в атмосферу

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Проекта НДВ на 2023 г. (Корректировка №3)		Проект НДВ на 2024 г. (Корректировка 1)		Проект НДВ на 2024 г. (Корректировка 2)		Проект НДВ на 2026 г.
		г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1	2	5	6	7	8	7	8	
012 3	Железо (II, III) оксиды	0,073186	0,191408	0,001064	0,00576	0,073186	0,191408	
014 3	Марганец и его соединения	0,0015166	0,003718	0,0000534	0,000098	0,0015166	0,003718	
015 0	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,0000262	0,000048	1,23879779	2,17491	0,0000262	0,000048	
030 1	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	9,86035333 3	42,516552	1,31451114	4,882675	8,51175584	52,6612	
030 2	Азотная кислота (5)	0,001	0,0018	0,00056391	0,0018424	0,001	0,0018	
030 3	Аммиак (32)	0,0000984	0,0002	13,45976984	30,757871	0,0000984	0,0002	
030 4	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	1,59643666 7	6,8929422	0,000382	0,000784	1,37779331	8,4898202	
031 6	Гидрохлорид	0,001064	0,00192	0,0002614	0,000536	0,001064	0,00576	
032 2	Серная кислота (517)	0,0000534	0,000098	3,670945	3,128779	0,0000534	0,000098	
032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3,63132077 8	3,4191	38,1322879	58,44497608	2,06492379	2,666909	
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ,	0,91448933 3	5,17541	2,2800441	12,404394	1,68751914	5,215027	

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

	Сера (IV) оксид) (516)							
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,0002187	0,0016093	0,0301609	0,16024276	0,00086961	0,002001	
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	14,2508811 1	37,29418	2,26308206	0,1593691	22,1436398 4	46,012961	
034 2	Фтористые газообразные соединения	0,000382	0,000784	0,0189026	0,08789067	0,000382	0,000784	
034 3	Фториды неорганические хорошо растворимые							
034 4	Фториды неорганические плохо растворимые	0,0002614	0,000536	8,3084E-06	0,000041962	0,0002614	0,000536	
041 0	Метан (727*)	3,37697	10,3106250 6	0,000986	0,0018	4,300076	13,586878	
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	103,240632	335,358512 7	91,1722879	310,7199560 8	91,1670079	220,569376 1	
041 6	Смесь углеводородов предельных C6- C10 (1503*)	26,0944819	114,482854	21,8800441	105,740074	21,8954041	72,367594	
060 2	Бензол (64)	0,3411611	1,49274276	0,2861609	1,37854276	0,2863209	0,94332276	
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2,41540246	0,7949585	2,38732206	0,7508891	2,34356206	0,4054891	

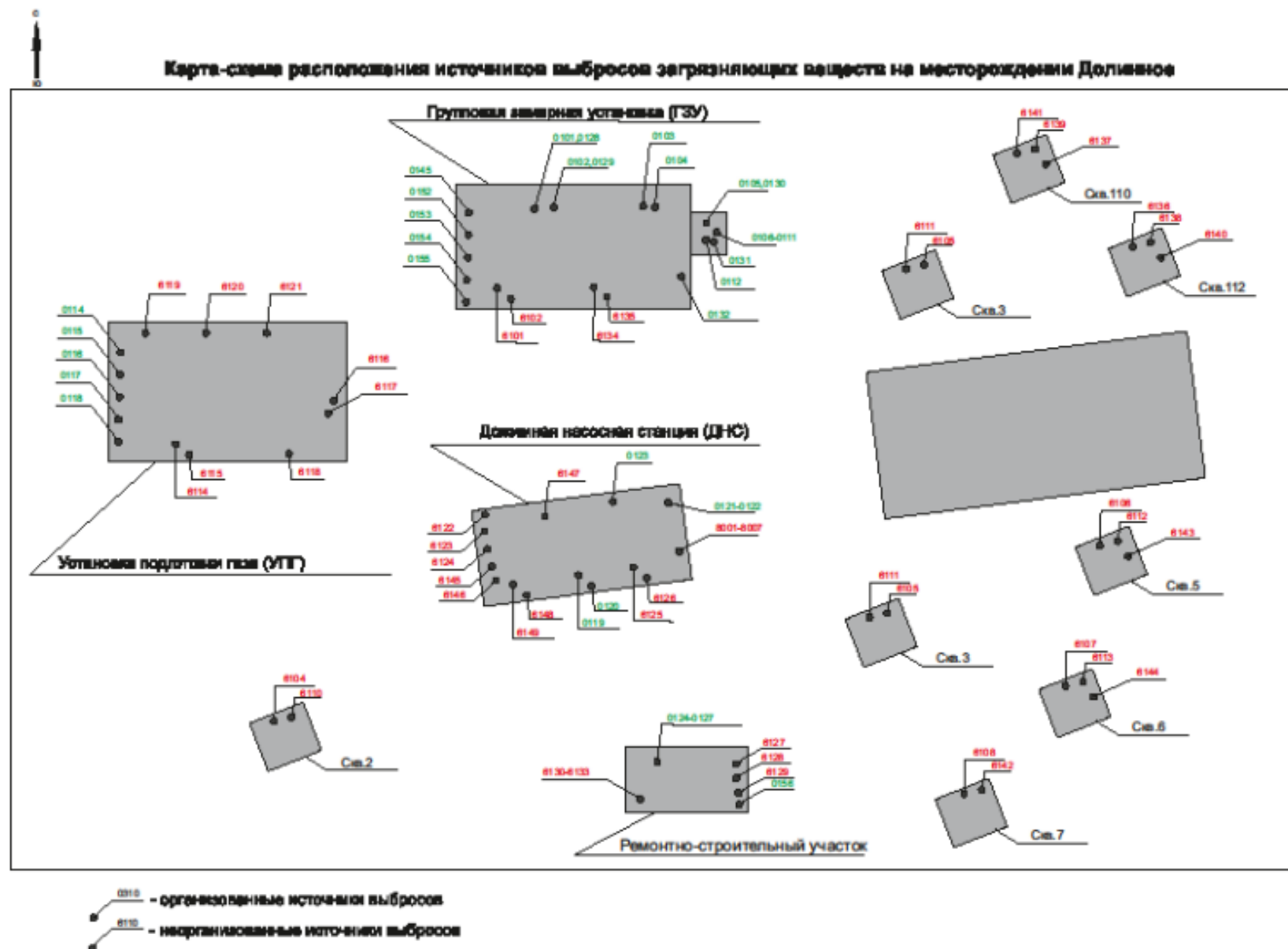
НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

062 1	Метилбензол (349)	0,2145026	0,93421917	0,1799426	0,85413067	0,1799426	0,58013067	
070 3	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	8,31493E- 06	4,19604E- 05	0,000008308 4	0,000041962	8,3084E-06	0,00004196 2	
085 0	1,1-Дифторэтан (Фреон-152, HFC- 152a) (489*)							
090 6	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористы й углерод) (546)	0,000986	0,0018	0,000986	0,0018	0,000986	0,0018	
102 3	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	0,065398	2,062406	0,161622	5,052409	0,161622	5,052409	
103 2	Нафт-2-ол (бета- Нафтол) (418)	0,065234	2,057227					
104 2	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)							
105 2	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1,183	0,0917	1,183	0,0917	1,183	0,0917	
106 1	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,00334	0,0062	0,00334	0,0062	0,00334	0,0062	
111 9	2-Этоксэтанол							
121 0	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)							
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,08331666 7	0,383073	0,08331666	0,383073	0,08331666	0,383073	

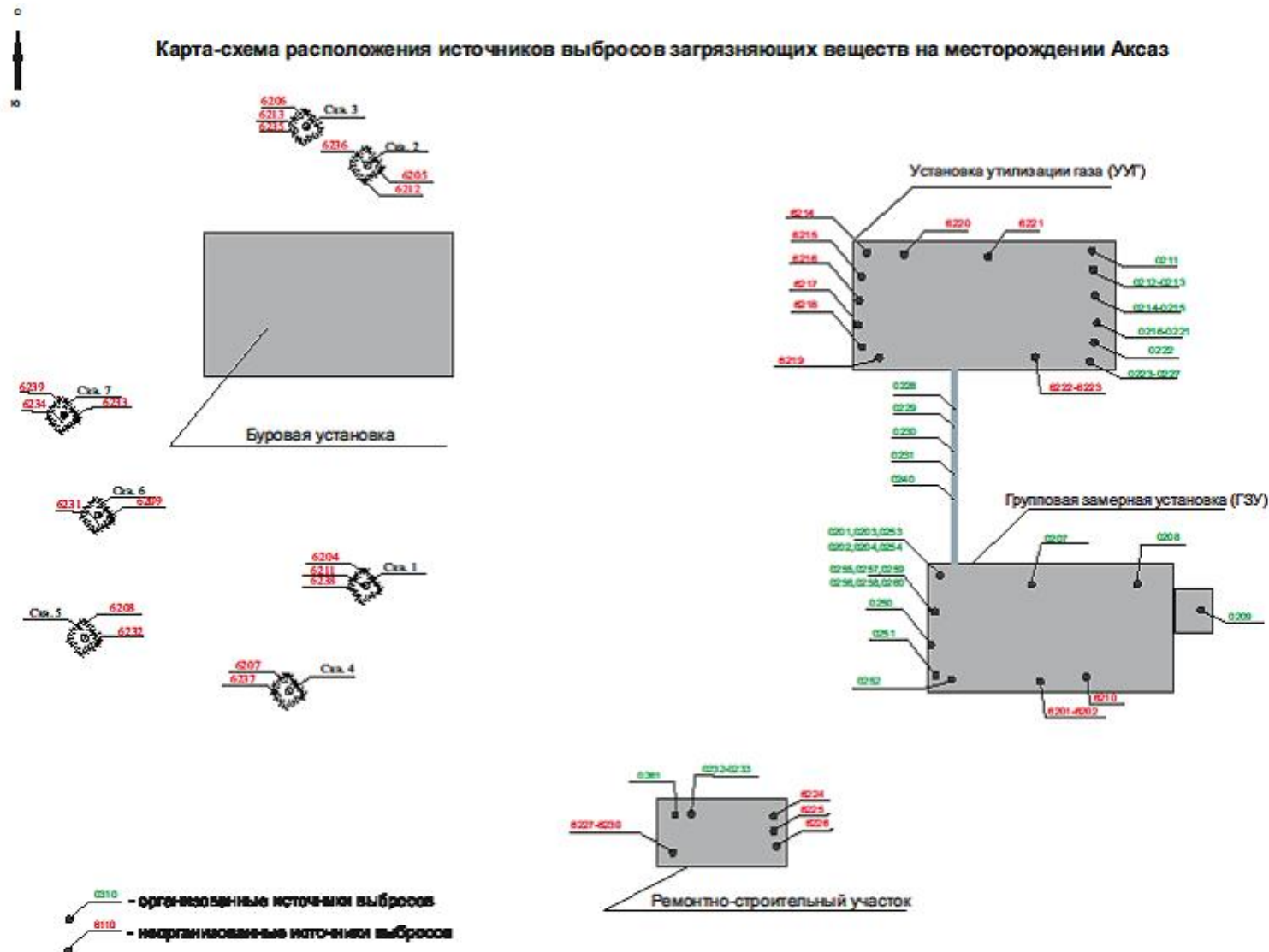
НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

140 1	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,001274	0,0024	0,001274	0,0024	0,001274	0,0024	
155 5	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,000384	0,0008	0,000384	0,0008	0,000384	0,0008	
270 4	Бензин (нефтяной, малосернистый)							
275 2	Уайт-спирит (1294*)	0,75	0,0225	0,75	0,0225	0,75	0,0225	
275 4	Углеводороды предельные C12- C19	2,03267777 8	9,20882	2,03267764	9,20882	2,03267764	9,20882	
290 2	Взвешенные частицы (116)	0,1284	0,00385	0,1284	0,00385	0,1284	0,00385	
290 8	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20	0,0212614	0,001292	0,0212614	0,001292	0,0212614	0,001292	
290 9	Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: менее 20							
	В С Е Г О:	170,349718 1	572,716327 6	182,6838479	546,4304485	160,402673 1	438,479946 8	

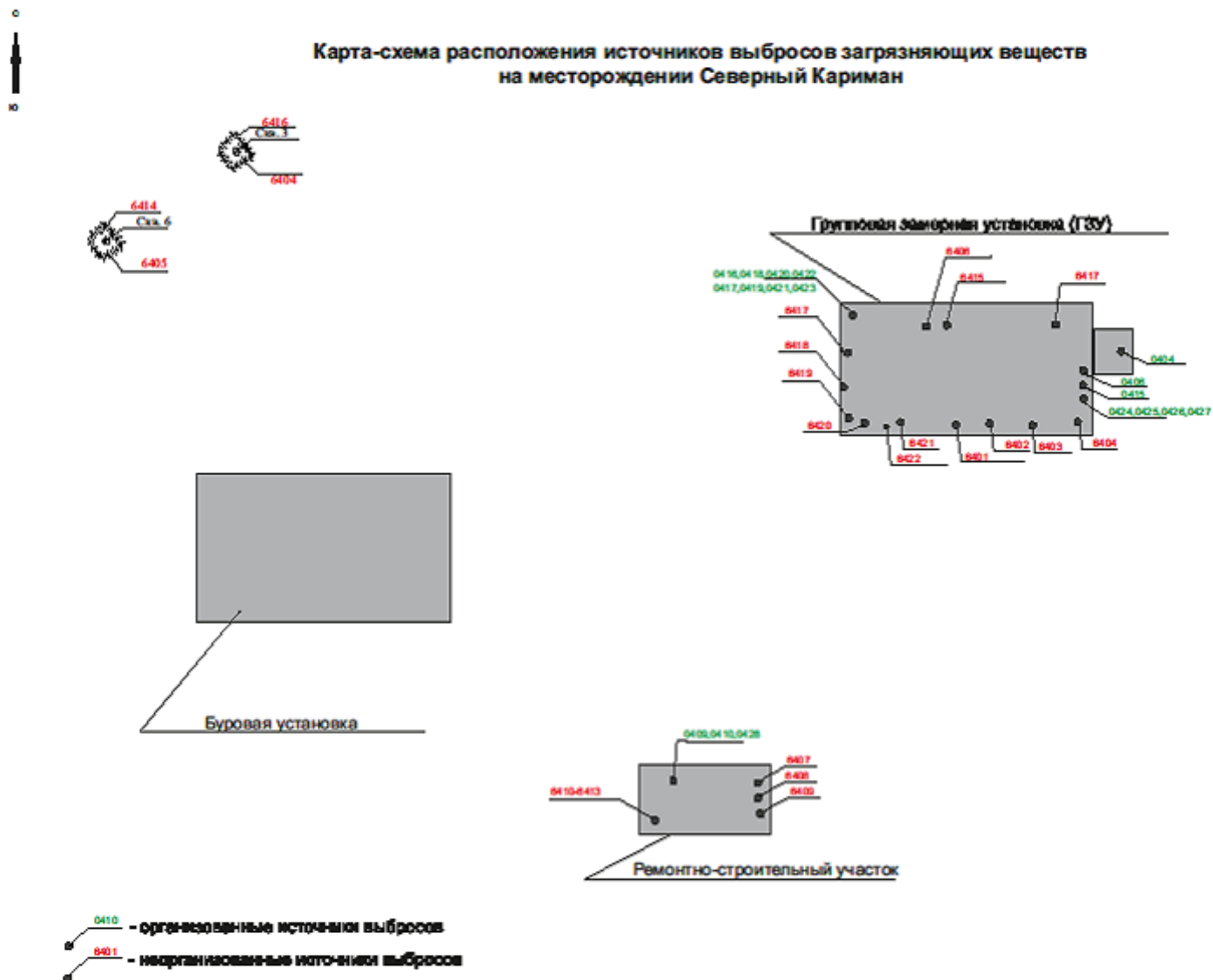
НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.



НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.



НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.



3.3 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы

Применяемое технологическое оборудование соответствует современному техническому уровню. Установок для очистки газа на предприятии не имеется.

Для снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу выполняются организационно-технические мероприятия.

3.4 Качественная оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту

В ТОО «Емир-Ойл» используется техника, оборудование и материалы отечественного (стран СНГ) производства, отвечающее современному техническому уровню и не уступающее по своим характеристикам и надежности в эксплуатации зарубежным аналогам, а также импортное оборудование - США, отвечающие современному техническому уровню.

3.5 Перспектива развития оператора

На перспективу развития предприятия планируется Корректировка проекта НДВ в связи с внесением изменений и дополнений в Программу развития и переработки сырого газа.

На рассматриваемый период действуют Разрешения на сжигание в факелах сырого газа, принятые по утвержденной **Программе развития переработки сырого газа** на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман и Есен ТОО «Емир-Ойл» на период с **01.01.2025 по 31.12.2025гг.** (№17/6 от 23.08.2024 г.), уточняющая основными производственные показатели на 2026 год.

Разрешение на сжигание сырого газа на 2027 год (№KZ19VPC00022615 от 27.09.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение **Аксаз** в объеме **0,177 млн.м³**, в том числе $V_6 = 0,014$ млн.м³, $V_7 = 0,141$ млн.м³ и $V_8 = 0,022$ млн.м³, $V_9 = 0,0$ млн.м³

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год (№KZ19VPC00022615 от 27.09.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение **Долинное** в объеме **0,369 млн.м³**, в том числе $V_6 = 0,051$ млн.м³, $V_7 = 0,141$ млн.м³ и $V_8 = 0,177$ млн.м³, $V_9 = 0,0$ млн.м³

На рассматриваемый период действуют Разрешения на сжигание в факелах сырого газа, принятые по Корректировке **Программы развития переработки сырого газа** на месторождениях Аксаз, Долинное, Кариман, Северный Кариман и Есен ТОО «Емир-Ойл» на период с **01.03.2025 по 31.12.2025г.** (протокол №17/6 от 23.08.2024 г.), уточняющая основными производственные показатели на 2026 год.

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год (№KZ19VPC00022615 от 27.09.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение **Кариман** в объеме **0,271 млн.м³**, в том числе $V_6 = 0,0$ млн.м³, $V_7 = 0,141$ млн.м³ и $V_8 = 0,130$ млн.м³, $V_9 = 0,0$ млн.м³

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год (№KZ19VPC00022615 от 27.09.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение **Есен** в объеме **0,141 млн.м³**, в том числе $V_6 = 0,0$ млн.м³, $V_7 = 0,141$ млн.м³ и $V_8 = 0,0$ млн.м³, $V_9 = 0,0$ млн.м³

Разрешение на сжигание сырого газа на 2026 год (№KZ19VPC00022615 от 27.09.2024г.), выданное Министерством энергетики Республики Казахстан на месторождение

Северный Кариман в объеме **0,254 млн.м³**, в том числе $V_6 = 0,058$ млн.м³, $V_7 = 0,141$ млн.м³
и $V_8 = 0,054$ млн.м³, $V_9 = 0,0$ млн.м³

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Таблица 13 - Объемы потребления попутного сырого нефтяного газа на собственные нужды на 2027 г.

№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м3/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году) 2027г.	Объем газа, тыс. м3/год
				2025			2027
Долинное							
2	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
2.1	ПП-0,63	2	в работе	100	24	360	1 728
2.2	Печь для отопления (вахтовый поселок), газ с Долинное	1	в работе	35	24	180	151
2.3	УН-0,2	1	план	25	24	360	216
	ИТОГО:						2095
Кариман							
3	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
3.1	УН-0,2	9	в работе	25	24	360	1 944
3.2	ПП-0,63	5	в работе	100	24	360	4 320
	ИТОГО:						6264
С.Кариман							
4	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
4.1	УН-0,2	12	в работе	25	24	360	2 592
4.2	УН-0,2	1	план	25	24	360	216
	ИТОГО:						2808
Есен							
5	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:						
5.1	ПП-0,63	1	в работе	100	24	360	864
	ИТОГО:						864
№ п/п	Наименование	Общее кол-во	В работе	Расход газа, м3/час	Количество часов в работе в сутки	Эксплуатация (кол-во дней в году) 2025г.	Объем газа, тыс. м3/год

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

				2027					2027		
УППГ месторождение "Аксаз"											
1	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:										
1.1	Блок регенерации диэтиленгликоля 20БР-1	1	в работе	35			24	360	302		
Аксаз											
2	На собственные нужды месторождения (V1), в т.ч.:										
2.1	ПП-0,63	1	в работе	100			24	150	360		
2.2	Газопоршневая электростанция	3	план	210			24	306	4 627		
	ИТОГО								5289		
	ИТОГО по м/р								17 320		

3.6 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Все характеристики источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, полученные в ходе инвентаризации, характеристики источников загрязнения атмосферы на 2026 г. сведены в таблицу «Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта нормативов ПДВ», представленную в проекте ниже.

3.7 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Под аварийными выбросами понимают существенные отклонения от нормативно-проектных или допустимых эксплуатационных условий производственно-хозяйственной деятельности по причинам, связанным с действием человека или технических средств. Рекомендации по безаварийному проведению разработки месторождения изложены в «Единых правилах разработки нефтяных и газовых месторождений РК».

Возможны следующие аварийные ситуации, при которых могут быть кратковременные выбросы загрязняющих веществ и повышение уровня загрязнения атмосферного воздуха: отказ работы аварийной (предохранительные клапаны) и запорной арматуры, превышение давления в технологических аппаратах при нарушении технологического режима, разрыв трубопроводов и резервуаров, разлив нефти на скважинах при буровых работах, пожар, взрыв, и др.

При эксплуатации скважин основными причинами аварийных выбросов углеводородов в атмосферный воздух являются порывы трубопроводов, а также отключение энергосистем, когда вынужденная остановка оборудования приводит к залповым выбросам веществ в атмосферу. Аварийные ситуации при трубопроводном транспорте происходят по причине коррозии и износа металлического оборудования и систем трубопроводов за счет агрессивности транспортируемых сред, грунтов и атмосферы.

Ликвидация аварий осуществляется цехами обслуживания и ремонта, оснащенные техническими средствами согласно РД-0447-103-376-86. Проведенная своевременно ликвидация аварий уменьшает степень отрицательного воздействия на окружающую среду.

Все остальные причины маловероятны из-за высокой степени прочности и надежности применяемого оборудования и трубопроводов, и высокой степени автоматического контроля за технологическим режимом.

Для исключения аварийных ситуаций на всех объектах ТОО «Емир-Ойл» используется современное нефтяное оборудование, проводится ежедневный контроль за оборудованием, трубопроводами.

Эксплуатация сосудов, работающих под давлением (сепараторы и другие аппараты), осуществляется в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

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

За предыдущие годы на производственных объектах предприятия не были отмечены внештатные ситуации, оказавшие заметное влияние на загрязнение атмосферного воздуха. В связи с вышеизложенным таблица 3.2 не заполняется.

Согласно Экологическому Кодексу РК при возникновении аварийной ситуации предприятие обязано известить контролирующие органы в области охраны окружающей

среды и возместить нанесенный ущерб. Для аварийных выбросов нормативы НДВ не устанавливаются.

К залповым выбросам на предприятии относятся продувочные свечи и свечи стравливания газа с оборудования при проведении ремонтных работ. В отличие от аварийных, залповые выбросы подлежат нормированию.

Источниками залповых выбросов производственных объектов предприятия являются:

- свечи стравливания дренажных емкостей;
- продувочные свечи при продувке газовой системы печей подогрева, свечи стравливания газа трубопроводов и т.п.

3.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных

Все необходимые данные, принятые для расчета нормативов ПДВ, получены расчетным методом на основании утвержденных методических указаний, согласованных с МООС РК с учетом качественных и количественных характеристик источников загрязнения атмосферы, определенных в результате проведенной на предприятии инвентаризации по предоставленным предприятием справочным данным.

Подробное обоснование полноты и достоверности исходных данных для определения нормативов ПДВ (расчеты количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, геометрические характеристики источников выбросов) представлены в таблице «Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта нормативов ПДВ».

Согласно временной инструкции по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу ответственность за полноту и достоверность данных инвентаризации несет предприятие.

Таблица 3.3 - Параметры выбросов ЗВ в атмосферу для расчёта нормативов НДВ для ТОО «Емир-Ойл» на 2027 год
Параметры приведены в Приложении 3 (формат табл.А3)

4 УТОЧНЕНИЕ ГРАНИЦ ОБЛАСТИ ВОЗДЕЙСТВИЯ ОБЪЕКТА

В соответствии с классификацией производственных объектов, изложенной в ст.40 Экологического Кодекса Республики Казахстан ТОО «Емир-Ойл», как предприятие, основной производственной деятельностью которого является разведка и добыча нефти и газа имеет I категорию и 2-й класс опасности объекта и соответствующим размером санитарно-защитной зоны – 1000 м. согласно Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № ҚР ДСМ-2 раздела 3, п. 11, пп. 3 производства по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием м летучих углеводородов. (имеется экспертное заключение № № R.05.X.KZ44VBZ00043977 от 25.05.2023 г.)

Согласно решения РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области» Комитета экологического регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 25.08.2021 года определена категория объекта I.

При проведении расчетов, область воздействия находится в пределах границы СЗЗ, следовательно, уточнение границ области воздействия объекта не требуется.

5 ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ НОРМАТИВОВ ПДВ

5.1 Расчет загрязнения атмосферы

Оценка уровня загрязнения атмосферного воздуха в результате производственной деятельности предприятия выполнена расчетным методом на программном комплексе «Эра», версия 3.0, разработчик ТОО «Логос-Плюс», г. Новосибирск, утвержденным в установленном порядке и реализующим положения ОНД-86 в соответствии с положениями «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ. ОНД-86»

В ПК «Эра-Воздух» реализована «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 18 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. №100–п (ОНД-86).

В целях установления нормативов ПДВ расчет был проведен для каждого источника при условии полной нагрузки технологического производства с учетом перспективы предприятия, физико-географических и климатических условий местности и района расположения предприятия. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере района расположения предприятия представлены в табличной форме (таблицы 3.4).

Таблица 3.4 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания

Наименование характеристика	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха	25
Средняя температура наружного	-5
Среднегодовая роза ветров, %	
С	13
СВ	13
В	24
ЮВ	18
Ю	6
ЮЗ	5
З	9
СЗ	12
Среднегодовая скорость ветра, м/с	4,7
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5%, U*, м/с	12

При расчетах уровня загрязнения приняты следующие критерии качества атмосферного воздуха:

1. максимально-разовые ПДК_{м.р.}, согласно списку Санитарно-эпидемиологических правил и норм «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху» №629 от 18.10.2004 г.;

2. ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ), согласно списку Санитарно-эпидемиологических правил и норм «Санитарно-эпидемиологические требования к атмосферному воздуху» №629 от 18.10.2004 г.

Расчеты рассеивания выполнены по всем ингредиентам и группам суммаций, присутствующим в выбросах источников загрязнения атмосферы, с учетом неодновременности работы оборудования.

Концентрации загрязняющих веществ в атмосфере определены при наихудших для рассеивания выбросов метеорологических условиях и максимально возможных выбросах от оборудования.

Расчет рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы выполнен с учетом фоновое загрязнение, т.е. загрязнения, создаваемого выбросами источников, не относящихся к рассматриваемому предприятию, Средние значения фоновых концентраций параметров качества атмосферы, учтенные при расчете, представлены предприятием согласно мониторинговым исследованием атмосферного воздуха (отчет по мониторингу за 1-й квартал)

Таблица 14 - Фоновые концентрации на постах (в мг/м³ / долях ПДК) (согласно отчету по мониторингу за 1-й квартал для ТОО «Емир-Ойл»)

Код ЗВ	Наименование ЗВ	Север	Восток	Юг	Запад
0301	Азота диоксид	0,0266	0,0266	0,0266	0,0266
0304	Азота оксид	0,03495	0,03495	0,03495	0,03495
0330	Сера диоксид	0,025	0,025	0,025	0,025
0333	Сероводород	0,004	0,004	0,004	0,004
0337	Углерод оксид	2,2475	2,2475	2,2475	2,2475
0410	Метан	25,0	25,0	25,0	25,0
2754	Углеводороды предельные C1-C5	25,0	25,0	25,0	25,0

Расчеты приземных концентраций ЗВ выполнены в узлах расчетной сетки расчетных прямоугольников, на границах установленных санитарно-защитных зон и ближайших жилых зон.

При моделировании рассеивания приняты расчетные прямоугольники, параметры которых по вариантам расчётов представлены в нижеследующей таблице 36.

Таблица 15 - Параметры расчётного прямоугольника

№№ п/п	Производственная площадка	Размеры прямоугольника (м)		Количество расчетных точек	Угол между осью ОХ и направлением на север	Шаг, (м)
		ширина	высота			
1	Емир-Ойл	11230	11230	33*26	90	500

Источники залповых и аварийных выбросов ввиду их кратковременности в расчетах рассеивания не учитывались согласно п.4 раздела 1 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» (Приложение к приказу МОС РК от 16 апреля 2012 года № 110-п с изм. от 11.12.2013 г).

Исходные данные и результаты расчетов рассеивания выбросов ЗВ на 2027 г. в полном объеме представлены в Приложении 3. Карты изолиний также представлены в Приложении 3.

5.2 Анализ результатов расчета рассеивания

Анализ результатов расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показывает, что превышение предельно допустимых концентраций на границе ближайших

жилых зон и границе нормативных СЗЗ ни по одному из веществ не наблюдается. Для всех веществ и групп суммаций выполняется условие: $C_m^0 + C_{\phi} < 1$ ПДК.

Расчет приземных концентраций проводился для каждого источника (за исключением источников залповых и аварийных выбросов) при условии полной нагрузки технологического производства с учетом физико-географических и климатических условий местности и района расположения предприятия:

Максимальные приземные концентрации на границе ближайшей жилой зоны и на границе СЗЗ наблюдаются по азота диоксиду, суммации диоксидов серы и азота, углеводородов С1-С5 и смеси меркаптанов.

По результатам расчета рассеивания на 2027 год, наибольшие приземные концентрации перечисленных веществ имеют следующие величины:

На границе СЗЗ:

- группа суммации 31 (0301+0330) – 0,9454 ПДК
- азота диоксид (0301) – 0,8856 ПДК;

Приземные концентрации рассматриваемых веществ на границе жилой зоны и СЗЗ, а также источники, дающие максимальные вклады, по вариантам расчетов представлены в таблице 3.5.

Результаты расчета рассеивания в графическом виде представлены на рисунках и сводной таблице в Приложении 3.

Таблица 3.5 - Перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение

6 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО НОРМАТИВАМ ПДВ (ВСВ)

Результаты моделирования уровней возможного загрязнения воздушного бассейна с учетом эффекта суммаций вредных веществ в результате эксплуатации основного и вспомогательного оборудования рассматриваемого предприятия указывают на удовлетворительное состояние качества атмосферного воздуха, характеризующегося отсутствием превышения по каждому загрязняющему компоненту и группе суммации их ПДК, установленных для растительного, животного мира и населения и принимаемых в качестве гигиенических критериев показателе качества.

Предлагаемые проектом выбросы ЗВ в атмосферу на 2027 г. в целом по предприятию, рассчитанные при полной загрузке технологического и пылегазочистного оборудования и их нормальной работы для всех источников загрязнения атмосферы, рекомендуется принять в качестве нормативов НДВ.

Предложения по нормативам НДВ всех загрязняющих веществ для отдельных источников (г/с, т/год) и в целом по основному производству предприятия представлены в таблицах 3.6 (по загрязняющим веществам). Таблице 3.6 (по источникам и загрязняющим веществам) представлена в проекте.

При этом согласно требованиям «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной Приказом Министра ОС и ВР РК №379-е от 11.12.2013 г. из нормирования исключены максимальные и валовые выбросы (г/с, т/год) от источников аварийных выбросов, которые являются составной частью технологического процесса.

Таблица 3.6 - Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для ТОО «Емир-Ойл» на 2027г.

7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО УМЕНЬШЕНИЮ ВЫБРОСОВ В АТМОСФЕРУ

ТОО «Емир-Ойл» на период нормирования не планировало разработку специальных мероприятий по снижению объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу с целью достижения нормативов ПДВ, так как на границах ближайших жилых зон по всем загрязняющим веществам приземные концентрации с учетом фона не превышают предельно допустимых значений (ПДК), установленных санитарными правилами.

Для уменьшения влияния работающего технологического оборудования проектируемого объекта на состояние атмосферного воздуха, сокращения объемов выбросов загрязняющих веществ, снижения их приземных концентраций и предотвращения сверхнормативных и аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу на предприятии реализуется комплекс планировочных и технологических мероприятий.

Планировочные мероприятия, влияющие на уменьшение воздействия выбросов предприятия, включают:

- расположение объектов как источников выбросов загрязняющих веществ с учетом розы ветров;
- организация движения транспорта и другой техники по территориям месторождений и других производственных объектов;

Технологические мероприятия включают:

- применение при добыче нефти герметизированной системы сбора и транспортировки нефти и газа на месторождениях;
- применение наиболее современных технологий, высокопроизводительного оборудования в соответствии с требованиями нормативных документов, регламентирующих вопросы безопасности и охраны окружающей среды;
- обеспечение прочности и герметичности технологических аппаратов и трубопроводов;
- организацию технологических процессов в соответствии с нормами технологического проектирования, технологическими инструкциями, техрегламентами, утвержденными в установленном порядке;
- соблюдение природоохранных требований законодательных и нормативных актов Республики Казахстан, а также внутренних документов и стандартов предприятия;
- защиту оборудования и трубопроводов от коррозии и от превышения давления;
- ежедневный контроль и диагностику оборудования и трубопроводов на объектах для своевременного обнаружения утечек и газовыделений (системы аварийного оповещения и связи, контроля воздуха);
- размещение взрывоопасных производств в отдельных помещениях и на открытых площадках;
- контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;
- проведение профилактических регламентных работ;
- строгое соблюдение графиков осмотра, ремонта и технического освидетельствования аппаратов и трубопроводов в соответствии с установленными нормативными документами;
- обучение и тренинг обслуживающего персонала.

Автоматизация технологических процессов, обеспечивающая стабильность работы всего оборудования, с контролем и аварийной сигнализацией при нарушении заданного

режима, позволит обслуживающему персоналу предотвратить возникновение аварийных ситуаций.

К основным мероприятиям, предусмотренным на объектах предприятия, направленным на снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и обеспечивающим приземные концентрации в нормативных пределах, относятся следующие:

- все резервуары и дренажные емкости оборудованы дыхательными клапанами, которые рассчитаны на срабатывание при определенном давлении, выброс углеводородов в атмосферу происходит только при превышении установленного нормативами давления;
- ежегодно на предприятии проводится капитальный ремонт нефтепроводов с целью избежания утечек нефти;
- производится утилизация газа на месторождениях предприятия с использованием его в качестве топлива на нужды печей подогрева нефти и воды и котельных;
- для предотвращения аварийных ситуаций, приводящих к загрязнению атмосферного воздуха, предусмотрено строгое соблюдение технологических регламентов ТОО «Емир-Ойл», организация технологических процессов в соответствии с нормами технологического проектирования, технологическими инструкциями, утвержденными в установленном порядке;
- для улучшения условий рассеивания и уменьшения концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы дымовые трубы котельных предусмотрены высотой не менее 15-30 м;
- проведение мониторинговых наблюдений на источниках выбросов, на границе СЗЗ для соблюдения нормативов ПДВ и применение необходимых мер при наличии увеличивающихся концентраций загрязняющих веществ в приземном слое.

Мероприятия по снижению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведены в таблице 3.7 (по форме Приложения 4 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду», утвержденной Приказом МООС от 16 апреля 2012 г. с изменениями от 11.12.2013 г.).

Реализация мероприятий по охране атмосферного воздуха в сочетании с требуемой организацией производственного процесса и производственного контроля за состоянием окружающей среды позволяет обеспечивать соблюдение качества атмосферного воздуха, соответствующее нормативным критериям, и уменьшить негативную нагрузку на воздушный бассейн при эксплуатации производственных объектов ТОО «Емир-Ойл».

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Емир-Ойл»



Ли Чан

2026 г.

Таблица 3.7 - План технических мероприятий по снижению выбросов загрязняющих веществ с целью достижения нормативов НДВ

№ ИЗ А	Наименование источника выброса ЗВ	Наименование мероприятия	Сроки выполнения, кв.,год		Затраты на реализацию мероприятий, тыс.тенге		Код ЗВ	Загрязняющие вещества	Выбросы загрязняющих веществ			
			начало	окончание	капиталовлож.	основ. деятельность			до мероприятия		после мероприятия	
									г/сек	т/год		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Долинное												
0101	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,239300	7,50520	0,239300	7,505200
							0304	Азота оксид	0,03890	1,22000	0,038900	1,220000
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00085	0,0266	0,000849	0,026622
							0337	Углерода оксид	0,07530	2,36160	0,075300	2,361600
							0410	Метан	0,07530	2,36160	0,075300	2,361600
0101		Утилизация газа с					0301	Азота диоксид	0,00020	0,00630	0,000200	0,006300

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

	Печь для отопления (ВП)	использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0304	Азота оксид	3,1E-05	9,7E-04	0,00003 1	0,0009 72
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00002	0,0005	0,00001 7	0,0005 32
							0337	Углерода оксид	0,00150	0,04700	0,00150 0	0,0470 00
							0410	Метан	0,00150	0,04700	0,00150 0	0,0470 00
	Аксаз	Аксаз										
020 1	Печь подогрева УН-0,2	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00530 0	0,06870	0,00530 0	0,0687 00
							0304	Азота оксид	0,00090	0,01170	0,00090 0	0,0117 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00002	0,0003	0,00002 1	0,0002 78
							0337	Углерода оксид	0,00790	0,10240	0,00790 0	0,1024 00
							0410	Метан	0,00790	0,10240	0,00790 0	0,1024 00
021 1	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,04790	0,12420	0,04790 0	0,1242 00
							0304	Азота оксид	7,8E-03	2,0E-02	0,00778 8	0,0201 86
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00006	0,0002	0,00006 4	0,0001 67
							0337	Углерода оксид	0,02380	0,06170	0,02380 0	0,0617 00
							0410	Метан	0,02380	0,06170	0,02380 0	0,0617 00
Кариман												
030 1	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,05960 0	1,86920	0,05960 0	1,8692 00
							0304	Азота оксид	0,00970	0,30420	0,00970 0	0,3042 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

		собственные нужды в печах подогрева					0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00037	0,0115	0,00036 6	0,0114 65
							0337	Углерода оксид	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
							0410	Метан	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
030 3	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,05960	1,86920	0,05960 0	1,8692 00
							0304	Азота оксид	9,7E-03	3,0E-01	0,00969 1	0,3039 41
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00037	0,0115	0,00036 6	0,0114 65
							0337	Углерода оксид	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
							0410	Метан	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
030 5	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,05960 0	1,86920	0,05960 0	1,8692 00
							0304	Азота оксид	0,00970	0,30420	0,00970 0	0,3042 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00037	0,0115	0,00036 6	0,0114 65
							0337	Углерода оксид	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
							0410	Метан	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
030 7	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,05960	1,86920	0,05960 0	1,8692 00
							0304	Азота оксид	9,7E-03	3,0E-01	0,00969 1	0,3039 41
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00037	0,0115	0,00036 6	0,0114 65
							0337	Углерода оксид	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

							0410	Метан	0,02660	0,83430	0,02660 0	0,8343 00
030 9	Печь подогрева УН-0,2 скв.2	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
031 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.3	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
031 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.4	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
031 5	Печь подогрева	Утилизация газа с					0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

	УН-0,2 скв.7	использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
031 7	Печь подогрева УН-0,2 скв.8	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
031 9	Печь подогрева УН-0,2 скв.10	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
032 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.11	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,00000	0,00660 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	0,0E+00	0,00107 7	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0000	0,00012 2	0,0000 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

		печах подогрева					0337	Углерода оксид	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
032 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.124	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,00000	0,00660 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	0,0E+00	0,00107 7	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0000	0,00012 2	0,0000 00
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
033 7	Печь подогрева УН-0,2 скв.118	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,00000	0,00660 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	0,0E+00	0,00107 7	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0000	0,00012 2	0,0000 00
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
033 9	Печь подогрева УН-0,2 скв.119	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,00000	0,00660 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	0,0E+00	0,00107 7	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0000	0,00012 2	0,0000 00
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

034 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.120	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,00000	0,00660 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	0,0E+00	0,00107 7	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0000	0,00012 2	0,0000 00
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,00890	0,00000	0,00890 0	0,0000 00
034 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.121	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
035 0	Печь подогрева УН-0,2 скв.117	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
035 9	Печь подогрева УН-0,2 скв.113	Утилизация газа с использован ием на	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

		собственные нужды в печах подогрева					0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
036 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.116	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
036 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.12	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
036 5	Печь подогрева УН-0,2 скв.13	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
037 5	Печь подогрева УН-0,2 на ГЗУ возле спутника	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
037 8	Печь подогрева УН-0,2 на ГЗУ возле гребенки	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660 0	0,2070 00
							0304	Азота оксид	1,1E-03	3,4E-02	0,00107 7	0,0337 78
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012 2	0,0038 22
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890 0	0,2791 00
038 0	Печь подогрева ПП-0,63	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,05960	0,00000	0,05960 0	0,0000 00
							0304	Азота оксид	9,7E-03	0,0E+00	0,00969 1	0,0000 00
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00037	0,0000	0,00036 6	0,0000 00
							0337	Углерода оксид	0,02660	0,00000	0,02660 0	0,0000 00
							0410	Метан	0,02660	0,00000	0,02660 0	0,0000 00
Северный Кариман												

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

040 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
040 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
040 5	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
040 7	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

		собственные нужды в печах подогрева					0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
040 9	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
041 1	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
041 3	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,2070 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
0415	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,20700
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,03378
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,00382
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
0417	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,20700
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,03378
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,00382
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
0419	Печь подогрева УН-0,2 скв.1	Утилизация газа с использованием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,20700
							0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,03378
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,00382
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,27910
0421	Печь подогрева	Утилизация газа с					0301	Азота диоксид	0,00660	0,20700	0,00660	0,20700

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

	УН-0,2 скв.1	использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0304	Азота оксид	0,00108	0,03378	0,00108	0,0337 8
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0038	0,00012	0,0038 2
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
							0410	Метан	0,00890	0,27910	0,00890	0,2791 0
042 2	Печь подогрева УН-0,2	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,10260	0,00660	0,1026 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,01675	0,00108	0,0167 5
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0019	0,00012	0,0019 0
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,13840	0,00890	0,1384 0
							0410	Метан	0,00890	0,13840	0,00890	0,1384 0
042 3	Печь подогрева УН-0,2	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в печах подогрева	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00660	0,10260	0,00660	0,1026 0
							0304	Азота оксид	0,00108	0,01675	0,00108	0,0167 5
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,00012	0,0019	0,00012	0,0019 0
							0337	Углерода оксид	0,00890	0,13840	0,00890	0,1384 0
							0410	Метан	0,00890	0,13840	0,00890	0,1384 0
042 4	Печь подогрева УН-0,2	Утилизация газа с использован ием на собственные нужды в	1 квар. 2027 года	4 квар. 2027 года	собств. средства пред-я		0301	Азота диоксид	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000 0
							0304	Азота оксид	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000 0
							0330	Сернистый газ (Оксид серы)	0,0000	0,0000	0,00000	0,0000 0

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

		печех подогрева					0337	Углерода оксид	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000 0
							0410	Метан	0,00000	0,00000	0,00000	0,0000 0

8 МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Неблагоприятные метеоусловия (НМУ) представляют собой краткосрочное особое сочетание метеорологических факторов, обуславливающее ухудшение качества воздуха в приземном слое.

Предотвращению опасного загрязнения воздуха в периоды неблагоприятных метеоусловий способствует регулирование выбросов или их кратковременное снижение. В периоды НМУ максимальная приземная концентрация примеси может увеличиться в 1,5-2,0 раза.

Определение периода действия и режима НМУ находится в ведении органов Казгидромета. В обязанности этих органов входит оповещение предприятия о наступлении и завершении периода НМУ и режима НМУ.

Согласно РД 52.04.52-85 в проекте разработан план мероприятий по снижению выбросов при наступлении неблагоприятных метеорологических условий на I и II режимы работы предприятия, обеспечивающие уменьшение выброса каждого загрязняющего вещества:

- первый режим – до 5-20%;
- второй режим – до 10-20%.

Главное условие: выполнение мероприятий при НМУ не должно приводить к нарушению технологического процесса, следствием которого могут явиться аварийные ситуации.

Исходя из специфики работы данного предприятия, предложен следующий план мероприятий.

По I режиму работы:

осуществление организационных мероприятий, связанных с особым контролем работы всех технологических процессов и оборудования:

- усиление контроля за работой КИПиА, в первую очередь, на сливо-наливных операциях в резервуарных парках, на печах подогрева нефти и воды, в котельных, газовых турбинах;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования и трубопроводов;
- запрет работы оборудования в форсированном режиме;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время планово-предупредительных работ;
- прекращение испытания оборудования с целью изменения технологических режимов работы;
- запрет на продувки технологического оборудования;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ;
- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм;
- запрещение работы сварочных агрегатов, производства ремонтных работ, связанных с повышенным выделением загрязняющих веществ;

Эти мероприятия позволяют сократить объем выбросов и соответственно концентрации загрязняющих веществ в атмосфере на 5-20 %.

По II режиму работы:

– мероприятия по II режиму работы помимо мероприятий организационно-технического характера предусматривают мероприятия, требующие снижения интенсивности работы оборудования и совершенствования технологии:

– проводятся все организационно-технические мероприятия, предусмотренные на I режим работы предприятия;

– запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;

– снижение производительности котельных, печей отопления, газовых турбин ГПЭС;

– максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом.

Мероприятия по II режиму НМУ приведут к необходимому сокращению приземных концентраций.

По III режиму работы:

– мероприятия по III режиму работы помимо мероприятий организационно-технического характера предусматривают мероприятия, требующие снижения или прекращения интенсивности работы оборудования и совершенствования технологии:

– проводятся все организационно-технические мероприятия, предусмотренные на I и II режимах работы предприятия;

– запрещение включения дизель-генераторов в профилактических целях;

– снижение производительности котельных, печей отопления, газовых турбин ГПЭС;

– максимальное обеспечение соблюдения оптимального режима работы в соответствии с технологическим регламентом.

Для эффективного предотвращения превышений уровня загрязнения воздуха в периоды НМУ следует, в первую очередь, сократить низкие, рассредоточенные, холодные выбросы (при перегрузке сыпучих материалов и ГСМ).

Эффективность разработанных мероприятий для каждого источника соответственно для 3-х режимов НМУ представлена в таблице 3.8.

Все предложенные мероприятия позволят не допустить в периоды НМУ возникновения высоких уровней загрязнения атмосферы при заблаговременном прогнозировании таких условий и своевременном сокращении выбросов вредных веществ в атмосферу.

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

Таблица 3.8 - Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2026 год.

Таблица 3.9 - Характеристика выбросов вредных веществ в атмосферу в периоды НМУ на 2026 год.

9. КОНТРОЛЬ СОБЛЮДЕНИЯ НОРМАТИВОВ ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ

В соответствии со статьей 128 Экологического Кодекса РК от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК природопользователи обязаны проводить производственный экологический контроль.

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

Контроль за состоянием воздушного бассейна должен обеспечивать:

- ведение систематического наблюдения за выбросами ЗВ;
- сбор данных для составления отчетности по форме № 2-тп (воздух);
- проведение анализа причин, вызывающих превышение нормативов ПДВ.

Производственный мониторинг воздушного бассейна, как элемент производственного экологического контроля, включает в себя следующие направления деятельности:

- наблюдение за параметрами технологических процессов (операционный мониторинг);
- наблюдения за источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в целях контроля за соблюдением нормативов ПДВ (мониторинг эмиссий);
- оценку состояния атмосферного воздуха (мониторинг воздействия).

Контроль за соблюдением установленных величин ПДВ осуществляется в соответствии с «Руководством по контролю источников загрязнения атмосферы» РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90) и СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

Мониторинг состояния атмосферного воздуха проводится в соответствии с «Руководством по контролю загрязнения атмосферы» (РД 52.04.186-89), СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

Мониторинг эмиссий и мониторинг воздействия проводится аккредитованной лабораторией, выбираемой на основании тендера.

Ответственность за организацию контроля и своевременную отчетность по результатам возлагается на руководителя предприятия

Результаты контроля заносятся в журналы учета, включаются в технические отчеты предприятия, отчеты по производственному мониторингу, отчеты по форме № 2-ТП (воздух) и учитываются при оценке его деятельности.

В настоящее время ТОО «Емир-Ойл» проводит контроль содержания загрязняющих веществ в атмосфере и на источниках выбросов в соответствии с согласованной «Программой производственного экологического контроля на 2026 год»,

Операционный мониторинг

Операционный мониторинг (мониторинг производственного процесса) включает в себя наблюдения за параметрами технологических процессов, обеспечивающих работу в штатном режиме, для подтверждения того, что показатели деятельности организации находятся в диапазоне, который считается целесообразным для надлежащей эксплуатации и соблюдения условий техрегламента данного производства. Эти параметры обычно отслеживаются датчиками давления, температур, влажности, освещения и т.д. Содержание операционного мониторинга определяется природопользователем.

Мониторинг эмиссий

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу на источниках выбросов выполняется для контроля соблюдения нормативов ПДВ, устанавливаемых на стадии разработки проектной документации.

Мониторинг эмиссий загрязняющих веществ в атмосферу выполняется следующими методами:

- метод прямого измерения концентраций загрязняющих веществ в отходящих газах с помощью автоматических газоанализаторов либо инструментального отбора проб отходящих газов с последующим анализом в стационарной лаборатории. Этот метод используется для мониторинга эмиссий на наиболее крупных организованных источниках выбросов (дымовые трубы котельных, печей подогрева нефти и воды, УЗГ-1МГ, выхлопные трубы газовых турбин);
- расчетный метод с использованием методик по расчету выбросов ЗВ в атмосферу утвержденных МООС РК. Этот метод применяется для расчета неорганизованных и передвижных источников, источников продувочных операций, дренажных емкостей, металлообрабатывающих станков, сварочных агрегатов и постов, факельных установок, резервуаров хранения нефти и емкостей топлива, резервных дизельгенераторов, печей малой мощности, а также выбросов от ряда мелких организованных источников.

Согласно РНД 211.3.01.06-97 и СТ РК 1517-2006 «соответствие величин фактических выбросов источника загрязнения атмосферы нормативным значениям надо проверять инструментальными или инструментально-лабораторными методами во всех случаях, когда для этого имеются технические возможности». При этом необходимо учитывать удельный вклад каждого источника загрязнения атмосферы в валовый выброс предприятия и относительную опасность выбрасываемого в атмосферу загрязняющего вещества.

Контроль за соблюдением нормативов ПДВ проводится на источниках выбросов загрязняющих веществ (выхлопных трубах) в точках, специально оборудованных пробоотборниками. Контроль следует проводить в соответствии с аттестованными методиками.

Согласно РНД 211.3.01.06-97 все источники, выбрасывающие вещество, подлежащее контролю, делятся на две категории.

К 1-ой категории относятся источники, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха и для которых при $C_{\max}/\text{ПДК} > 0,5$ выполняется условие:

$$M / \text{ПДК} \cdot H > 0,01$$

где $C_{\max}$ – максимальная разовая концентрация загрязняющего вещества, мг/м³;

M – максимальный разовый выброс из источника, г/с;

H – высота источника, м (при $H < 10$ м принимается для $H=10$ м).

Источники первой категории, вносящие наиболее существенный вклад в загрязнение воздуха, подлежат систематическому контролю не реже 1 раза в квартал.

Все остальные источники относятся ко второй категории и контролируются 1 раз в год.

Замеры инструментальным методом будут проводиться 1 раз в год и 1 раз в квартал на организованных источниках, в местах, оборудованных пробоотборниками.

В число обязательно контролируемых веществ должны быть включены основные загрязняющие вещества – *азота оксид, азота диоксид, сера диоксид, сажа, оксид углерода, углеводороды.*

Полученные значения выбросов вредных веществ по результатам замеров будут сопоставляться с нормативами, установленными для источников выбросов в утверждённом НДВ для ТОО «Емир-Ойл».

Контроль следует проводить в соответствии с аттестованными методиками, приведенными в конце план-графика.

При проведении замеров на источниках определяются следующие параметры:

- температура окружающей среды и газов;
- барометрическое давление;
- скорость газов;
- объем газов;
- коэффициент избытка воздуха;
- геометрические характеристики источников загрязнения атмосферы;
- концентрации измеряемых ингредиентов;
- процентное содержание в продуктах сгорания кислорода и углекислого газа (диоксид углерода).

Определение категории источников и расчет необходимости проведения контроля приводятся в таблицах ниже.

План-график инструментального и расчетного контроля выбросов на источниках предприятия ТОО «Емир-Ойл» с указанием методов контроля представлен в таблице 3.10.

Учитывая характер деятельности каждого источника и результаты расчетов рассеивания, предложены следующие методы контроля:

Подфакельный контроль.

Подфакельные замеры на м/р ТОО «Емир-Ойл» осуществляются на факеле УКПГ на высоте 1,5-3,5 м от поверхности земли на расстоянии 0,5 км в четырех точках: справа, слева от факельной установки, а также (сверху и снизу) перпендикулярно оси факела. Время отбора проб для анализа относится к 30-минутному периоду осреднения. Замеры на факелах также проводятся дискретным методом с трехкратными замерами на каждой точке. При исследовании загрязнения приземного слоя атмосферы в районе расположения подразделений ТОО «Емир-Ойл» проводятся метеорологические наблюдения: измерение температуры, относительной влажности воздуха, скорости, а также учитывалось общее состояние погоды (облачность, осадки и т.д.).

Данные подфакельных наблюдений не включаются в расчет норматива выбросов, они необходимы для детального анализа экологической ситуации в районе месторождения.

Продолжительность отбора пробы воздуха для определения разовых концентраций загрязняющих веществ составит до 8 часов. За один цикл отбора в каждой точке будет осуществляться отбор 3-х проб. Периодичность контроля приземных концентраций намечается 1 раз в квартал.

Контролируемые показатели: диоксид серы, оксид углерода, суммарные углеводороды, метан, оксид азота, диоксид азота.

Источники, представленные в таблице 3.10, подлежат инструментальному методу контроля за соблюдением нормативов ПДВ с привлечением аккредитованной лаборатории на договорной основе.

Мониторинг воздействия

В процессе мониторинга воздействия проводятся наблюдения за фактическим состоянием загрязнения атмосферного воздуха в установленных точках на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ) предприятия.

Мониторинг воздействия предусматривает проведение наблюдений на границах СЗЗ месторождениях ТОО «Емир-Ойл».

На рассматриваемый период 2026 год по результатам расчетов рассеивания предлагаются 14 точек контроля на границе СЗЗ месторождения. Время отбора анализа должно относиться к 30-минутному периоду осреднения. Мониторинг атмосферного воздуха

в каждой контрольной точке на границе ССЗ рекомендовано проводить дискретным методом с трехмерными замерами на каждой точке (утром, днем и вечером).

Координаты точек, измеряемые ингредиенты и интенсивность контроля представлены в таблицах 3.10. Контрольные значения концентраций загрязняющих веществ приведены в таблице 3.11.

Каждый пост должен размещаться на открытой, проветриваемой со всех сторон площадке, в стороне от зоны влияния автодорог для исключения искажения результатов измерений.

Проведение измерений предусматривается 1 раз в квартал в соответствии с «Требованиями к отчетности по результатам производственного экологического контроля», утвержденными Приказом Министра охраны окружающей среды №16 от 14 февраля 2013 года.

В воздушном бассейне на границе СЗЗ подлежат измерению следующие загрязняющие вещества:

- азота диоксид;
- азота оксид;
- серы диоксид;
- углерода оксид;
- сероводород;
- смесь предельных углеводородов C_1-C_5 ;
- смесь предельных углеводородов C_6-C_{10} ;
- суммарные углеводороды;
- метан.

Методики отбора проб (включая технические средства отбора и транспортировки проб), их анализа и контроля, а также принцип действия и инструктаж по применению приборов контроля за состоянием атмосферного воздуха подробно изложены в «Руководстве по контролю загрязнения атмосферы». РД 52.04.186-89», в соответствии, с которым будет проводиться экологический мониторинг атмосферного воздуха.

Карты-схемы с расположением точек контроля атмосферного воздуха представлены на картах рассеивания в Приложении 3.

Таблица 3.10 - План – график контроля на предприятии за соблюдением нормативов ПДВ на источниках выбросов и на контрольных точках (постах) на существующее положение

11. ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА, НАНОСИМОГО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ ВЫБРОСАМИ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ.

Экологический ущерб от выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в пределах установленных лимитов определен по данным Решения Мангистауского областного маслихата от 11 декабря 2014 года № 21/310 «О ставках платы за эмиссии в окружающую среду на 2019 - 2021 гг. по Мангистауской области» по формуле (1):

$$П_n = P * M_{ni} \quad (1)$$

где: P – региональный норматив платы за выбросы загрязняющих веществ (тен./усл. т);
M_{ni} – приведенный годовой нормативный объем загрязняющих веществ γ-го предприятия.

Ставка платы определяется исходя из размера месячного расчетного показателя (МРП – 3692,0 тенге), установленного на соответствующий финансовый год законом о республиканском бюджете, с учетом положений пункта 7 ст.495 НК РК.

Расчет платы за выбросы загрязняющих веществ произведен в соответствии со статьей 576 Кодекса Республики Казахстан «О налогах и других обязательных платежах в бюджет (Налоговый кодекс)», пунктом 5 статьи 6 Закона Республики Казахстан «О местном государственном управлении в Республике Казахстан» и Методики расчета платы за эмиссии в окружающую среду (Утвержденной приказом Министра ООС Республики Казахстан № 68-п). Расчет платежей на 2027 год рассчитан по утверждённому МРП на 2026 год – 3692,0 тенге.

Действительная сумма платежей за неизбежный ущерб и загрязнение природной среды в результате выбросов загрязняющих веществ может отличаться от приведенных расчетов, так как фактические данные отличаются от плановых, для чего потребуется дополнительный расчет.

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников представлены в таблицах.

Таблица 39 - Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от стационарных источников

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы за 1 тонну (МРП)	Ставки платы за 1 килограмм
1.	Окислы серы	20	
2.	Окислы азота	20	
3.	Пыль и зола	10	
4.	Свинец и его соединения	3986	
5.	Сероводород	124	
6.	Фенолы	332	
7.	Углеводороды	0,32	
8.	Формальдегид	332	
9.	Окислы углерода	0,32	
10.	Метан	0,02	
11.	Сажа	24	
12.	Окислы железа	30	
13.	Аммиак	24	
14.	Хром шестивалентный	798	
15.	Окислы меди	598	
16.	Бенз(а)пирен		996,6

**НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.**

Ставки платы за выбросы загрязняющих веществ от сжигания попутного и (или) природного газа в факелах, осуществляемого в установленном законодательством Республики Казахстан порядке, составляют:

№ п/п	Виды загрязняющих веществ	Ставки платы
1.	Углеводороды	44,6
2.	Окислы углерода	14,6
3.	Метан	0,8
4.	Диоксид серы	200
5.	Диоксид азота	200
6.	Сажа	240
7.	Сероводород	1240
8.	Меркаптан	199 320

Согласно статье 496 Налогового кодекса фактическая сумма платы исчисляется плательщиками самостоятельно, исходя из фактических объемов эмиссий в окружающую среду и установленных ставок на период оплаты.

Оплата производится в бюджет по месту нахождения источника (объекта) эмиссий в окружающую среду, указанному в разрешительном документе. Текущие суммы платы за фактический объем эмиссий в окружающую среду вносятся плательщиками не позднее 25 числа второго месяца, следующего за отчетным кварталом.

Расчеты платы за загрязнение атмосферы стационарными источниками на 2026г. представлены в таблице 27,28.

Таблица 16 - Плата за загрязнение атмосферного воздуха

Код	Наименование ЗВ	Кол-во выброса, т/год	Ставка платы МРП за тонну	МРП, тенге	Плата за природопользование, тенге/год
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,19141	30	3692,0	21200,5716
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,00372			0
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)	0,00005			0
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	80,54152733	20	3692,0	5947186,378
0302	Азотная кислота (5)	0,0018	20	3692,0	132,912
0303	Аммиак (32)	0,0002			0
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	13,07399069	20	3692,0	965383,4726
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0,00192			0
0322	Серная кислота (517)	0,0001	20	3692,0	7,384

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

032 8	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3,76030610 7			0
033 0	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	16,7163890 7	20	3692, 0	1234338,169
033 3	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,00204382 6	124	3692, 0	935,6799392
033 7	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	61,6983210 6	0,32	3692, 0	72892,86443
034 2	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,00078			0
034 4	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00054			0
041 0	Метан (727*)	18,5516476 3			0
041 5	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	350,088651	0,32	3692, 0	413608,7358
041 6	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	114,443554	0,32	3692, 0	135208,1924
060 2	Бензол (64)	1,49222676			0
061 6	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,790399			0
062 1	Метилбензол (349)	0,93821307			0
070 3	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0,00004	996600	3692, 0	147177,888
090 6	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	0,0018			0
102 3	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	4,336769			0
105 2	Метанол (Метиловый спирт) (338)	0,0917			0
106 1	Этанол (Этиловый спирт) (667)	0,0062			0
132 5	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,38307			0
140 1	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,0024			0
155 5	Уксусная кислота (Этановая кислота) (586)	0,0008			0
275 2	Уайт-спирит (1294*)	0,0225			0
275 4	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	9,20562	0,32		0
290 2	Взвешенные частицы (116)	0,00385	10	3692, 0	142,142

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

290 8	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,000536	10	3692, 0	19,78912
	В С Е Г О :	676,353074 5			8 938 234,179

Таблица 17 - Расчет платы за неизбежное сжигание попутного газа

Код	Наименование ЗВ	Кол-во выброса, т/год	Ставка платы МРП за тонну	МРП, тенге	Плата за неизбежное сжигание попутного газа, тенге/год
1	2	3	4	5	6
030 1	Азота (IV) диоксид (4)	2,62262	200	3692	1 936 539,157
030 4	Азот (II) оксид (6)	0,42621	200	3692	314 715,3034
032 8	Углерод (583)	2,18575	240	3692	193 6745,91
033 0	Сера диоксид (516)	0,86783	200	3692	640 804,9869
033 3	Сероводород (518)	0,00044	1240	3692	2031,871392
033 7	Углерод оксид (584)	21,9055	14,6	3692	1 180 774,449
041 0	Метан (727*)	0,54645	0,8	3692	1613,987711
	В С Е Г О:	28,5548			6 013 225,67

1. ЛИТЕРАТУРА

1. Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года (с изменениями и дополнениями по состоянию на дату выполнения проекта).
2. Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 11 марта 2021 года № 22317
3. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах».
4. Правила разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года № 250.
5. Правила осуществления инвентаризации стационарных источников выбросов, корректировки данных, документирования и хранения данных, полученных в результате инвентаризации и корректировки (для местных исполнительных органов) Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 июля 2021 года № 262.
6. Классификатор отходов Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314.
7. Инструкция по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду" Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 19 октября 2021 года № 408.
8. Правила проведения общественных слушаний" Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года № 425.
9. Санитарные правила "Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека" утверждены приказом Исполняющий обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 года № КР ДСМ-2
10. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров». РНД 211.2.02.09-2004, Астана, 2005 г.
11. РМ 62-91-90. Методика расчёта вредных выбросов в атмосферу от нефтехимического оборудования.
12. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов (Приложение к приказу МООС РК от 29 июля 2011 года № 196-п.
13. «Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами», Алматы, 1996 г.
14. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа (Приложение №1 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100 –п).
15. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок». РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004г.

16. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при механической обработке металлов (по величинам удельных выделений). РНД 211.2.02.06-2004, Астана, 2004г.
17. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при нанесении лакокрасочных материалов (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.05-2004, Астана, 2005г.
18. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ при сварочных работах (по величинам удельных выбросов). РНД 211.2.02.03-2004, Астана, 2005г.
19. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников (Приложение №13 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100 –п).
20. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования. РД 39.142-00, 2001г.
21. РД 34.02.305-90. Методика определения валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котлов тепловых электростанций.
22. Методика расчета выбросов от автотранспортных предприятий (Приложение №3 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2008г. №100 –п).
23. Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных (Приложение №4 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п).
24. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от предприятий по производству строительных материалов (Приложение №11 к Приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года №100 –п).
25. «Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу от объектов 4 категории». Приложение № 9 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п.
26. Методика расчёта выбросов вредных веществ в атмосферу при свободном горении нефти и нефтепродуктов. Самара, 1996.
27. Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии (Приложение №2 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п).
28. РД 153-39.0-111-2001. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий
29. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей (утв. приказом МООС РК от 30 января 2007 года № 23-п)
30. Методика по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от полигонов твердых бытовых отходов. (Приложение №17 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п).
31. РД 39-1-1213-84. Методические указания по определению технологических потерь нефтяного газа при сборе, подготовке и внутрипромысловом транспортировании.
32. Методика расчета выбросов вредных веществ от предприятий дорожно-строительной отрасли (Приложение № 12 к приказу Министра ООС РК от «18» 04 2008 года № 100-п).
33. «Методика расчета концентраций вредных веществ в атмосферном воздухе от выбросов предприятий», Приложение № 18 к приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008г. №100–п (ОНД-86).

34. Рекомендации по оформлению и содержанию проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу (ПДВ) для предприятий Республики Казахстан. РНД 211.2.02.02-97. Алматы. 1997 г.

35. Методические указания «Регулирование выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях» РД 52.04.52-85.

36. РНД 211.3.01.06-97 (ОНД-90 ч.1,2). Руководство по контролю источников загрязнения атмосферы.

37. «Руководство по контролю загрязнения атмосферы». РД 52.04.186-89.

38. СТ РК 1517-2006 «Охрана природы. Атмосфера. Метод определения и расчета количества выброса загрязняющих веществ».

39. ГОСТ 17.2.3.01 - 86. Охрана природы. Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов.

40. СТ РК 2036-2010 «Охрана природы. Выбросы. Руководство по контролю загрязнения атмосферы».

14. ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ НА ПРИРОДООХРАННОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ



ГОСУДАРСТВЕННАЯ ЛИЦЕНЗИЯ

ТОО "Мунай Энерджи Групп"

Выдана _____
полное наименование, местонахождение, сведения о юридическом лице: полноту, форму, наименование, место нахождения
г.Актобе, проспект К. Ноккина, 3.

на занятие **Выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды**
подразделение вида деятельности (деятельности) в соответствии
с Законом Республики Казахстан «О лицензировании»

Особые условия действия лицензии _____
и соответствии со статьей 3 Закона
Республики Казахстан «О лицензировании»

Орган, выдавший лицензию _____
полное наименование органа лицензирующего
Комитет экологического регулирования и контроля МОС РК

Руководитель (уполномоченное лицо) **Таутеев А.З.** _____
подпись и наименование руководителя (уполномоченного лица)
органа, выдавшего лицензию

Дата выдачи лицензии « **14 января 2013** » 20 ____ г.

Номер лицензии **01531Р** № **0043182**

Город **Астана**

1/Астана/01/046



ПРИЛОЖЕНИЕ К ГОСУДАРСТВЕННОЙ ЛИЦЕНЗИИ

Номер лицензии 01531P №

Дата выдачи лицензии «14 января 2013» 20 г.

Перечень лицензируемых видов работ и услуг, входящих в состав лицензируемого вида деятельности

Природоохранное проектирование, нормирование для I категории хозяйственной и иной деятельности;

Филиалы, представительства полное наименование, местонахождение, регион

ТОО "Мунай Эсплаж Групп"
г.Актобе, проспект К. Нукена, 3.

Производственная база местонахождение

Орган, выдавший приложение к лицензии полное наименование органа, выдавшего

Комитет экологического регулирования и контроля МООС РК
приложение к лицензии

Руководитель (уполномоченное лицо) Таутеев А.З.
фамилия и инициалы (полное наименование) органа, выдавшего приложение к лицензии

Дата выдачи приложения к лицензии **14 января 2013** 20 г.

Номер приложения к лицензии № **0075080**

Город Астана

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ТОО «Емир-Ойл»



БЛАНК ИНВЕНТАРИЗАЦИИ ВЫБРОСОВ ВРЕДНЫХ (ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ) ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРНЫЙ ВОЗДУХ И ИХ ИСТОЧНИКОВ

1. Источники выделения (вредных) загрязняющих веществ

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

2. Характеристика источников загрязнения атмосферного воздуха

4. Суммарные выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферу, их очистка и утилизация, т/год

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.

НДВ (ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ) ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В
АТМОСФЕРУ ДЛЯ ТОО «ЕМИР-ОЙЛ» НА 2026Г.