

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ЭМБАМУНАЙГАЗ»
АТЫРАУСКИЙ ФИЛИАЛ ТОВАРИЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ
ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «КМГ ИНЖИНИРИНГ»

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:
Заместитель Генерального директора
по производству
АО «Эмбаунайгаз»

_____ Кутжанов А.
«_____» _____ 2025г

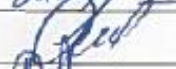
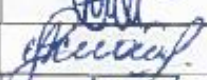
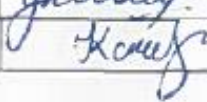
ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ)
ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДКИ НГДУ «КАЙНАРМУНАЙГАЗ»
АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» НА 2026Г

/ Заместитель директора филиала
по производству Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Шагильбаев А.Ж.

Атырау, 2025г

Должность	Подпись	Ф.И.О.
Руководитель службы экологии		Исмаганбетова Г.Х.
Ведущий инженер		Абир М.К.
Ведущий инженер		Суйнешова К.А.
Ведущий инженер		Султанова А.Р.
Старший инженер		Асланқызы Г.
Инженер		Касымгалиева С.Х.

3. АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 2026 год, включает в себя общие сведения об операторе; характеристику объекта оператора, как источника загрязнения атмосферы; проведение расчетов рассеивания; мероприятия по регулированию выбросов; контроль за соблюдением нормативов допустимых выбросов.

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов НДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния.

Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от источников загрязнения по объектам НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз».

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождениях являются:

- неорганизованные источники: эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, нефте- и газосепараторы, концевая сепарационные установки, дренажи, насосные установки, отстойники - утечка вредных веществ в атмосферу через неплотности сальниковых уплотнений, предохранительных клапанов, фланцевых соединений и запорно-регулирующей арматуры;
- организованные источники: котельная, печи подогрева нефти, дизельные двигатели для генераторов, сварочный передвижной агрегат, - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производятся от дымовых и выхлопных труб; станки по обработке металлических деталей и химическая лаборатория – выброс осуществляется через вентиляционную систему;
- резервуары для нефти, нефтеналивной стояк, емкости для топлива - вредные вещества выделяются в атмосферу через дыхательные клапана;
- неорганизованный площадной источник шламонакопитель, электро-газосварочные посты – выбросы происходят при работе аппаратов;
- передвижные источники выбросов – спецтехника и автотранспорт.

Целью разработки проекта НДВ является получение экологического разрешения на воздействие согласно требованиям статьи 122 Экологического кодекса РК.

Перечень источников выбросов и их характеристики определены для проектируемых объектов – на основе проектной информации (РООС), для действующих объектов – на основе инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу и их источников (НДВ), которая представляет собой систематизацию сведений об стационарных источниках, их распределении по территории, количественном и качественном составе выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

По результатам инвентаризации на территории промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» в атмосферный воздух 1563 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 207 организованных; 1356 неорганизованных.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026 год составляет – **666,6109 т/год**.

Максимально-разовые и средне-суточные допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают ПДК, установленных в требовании приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия v4.0, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан.

Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

Предлагается установить следующие нормативы допустимых выбросов в атмосферу для источников выбросов на промышленной площадке месторождениях НГДУ:

Таблица 1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2026 год (основная деятельность НГДУ «Кайнармунайгаз»)

Код	Наименование	ЭНК,	ПДК	ПДК		Класс	Выброс	Выброс	Значение
ЗВ	загрязняющего вещества	мг/м3	максимальная разовая, мг/м3	среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	опасности ЗВ	вещества с учетом очистки, г/с	вещества с учетом очистки, т/год (М)	М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (дижелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,221083	0,893634	22,34085
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,010106	0,049656	49,656
0156	Натрий нитрит (884*)				0,005		0,01167	0,00101	0,202
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000833	0,0006	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,98422212	77,15530215	1928,88255
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,00242	0,028711	0,19140667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	6,70902148	29,817986	496,966433
0306	Аммоний тиоцианат (Аммоний роданид) (76*)				0,05		0,01167	0,00101	0,0202
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,00281	0,000003	0,00003
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,000568	0,000008	0,00008
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,35851548	2,99055	59,811
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,76598271	8,268522016	165,37044
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,004010761	0,17340385	21,6754813
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	15,46820874	155,982520505	51,9941735

0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005	2	0,003195	0,01762	3,524
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0,2	0,03	2	0,008542	0,04939	1,64633333
0410	Метан (727*)			50	0,69551	15,377108	0,30754216
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	4,270010961	193,1615127	3,86323025
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0,38828235	32,91822318	1,09727411
0602	Бензол (64)	0,3	0,1	2	0,0050622	0,42931	4,2931
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2		3	0,0340332	1,15986	5,7993
0621	Метилбензол (349)	0,6		3	0,0317166	1,02291	1,70485
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001	1	0,00000062	0,00000746	7,46
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1		3	0,00009	0,1506	1,506
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5		4	0,00013	0,2259	0,04518
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0,7	0,00007	0,12048	0,17211429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,1		4	0,00009	0,1506	1,506
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01	2	0,1962	0,57262	57,262
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01	2	0,19642	0,65202	65,202
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35		4	0,11256	0,10556	0,3016
1532	Карбамид (Диамид угольной кислоты) (308)		0,2	4	0,01167	0,00101	0,00505
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на	0,00005		3	0,00029281	0,0091686	183,372

1724	этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)							
	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0,01		0,01167	0,00101	0,101
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1,5		4	0,1213101	2,05261	1,36840667
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др,) (716*)			0,05		0,0662	0,13021	2,6042
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	5,7203831	138,2304706	138,230471
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,04113	0,110582	0,73721333
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,15	0,05		3	0,05984	1,52578	30,5156
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0,3	0,1		3	0,045609	1,344023	13,44023
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,0198	0,05204	1,301
2936	Пыль древесная (1039*)			0,1		4,383	1,6594	16,594
2985	Полиакриламид анионный АК-618 (АК-618) (964*)			0,25		0,0005708	0,018	0,072
	В С Е Г О :					48,974510032	666,610942061	3343,14234

4. СОДЕРЖАНИЕ

2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ.....	1
3. АННОТАЦИЯ.....	3
4. СОДЕРЖАНИЕ.....	7
5. ВВЕДЕНИЕ.....	9
6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ.....	10
6.1 Почтовый адрес оператора.....	11
6.2 Карта-схема объекта.....	11
6.3 Ситуационная карта-схема района.....	11
7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	12
7.1 Климатические условия.....	12
7.1.1. Атмосферный воздух.....	12
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	14
8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Кайнармунайгаз».....	21
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы.....	34
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту.....	34
8.4 Перспектива развития предприятия.....	35
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ.....	35
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов.....	35
8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.....	35
8.8 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ.....	42
9. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ.....	44
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ.....	44
9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы).....	44
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту.....	45
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии.....	47
9.5 Уточнение границ области воздействия объекта.....	47
9.6 Данные о пределах области воздействия.....	48
10. МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ.....	48
11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	50
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	52

СПИСОК ПРИЛОЖЕНИЙ

1. Приложение №1 Расчеты выбросов вредных веществ в атмосферу
2. Приложение №2 Таблица НДВ
3. Приложение №3 Заключение СЭС на проект обоснование СЗЗ
4. Приложение №4 Карта месторождений
5. Приложение №5 Данные РГП «Казгидромет»
6. Приложение №6 Решение по определению категории объекта
7. Приложение №7 Протоколы ЦКРР РК и заключения по базовым проектам
8. Приложение №8 Хаттама (Протокол общественных слушаний)
9. Приложение №9 Карта рассеивания вредных веществ в атмосферу
10. Приложение №10 Государственная лицензия №02354Р

5. ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов НДВ для промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на 2026 год разработан Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» на основании договора с АО «Эмбамунайгаз».

Норматив допустимых выбросов – это показатель допустимого вредного вещества в атмосферном воздухе. Норматив допустимых выбросов устанавливается для каждого источника загрязнения атмосферы при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника и от совокупности источников города или другого населенного пункта, с учетом перспективы развития предприятия и рассеивания вредных веществ в атмосфере, не создадут приземную концентрацию, превышающую их предельно допустимые концентрации на границах санитарно-защитных зон и населенных пунктов.

При выполнении настоящей работы проведена инвентаризация источников выбросов в соответствии с требованиями Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63), также разработка данного проекта осуществлялась в соответствии со следующими нормативными документами:

- «Экологический кодекс РК» от 02.01.2021 г.;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября 2021 года №424 «Об утверждении Инструкции по организации проведению экологической оценки»;
- Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года №319 «Об утверждении Правил выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022г.

Расчетные формулы, используемые при определении мощности выбросов вредных веществ и их концентрации в атмосферном воздухе, а также термины и условные обозначения, применяемые в прилагаемых таблицах, приняты в соответствии с региональными и отраслевыми методиками, утвержденными в Республике Казахстан.

Юридические адреса:

***060002, г. Атырау, ул. Валиханова, д. 1
АО «Эмбамунайгаз»
тел: +7 (7122) 35 29 24
факс: +7 (7122) 35 46 23***

Исполнитель:

***060011, г. Атырау, мкр. Нурсая,
проспект Елорда, строение 10
Атырауский Филиал
ТОО «КМГ Инжиниринг»
тел: (7122) 305404***

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Нефтегазодобывающее управление «Кайнармунайгаз» является структурным подразделением АО «Эмбаунайгаз».

Нефтяные месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» размещены по территории Кызылкогинского района, Атырауской области. Ближайшими населенными пунктами являются поселок: Жамансор и Макат. Районным центром является поселок Миялы.

Административное здание НГДУ «Кайнармунайгаз» находится в п.Жамансор. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге с твердым покрытием, а также по железной дороге через п. Макат.

Основной деятельностью НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях Кызылкогинского района.

На всех месторождениях предусмотрена единая герметизированная система сбора нефтяной эмульсии, в которую входит следующее технологическое оборудование:

- групповая замерная установка (ГЗУ) на выкидных линиях;
- напорный водоводот ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦПС;
- блок химреагентов;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- емкости для уловленной нефти;
- нефтеналивной стояк.

Для питания электроэнергией производственных площадок месторождений, проведена воздушная линия ЛЭП, в качестве аварийных источников электроэнергии на площадках приняты стационарные дизельные электростанции.

На случай аварийной ситуации предусмотрены: байпасная линия, переключающая поток нефти, в приемную емкость, минуя резервуар для сбора жидкости и байпасная линия, переключающая поток нефти в резервуар-отстойник, минуя печь (в летнее время). Пластовая вода, отделившаяся от нефти в резервуаре для сбора жидкости резервуаре-отстойнике, собирается в резервуарах для отстоя воды, накапливаются в емкости уловленной нефти, откуда своим насосом подаются в резервуар для сбора жидкости.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» отсутствуют.

Расстояние расположение до ближайших жилых зон:

№	Месторождение	Жилая зона	Расстояние (км)	Производственная зона	Расстояние (км)
1.	Восточный Молдабек	с. Кенбай	10	-	-
2.	Северный Қотыртас	с. Кенбай	14	-	-
3.	Б.Жоламанов	ст.Мукур	7	-	-
4.	Уаз	ст.Жамансор	14,5	-	-
5.	Уаз Восточный	ст.Жамансор	15	-	-
6.	Уаз Северный	ст.Жамансор	27,5	-	-
7.	ЦППС Кенбай	с.Кенбай	15	-	-
8.	ВП Қайнар	ст.Жамансор	1	-	-
9.	НПС	с.Таскудук	0,05	АО «Казтрансойл»	0,1
10.	ЭСР Қайнар	с.Кенбай	14	-	-

В зоне влияния предприятия курортов, зон отдыха и объектов с повышенными требованиями к санитарному состоянию атмосферного воздуха нет.

На ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Кайнармунайгаз» (приложение) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно –защитных зон.

НГДУ «Кайнармунайгаз» ведет разработку и эксплуатацию месторождений: Восточный Молдабек, Б.Жоламанов, Северный Котыртас, площадь Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный с большими запасами нефти и газа. Также имеется НПС-3. Все месторождения НГДУ «Кайнармунайгаз» разбросаны по территории Кызылкогинского района. Имеется вахтовый поселок «Кайнар» для проживания рабочего персонала и цех спецтехники технологического транспорта (цех СТТТ), УПРЭО и УПТРО, электросетевой район Кайнар.

НГДУ, «Кайнармунайгаз» как стационарный источник выбросов, характеризуется выбросами от технологического оборудования нефтегазодобычи, в процессе эксплуатации которых происходит выделение различных углеводородных фракций, а также от организованных источников выбросов загрязняющих веществ.

На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.

6.1 Почтовый адрес оператора

Заказчик: Юридический адрес предприятия:

г. Атырау, ул. Валиханова 1, АО «Эмбаунайгаз».

Адрес объекта:

Атырауская область, Кызылкогинский район, п. Жамансор,

6.2 Карта-схема объекта

Карта-схема объектов с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведены в приложении.

6.3 Ситуационная карта-схема района

Ситуационная карта-схема района расположения промплощадок НГДУ «Кайнармунайгаз» приведена в приложении.

7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

7.1 Климатические условия

7.1.1. Атмосферный воздух

Климат района резко континентальный. Для него характерны холодная зима с устойчивым снежным покровом и сравнительно короткое, умеренное жаркое лето, большие годовые и суточные колебания температуры воздуха, поздние весенние и ранние осенние заморозки, постоянно дующие ветры.

Температура воздуха. Температура воздуха является одной из основных характеристик климата. Режим температуры воздуха исследуемой области характеризуется большой контрастностью и резкостью сезонных и межгодовых колебаний, значительной суточной и годовой амплитудой. Характерным является также преобладание теплого периода над холодным. Продолжительность безморозного периода составляет около полугода для севера региона и увеличивается к югу. Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль): плюс 32,8°C. Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь): минус 13,3°C.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для района расположения объектов НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» представлены по данным наблюдений на близлежащей метеорологической станции Сагиз за 2024 год.

Таблица 7.1 - Общая климатическая характеристика

Наименование	МС Сагиз
Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+32,8 С
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 13,3 ⁰ С
Число дней с пыльными бурями	5 дней
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	27
Средняя высота снежного покрова, см	4

Таблица 7.2 - Среднемесячная и годовая температура воздуха, °С

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Сагиз	-9,6	-6,5	0,3	15,2	15,2	25,8	25,9	24,1	17,3	8,9	0,8	-5,4	9,3

Таблица 7.3 – Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/с

Наименование	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
МС Сагиз	5,1	5,7	4,5	4,3	4,0	4,3	4,1	3,7	3,7	3,7	4,3	3,8	4,3

Таблица 7.4 - Количество осадков мм, по месяцам, за год и сезонам

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI-III	IV-X
25,6	16,1	22,9	9,4	13,1	40,2	3,9	10,7	-	21,3	20,3	11,3	194,8	96,2	98,6

Таблица 7.5 - Повторяемость направления ветра и штилей (%)

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Год	7	12	20	18	6	11	12	14	0



Рисунок 7.1 - Роза ветров

8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Основной задачей НГДУ «Кайнармунайгаз» является добыча, подготовка и сдача нефти и газа.

На промплощадках НГДУ «Кайнармунайгаз» расположено 1563 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 207 организованных; 1356 неорганизованных.

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	Восточный Молдабек	36	880	916
2.	Северный Қотыртас	52	95	147
3.	Б.Жоламанов	18	118	136
4.	Уаз	11	118	129
5.	Уаз Восточный		52	52
6.	Уаз Северный	9	34	43
7.	ЦППС Кенбай	44	28	72
8.	ВП Кайнар	25	18	43
9.	НПС	5	9	14
10.	ЭСР Кайнар	7	4	11
	ИТОГО:	207	1356	1563

В процессе работы данных источников выбросов в атмосферу выделяются следующие компоненты: оксид углерода, углеводороды C₁₂-C₁₉, сажа, сернистый ангидрид, формальдегид, бенз/а/пирен, диоксид азота, оксид азота, мазутная зола, сероводород, масло минеральное нефтяное, углеводороды C₁-C₅, углеводороды C₆-C₁₀, бензол, толуол, ксилол, пентилены, этилбензол, серная кислота, пыль абразивная, взвешенные частицы, пыль металлическая, древесная пыль.

Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026 год:

Номер источника	Наименование источника	Кол-во
месторождение В.Молдабек		
0001-01/02	Котельная (тех насосная) на природном газе СП ППН марка Navien GA	1
0002-01/02	Котельная (адм. здание) на природном газе марка Бойлер Боран CRONOS	1
0122-01	Печь подогрева ПТ-16/150	1
0008	Резервуары РВС V-2000м ³	1
0009	Дизельная электростанция АД60С-Т400	1
0013-0015	Сварочный агрегат АДД-4004	3
0018-0020, 0208-0209, 0244	Экологическая емкость	6
0207	Факельная установка	1
0022-0023	Буферная емкость РГС V-90м ³ , 100 м ³	2
0025-0026	Буферная емкость РГС V-50м ³	2
0027-0030, 0211	Буферная емкость РГС V-50м ³	5
0194-02, 0267-02	Печь подогрева ПТБ-10 на попутном, природном газе	2
0269, 0270	Дизельная электростанция AKSA POWER GENERATION AD630	2
0252/01, 0253/01	Печь подогрева ПНЭ-2,7 на попутном газе	2
0264	Подъемный агрегат ПРС	1
0265	Передвижной АЗС	1

0275-01/02	Печь подогрева ПП-0,63 на попутном газе	1
6001-6006	Насосы для нефти	6
6007	Сварочный пост	1
6008-6010, 7422	Сварочный трансформатор ТДМ-502	4
6011-6013, 7423	Пост газорезки	4
6014-6357, 7424-7429, 7538-7539, 7644-7646, 8043-8048, 8057-8059	Скважины	364
6394-6737, 7436-7442, 7540-7541, 7666-7667, 8049-8054, 8060-8062	Дренажные емкости на скважинах	364
6774-6813, 8001	ГЗУ	41
6815-6855, 8002	Дренажные емкости на ГЗУ	41
6856-6861	Дренажная емкость	6
6862	Узел замера нефти	1
6865	Газосепаратор (ГС)	1
6866	Шламонакопитель V-5000м ³	1
6867-6868	Отделитель песка ОП-100-1,0-И	2
6871-6872	Остойник О-1/1,2	2
6873-6874, 7574-7575	Трехфазный сепаратор V-200м ³ - 2шт, 100-2 шт	4
6877-6879	Конденсатосборник	3
6880	Нефтегазосепаратор	1
6881-6884	Насосы для нефти	4
6885	Дренажная емкость	1
6889	Дренажная емкость	1
6890-6893, 7576	Насосы для нефти	5
6894	Дренажная емкость	1
7524	Сварочный трансформатор	1
7525-7532	Мультифазный насос	8
7577	Блок гребенки–узел учета	1
7641	Площадка(бункер) загрузки полимера в установку	1
7642	Площадка при перемешивания индикаторов для трассерных исследований	1
8003-8006	Дренажный емкость ЕП V-40м ³	4
8007-8009	ГРПШ	3
8041-8042	Буферная емкость V=50м ³	2
8055	Дренажный емкость ЕП V-50м ³	1
месторождение С.Котырмас		
0053	АЗС ДТ V-20м ³ рукав ТРК	1
0054-0055	АЗС ДТ V-10м ³ рукав ТРК	2
0057	Дизельная электростанция (ДЭС) марка: АД100С-Т400	1
0058	Компрессор	1
0059	Передвижной сварочный агрегат (САГ) марка: АДД-4004	1
0060-0069, 0238-0241	Экологические чаны	14
0212-0213	Агрегат депарафинизации скважин АДПМ-120/150	2
0214-0216	Передвижная паровая установка (ППУ)	3
0243	Дизельная электростанция (ДЭС) марка тип АД-16С-Т400-1РК М29	1
0273-02/0274-02	Водогрейная установка	2
0277	Дизельная электростанция (ДЭС) марка: АДР 200С-400-2РГТ	1

6895	Пост зарядки аккумуляторной батарей	1
6896	Вулканизация	1
6898	Стенд для монтажа и демонтажа грузовых автошин	1
6899	Сварочный трансформатор ТДМ-502 УОНИ	1
6903, 7535	Стенд для очистки и диагностики ЭВН-Протех, РСМ	2
6904	Пост газорезки	1
6905-6934, 7542, 8063-8065	Скважины	34
6950-6979, 7550, 8066-8068	Дренажные емкости от скважин	34
6995-6998	ГЗУ	4
6999-7002	Дренажные емкости от ГЗУ	4
7003	Шламонакопитель V-2112м3	1
7004	Автомойка гараж	1
7578	Стенд для разборки и сборки двигателей	1
8010-8016	ГРПП	7
месторождение Б.Жоламанов		
0074-02	Котел Бойлер Боран CRONUS КВА-233 ЛЖ/ГН	1
0075-02	Котел Бойлер Боран CRONUS КВА-620 ЛЖ/ГН	1
0076-02	Котел Бойлер Боран CRONUS КВА-620 ЛЖ/ГН	1
0077-01	Печь марка: ПТ-16/150М	1
0078-01	Печь марка: ПТ-16/150М	1
0079-01	Печь марка: ПТ-16/150М	1
0080-0082	Резервуары РВС V-1000м3	3
0088	АЗС ДТ-V-18 м3 рукав ТРК	1
0089	АЗС ДТ-V-16 м3 рукав ТРК	1
0090	АЗС ДТ-V-16 м3 рукав ТРК	1
0091	АЗС масло моторное V-1,8 м3	1
0092	Дизельная электростанция (ДЭС) марка: АД-250 (SCANIA 200кВт)	1
0093	Дизельная электростанция (ДЭС) марка: AKSA APD	1
0096	Передвижной сварочный агрегат марка: АДД-4004	1
0098	Хим лаборатория	1
0218	Факельная установка	1
0219	Пункт налива нефти	1
7005	Сварочный трансформатор ТДМ-502	1
7007	Пост газорезки	1
7920	Сварочный пост ВД 306	1
7008-7052, 7921-7940, 8017-8020, 8069-8071	Скважины	42
7077-7121, 7941-7960, 8021-8024, 8072-8074	Дренажная емкость от скважин	42
7146-7151	ГЗУ	6
7152-7157	Дренажная емкость от ГЗУ	6
7158-7159	Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600-2 НГС-1-1,6-2000	2
7160-7163	Насосы для нефти НБ-125 -1 шт., ЦНС-3 шт	4
7167	Отстойник ОБН-3000	1
7168-7174	Дренажная емкость	7
7175	Узел учета нефти	1
7177	Конденсатосборник	1

7179	Газосепараторы ГС	1
8025-8026	ГРПШ	2
месторождение Уз		
0099-0100	Печь подогрева нефти марка: ПТ-16/150	2
0246	Печь подогрева нефти марка: ПТ-16/150	
0101	Резервуары РВС V-1000м3	1
0102-0103, 0255	Резервуары для хранения нефти V-100 м ³ -2ед., V-60 м3 - 1ед.	3
0110	Дизельная электростанция АД100С-Т400	1
0111	Дизельная электростанция Power Command Control 1301	1
0112	Пункт налива нефти	1
0226	Факельная установка (дежурная горелка)	1
0247	Резервуары РВС V-2000м3	1
7182	Сварочный трансформатор ТДМ-502	1
7183-7186	ГЗУ	4
7188-7191	Дренажные емкости	4
7193-7232, 7562, 7566, 8075-8078	Скважины	46
7253-7292, 7563,7568, 8079-8082	Дренажные емкости от скважин	46
7313	Газосепаратор (ГС) 1-1,6 600-1	1
7314	Нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-1600-2	1
7315-7319	Насосы для нефти НБ-125 - 2 шт., НБ-50 - 2 шт, ЦНС-60/66-1шт	5
7320	Конденсатосборник	1
7321-7323	Дренажные емкости	3
7324	Узел замера нефти	1
7325	Узел учета нефти	1
7630	Блок гребенки	1
7631-7632	Отстойник ОГ	2
7972	Сварочный пост ВД 306	1
месторождение Уз Восточный		
7187, 7564	ГЗУ	2
7192, 7565	Дренажные емкости от ГЗУ	2
7233-7240, 7463,7464, 7498-7505,7570-7571, 7691-7692, 7974-7978	Скважины	24
7293-7300, 7465, 7466, 7511-7518,7572-7573, 7693-7694, 7979-7983	Дренажные емкости от скважин	24
месторождение Уз Северный		
0198	Факельная установка	1
0199-0200	Резервуар для нефти; РГС 100м2-2 шт	2
0202, 0206	Печь подогрева ПТ-16/150М	
0203	Дизельная электростанция АД-30С-Т400-2РКМ11	1
0205	Пункт налива нефти	1
0256, 0266, 0276	ГПЭС	3
0278	Дизельная электростанция для ГПЭС	1

7467-7470, 7984-7986, 8027-8028, 8083-8084	Скважины	11
7471-7474, 7987-7989, 8030-8031, 8085-8086	Дренажные емкости от скважин	11
7475	ГЗУ	1
7476	Дренажная емкость от ГЗУ	1
7477	Нефтегазосепаратор	1
7478, 7998	Газосепаратор	2
7479, 7480	Насос для нефти	2
7481	Конденсатсборник	1
7484	Узел замера нефти	1
7485	Узел учета газа	1
7999	Дренажный емкость ЕП V-100м ³	1
8000	Емкость-накопитель для газа	1
ЦППС КЕНБАЙ		
0003-0006-01	Печи марки ПТ-16/150М на попутном	4
0031-0032	Котел марка: CALDALE Rex240	2
0033-0049-02	Лучистое отопление FRACCARO FRLA 4.1	17
0050	Котел Бойлер Боран (Кенбай) CRONUS КВА-233 ЛЖ/ГН	1
0070-0071-02	Водогрейная установка ВГУ-100м ³ -100м ³	2
0120-01	Печь марка: ПТ 16/150 на попутном газе	1
0121-01	Печь марка: ПТ 16/150 на попутном газе	1
0127-02	Котел марка: Navien GA/GST на природном газе	1
0131-0132	Буферная емкость (ЦПСП Кенбай)	2
0133-0137	Резервуары РВС V-2000м3	5
0139	Дизельная электростанция марка: тип АД100С-Т400 100кВт	1
0140	Передвижной сварочный агрегат (САГ) 100кВт	1
0141	Хим. лаборатория	1
0225	Факельная установка	1
0248	Печь марка: ПП-0,63 на попутном газе	1
0249-0250	Емкость для нефти	2
0254	Котел водогрейный Buran Boiler BB-1000	1
7354	Сварочный трансформатор	1
7355	Пост газорезки	1
7356	Сварочный трансформатор ТДМ -502 УОНИ	1
7358-7359	Нефтегазосепаратор 1-1,6-1600	2
7360	Газосепараторы (ГС)	1
7361-7364	Насосы для нефти	4
7367-7368	Отстойник ОБН	2
7369-7370	Отстойник ОГ-200	2
7371-7376	Дренажная емкость	6
7377-7378	Трехфазный сепаратор ТФС 1/1,2	2
7379	Конденсатосборник	1
7634	Узел учета нефти	1
7990, 8056	Отделитель песка ОПГ-100-1,0-И	2
8033-8034	ГРПШ	2
ВП Кайнар		
0142	Котел (газ) REX-600	1
0144	Дизельная электростанция ДЭС-Cummins C400 D5-	1

	315кВт	
0148	Передвижной сварочный пост (САГ) марка: АДД-4004 100кВт	1
0149-0152	Станки по обработке металлов	1
0153-0155	Станки по обработке металлов	3
0156, 0161	Бензин емкость V-10м ³ АИ-92 рукав ТРК	2
0157, 0162	Емкость для дизтоплива V-20м ³ рукав ТРК	2
0158	Бензин емкость V-10м ³ АИ-92 рукав ТРК	1
0159	Масло минер V-8м ³ рукав ТРК	1
0160, 0227-0229, 0230	Емкость V-7,5м ³ для масло гидрол (2шт), емкость V-6,6м ³ для масло нигрол (1шт), емкость V-13м ³ для диз.масло (1шт), емкость V-8м ³ для масло минеральное (1шт)	5
0168	Склад хранения хим.реагентов	1
0195	Емкость ДТ.V-20м ³ рукав ТРК	1
0196	Бензин АИ-92 V-10м ³ рукав ТРК	1
0197	Бензин АИ-95 V-10м ³ рукав ТРК	1
0251	Дизельная электростанция АД-30кВт на шасси	1
0272	Котел Боран бойлер-4500	1
0279	Дизельная электростанция (ДЭС) марка: АД-16С-Т400-1РК М29	1
7381	Сварочный трансформатор	1
7382	Пост газорезки	1
7384-7388	Насос (НС-32-3шт, К-100-80/160-1шт НБ-50-1шт)	5
7389	Сварочный трансформатор ТДМ -503	1
7390, 7393, 7635	Сварочный выпрямитель ВД306 м1	3
7392, 7991	Сварочный аппарат инвертор Ресанта	2
7394, 7424	Пост газорезки	2
7395	Сварочный трансформатор ТДМ-503 У2	1
7402	Сварочный пост с трансформатором ТДМ-502 (электрод УОНИ-13/45)	1
7403	Пост газорезки марка: ТДМ-503У2	1
7405	Пост покраски эмаль	1
7537	Склад хранения щебень, цемент, ПГС, песок	1
7636	Стенд испытания ПК	1
8035-8037	ГРПШ	3
НПС		
0187	Дизельная электростанция EYD-150,YCD4Y32D 150 кВт	1
0188-0189	Резервуары РВС-5000м ³	2
0190	Пункт налива нефти	1
0191	Хим. лаборатория	1
7417-7418	Насос для нефти НБ-50-2шт	2
7419-7420	Дренажная емкость	2
7421	Узел замера нефти	1
7637	Коммерческий узел учета нефти КУУН	1
7638	Входной манифольд	1
8038-8039	Дренажный емкость ЕП V-8м ³	2
Электросетевой район Кайнар		
0257-01	Котел с бинарной горелкой Куат 80 (диз.топливо)	1
0258-01	Котел на газе Куат-80 (попутный газ)	1
0259-01	Котел ВВ-735 RDE (природный газ)	1

0260	Передвижной сварочный агрегат (САГ)	1
0261	Емкость для хранения дизельного топлива V-8м ³	1
0262	Сверлильный станок В1316 В/400	1
0263	Бензиновая станция	1
7992	Сварочные работы на САГ	1
7993, 8040	Сварочный трансформатор	2
7994	Пост газорезки	1

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти, устьевые нагреватели нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксиды азота и серы, оксид углерода, твердые частицы (сажа, мазутная зола), метан;

При сжигании попутного газа на факелах в атмосферу поступают: оксид углерода, диоксид азота, метан, сажа, сера диоксид, сероводород.

Источниками выделены взвешенных веществ и абразивной пыли является процесс металлообработки;

От сварочных работ в атмосферу поступают пары сварочного аэрозоля, фтористого водорода, оксиды марганца, фториды и соединения кремния.

В процессе вулканизации камер в атмосферу поступают пары бензина и оксид углерода; в процессе зарядки аккумуляторов – пары серной кислоты.

При работе дизельных передвижных сварочных агрегатов САГ и ДЭС в атмосферу поступают: оксид углерода, формальдегид, сажа, бенз/а/пирен, диоксиды азота и серы.

Приоритетным загрязняющим веществом, выбрасываемым в атмосферу организованными и неорганизованными источниками, являются углеводороды.

Основные производственные технологические показатели на 2026 год по добыче нефти, попутного нефтяного газа, а также фонд скважин НГДУ «Кайнармунайгаз» представлены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026 год

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед. изм.	Мощность производства по основным видам продукции	Подтверждающий документ
		2026г	
НГДУ «Кайнармунайгаз»			
В.Молдабек	Добыча нефти, тыс.т	313,2	Протокол ЦККР №52/11 от 27.06.2024г
	Добыча газа, млн.м³	3,132	
	Кол-во скважин, ед.	356	
С.Котыртас	Добыча нефти, тыс.т	16,22	Протокол ЦККР №54/4 от 22.08.2024г
	Добыча газа, млн.м³	1,099	
	Кол-во скважин, ед.	34	
Б.Жоламанов	Добыча нефти, тыс.т	51,5	Протокол ЦККР №55/1 от 03.10.2024г
	Добыча газа, млн.м³	1,819	
	Кол-во скважин, ед.	42	
Уаз Северный	Добыча нефти, тыс.т	35,9	Протокол ЦККР №56/2 от 24.10.2024г
	Добыча газа, млн.м³	3,866	
	Кол-во скважин, ед.	10	
Уаз	Добыча нефти, тыс.т	41,6	Протокол ЦКРР РК от 23-24.09.2025г № 66/18
	Добыча газа, млн.м³	0,407	
	Кол-во скважин, ед.	46	
Уаз Восточный	Добыча нефти, тыс.т	47,4	Протокол ЦККР №19/13 от 27-28.10.2021г
	Добыча газа, млн.м³	1,25	
	Кол-во скважин, ед.	24	
Итого по НГДУ «Кайнармунайгаз»	Добыча нефти, тыс.т	514,82	
	Добыча газа, тыс.м³	11,931	
	Кол-во скважин, ед.	512	

Примечание: Протокола ЦКРР, в которых утверждены показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026 год приложены в приложении 7 (папка 1).

На месторождениях НГДУ «Кайнармунайгаз» сырой газ сжигается согласно разрешениям на сжигание сырого газа.

Ниже представлена таблица с разрешенными объемами газа по категории V₇, V₈ (Приказ МЭ РК №164 от 05.05.2018г «Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию») (Разрешения на сжигания газа по месторождениям прилагается в приложении 2 (папка 2) проекта НДВ).

Категория V₇ - норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования;

Категория V₈ - норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и план-графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

На месторождениях Молдабек Восточный, Котыртас Северный, Б.Жоламанов, Уаз, Уаз Восточный планируется сжигание газа согласно протоколу ПРППГ по категориям V₇ и V₈.

Таблица 8.2 – Баланс газа согласно Программе развития переработки сырого газа на объектах НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026 год

Период	Месторождение	Прогнозные показатели по добыче газа, млн м ³	Использование сырого газа на собственные нужды, млн м ³	Технологически неизбежное сжигание сырого газа, (V _v), млн м ³					% Утилизации	Номер разрешения	Срок действия разрешения
				V ₆	При эксплуатации технологического оборудования. Сжигание газа на дежурных горелках и при постоянной продувке факельного коллектора на факельных установках V ₇	При техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования при опорожнении и продувках газопроводов (ТО и ППР ГС) V ₈	V ₉	Технологически неизбежное сжигание газа V _v			
2026	Котыртас Северный	1,09900	1,08696	0	0,00072	0,01132	0	0,01204	98,90%	KZ33VPC00027116 от 21.08.2025г	31.12.2026г
2026	Молдабек Восточный	3,13200	3,09768	0	0,00072	0,03360	0	0,03432	98,90%	KZ22VPC00027120 от 21.08.2025г	31.12.2026г
2026	Б.Жоламанов	1,81900	1,79906	0	0,00053	0,01941	0	0,01994	98,90%	KZ42VPC00027148 от 26.08.2025г	31.12.2026г
2026	Уаз Восточный	1,25000	1,23630	0	0,00040	0,01330	0	0,01370	98,90%	KZ38VPC00027123 от 21.08.2025г	31.12.2026г
2026	Уаз Северный	3,86600	3,82363	0	0,00053	0,04184	0	0,04237	98,90%	KZ06VPC00027117 от 21.08.2025г	31.12.2026г
2026	Уаз	0,40700	0,40254	0	0,00013	0,00433	0	0,00446	98,90%	KZ65VPC00027122 от 21.08.2025г	31.12.2026г

8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Кайнармунайгаз»

Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещение жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи систем разработки предопределяет технико-экономические показатели. Перед забуриванием залежи проводят проектирование системы разработки. На основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация: ее геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку системы, выбирают оптимальную. Добыча нефти на месторождении ведется механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки пластовой при отделении нефти и воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых замерных установок (ГЗУ), где в замерном трапе определяется дебит нефти и газа каждой скважины при подключении ее на замер. ГЗУ являются автоматическими замерными установками, позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

После ГЗУ продукция скважин проходит первую ступень сепарации в сепараторе, где происходит отделение газа от жидкости. Отделившейся газ через регулятор давления поступает на осушку в газосепаратор и далее через узлы замера подается как топливо на печи подогрева нефти и котельные.

Замеренный на ГЗУ флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку подготовки нефти (ЦППН). Основные функции центрального пункта сбора нефти неизменны и заключаются в следующем:

- сброс газа из флюида;
- отделение пластовой воды из дегазированной нефти;
- обезвоживание и обессоливание нефти для придания товарных кондиций;
- сбор, использование и утилизация отделенного газа;
- сбор, утилизация и закачка в пласт отделенной пластовой воды;
- транспортировка подготовленной нефти до пунктов перекачки нефти в систему магистральных трубопроводов НКТН «КазТрансОйл».

Дальнейшая подготовка нефти до товарной кондиции осуществляется на ЦППН. Сбор нефти осуществляется со всех месторождений НГДУ. Непосредственно на месторождениях нефть проходит внутри промысловую подготовку, а только потом откачивается дожимными насосными станциями на подготовку.

Технологический процесс подготовки нефти проходит по нижеследующей схеме:

Жидкость, отделившаяся в сепараторе, поступает на печи подогрева, где нагревается до 600С и затем поступает в горизонтальный отстойник, в котором происходит отделение воды песка от нефти. Нефть с некоторым содержанием воды направляется в резервуар товарной нефти, откуда насосами подается по нефтепроводу в резервуарный парк на месторождения. Пластовая вода с отстойника поступает на установку ОПФ, где осуществляется очистка воды от механических примесей и затем в буферную емкость. Так же на установку ОПФ подается вода из водозаборных скважин, и после смешивания и выравнивания давления через узлы замера насосами направляется на водораспределительные пункты для закачки в пласт.

Нефть с участков поступает в технологические резервуары, где путем добавления

химреагентов происходит отделение воды от нефти. С резервуаров нефтяная эмульсия насосами подается на печи подогрева, затем поступает в резервуары с товарной нефтью. По мере подготовленности предтоварных резервуаров нефть технологическим насосами перекачивается на товарные резервуары КТО.

Отделившаяся вода поступает в водяные резервуары, откуда поступает на ЦНС (центральная насосная станция), и водяными насосами (НБ-125) подает на нагнетательные скважины для закачки в пласт. Газ, выделившийся на первой и второй ступени сепарации, поступает на осушку в газосепаратор ГС, который далее непрерывно используется на собственные нужды при подготовке нефти, обеспечения бесперебойной работы в зимний период системы лучистого отопления, обеспечение работы котельных.

В целях повышения качества нефти, в процессе отделения воды и газа в продукцию скважин добавляют химические реагенты. Закачка реагентов – деэмульгатора осуществляется блочной дозирочной установкой БДР-2,5. Для осуществления процесса деэмульсации нефти на ЦППН применяется химреагентов диссолван.

Краткое описание технологического процесса СП «В.Молдабек»

Сборный пункт участка «Восточный Молдабек» предназначен для сбора и подготовки скважинной продукции участка «Котырмас Северный» и «Молдабек Восточный».

Продукция скважин участка Молдабек Восточный по выкидным линиям внутрипромысловой системы сбора и транспортирования нефти поступает на групповые замерные установки. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа.

Далее нефтегазовая эмульсия поступает мини сборные пункты СП-4, СП-16, СП-43 участка Молдабек Восточный, с последующей перекачкой насосными оборудованиями по нефтяным трубопроводам НК-1, НК-2, НК-3, НК-4 на ПСиПН (пункт сбора и подготовки нефти) Молдабек Восточный.

Принципиальная схема системы сбора, транспорта и подготовки продукции по ЦДНГ «Кенбай» представлена на рисунке 8.1, 8.2, 8.3 и 8.4.

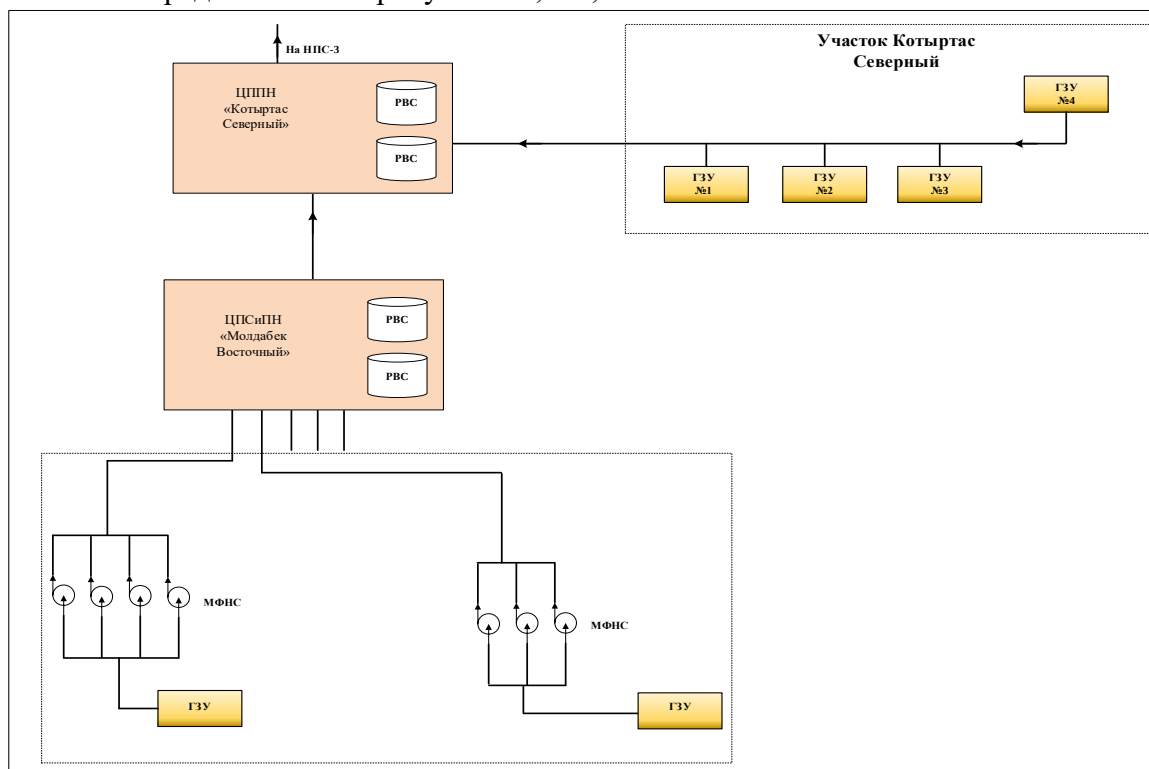


Рисунок 8.1. Принципиальная схема системы сбора, транспорта и подготовки продукции по ЦДНГ «Кенбай»

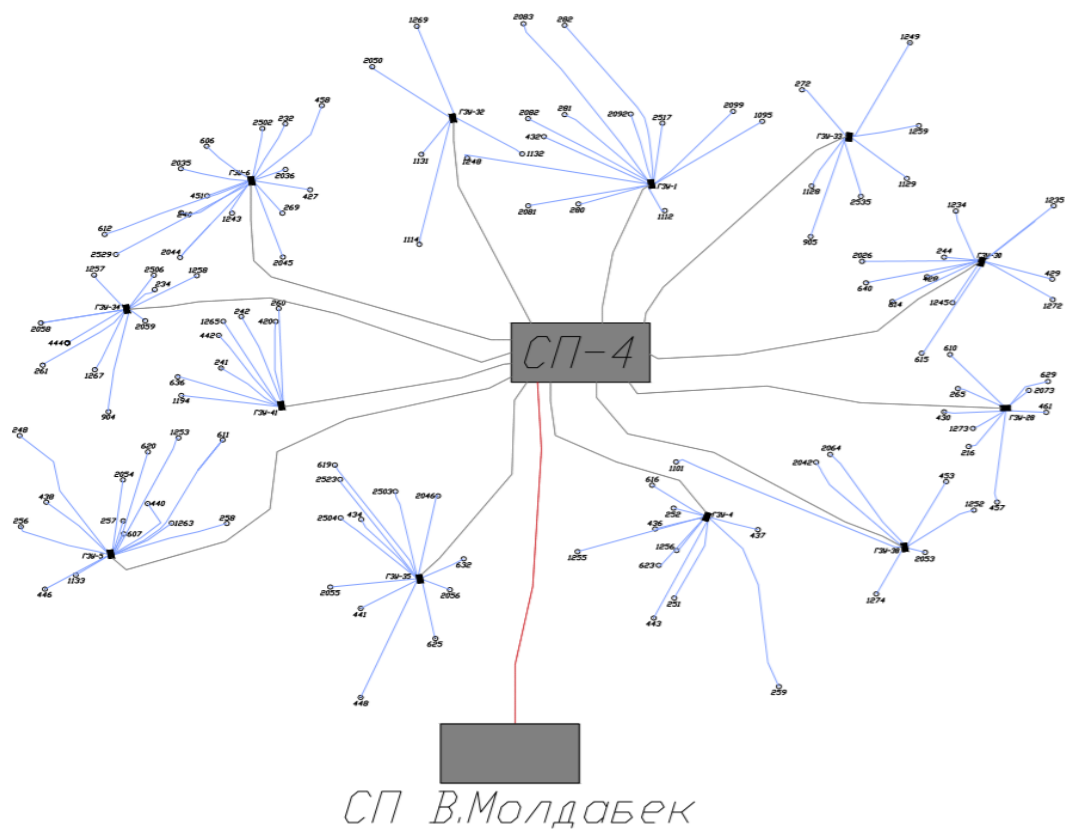


Рисунок 8.2. Схема расположения скважин на СП-4

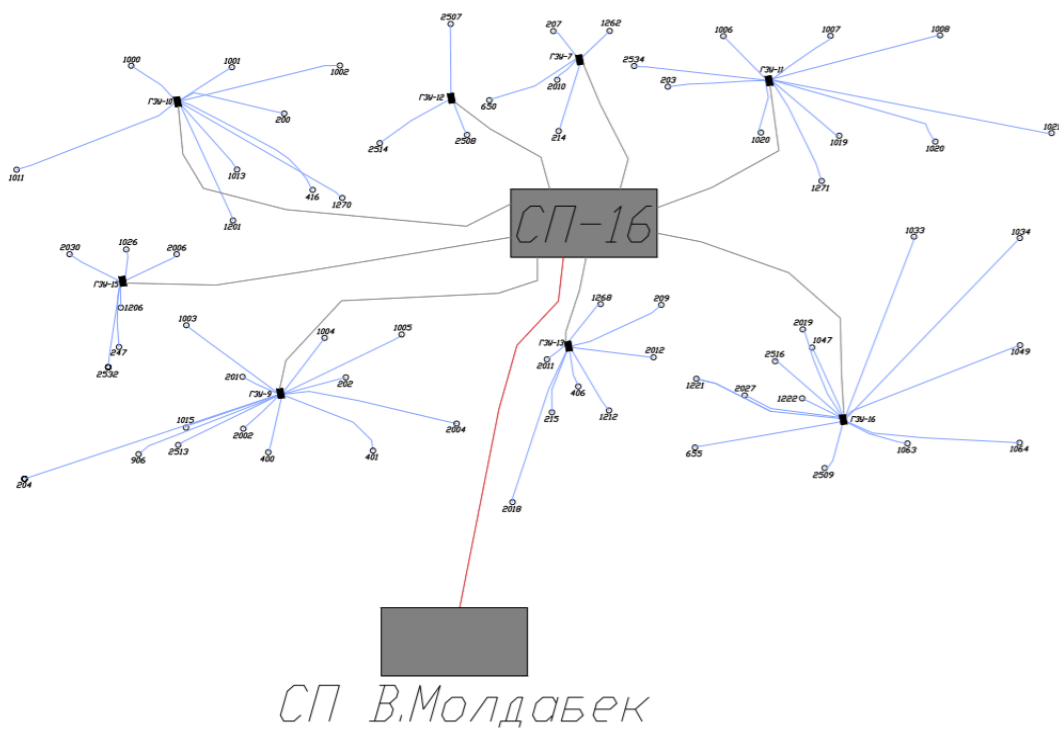


Рисунок 8.3. Схема расположения скважин на СП-16

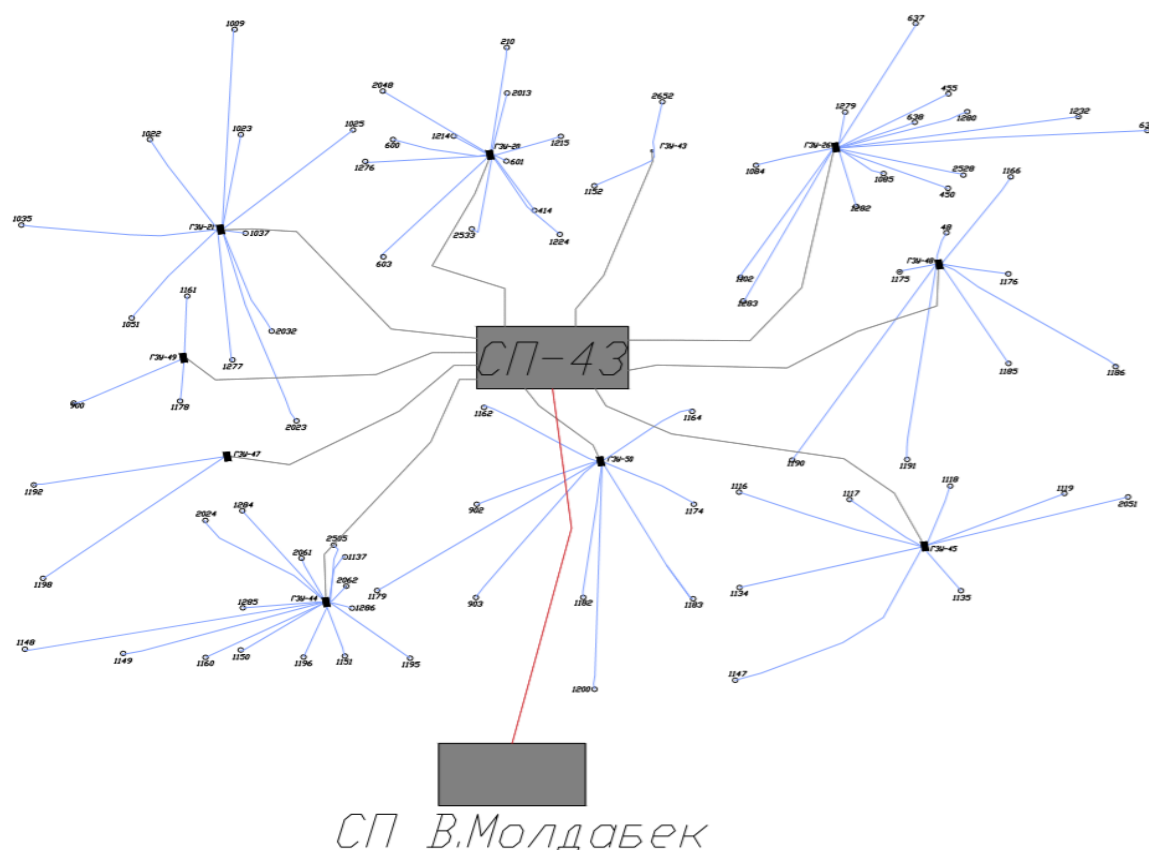


Рисунок 8.4. Схема расположения скважин на СП-43

Нефтегазовая эмульсия с участка «Молдабек Восточный» по коллектору Ø159мм, с протяженностью 4100м поступает на СП «Молдабек Восточный» через блоки гребенки нефть поступает на НГС-0.6-3000-1 V=100 м³, на входе которой подается деэмульгатор марки «Недра -1». Далее отделенная нефтяная эмульсия поступает на печи ПНЭ-2,7 №2 и ПТ 16/150 №1, затем подогретая нефть до температуры T = 25-35°C поступает на ТФС-200 №1, №2, где происходит II–этап разделения, нефти, воды и часть песка.

Отделенная попутно-добываемая вода направляется через коллектор Ø219 мм в резервуар РВС-2000 м³ № 1 с последующей закачкой в систему ППД.

Далее нефть с ТФС-200 №1, №2 поступает на печи подогрева ПТ 16/150 №3, №4 и подогревается до T=45-50°C и поступает на отстойники ОГ–100 №1, №2 и пескоотделитель №1, №2, где за счет обработки нефтяной эмульсий деэмульгатором и температурой осуществляется процесс обезвоживания нефти и происходит интенсивное отделение основной массы песка из нефтяной эмульсий. Остаточная попутно – пластовая вода по мере накопления, с отстойников сбрасывается на водяные резервуары РВС №1, №2.

Обезвоженная нефть с остаточным содержанием 5-10%, хлористых солей от 600 до 1200 мг/дм³, с температурой 45 - 50°C и поступает через расходомер воды «Endress+Hauser» на РВС – 2000м³ №3.

Далее откачивается центробежными насосами марки ЦНС–105/147 и ЦНС–180/128 №1, №2 с давлением на выходе 0,5–0,10 МПа по нефтяному коллектору Ø219мм протяженностью 4000м на ЦППН «Кенбай».

С резервуара РВС–2000м³ №3, по мере накопления, остаточная вода дренируется на заглубленную дренажную емкость ЕП – 40м³, откуда погружным насосом НВ–50/50 откачивается на водяной резервуар РВС–2000м³ №1, РВС–1000м³ №2.

Технологическая схема сборного пункта Восточный Молдабек представлена на рисунке 8.5.

(350см) для процесса повторной деэмульсаций и с добавлением химического реагента марки «Недра-1» доза которого составляет 160-170 гр/тн поступает на прием насоса ЦНС-60/66 №2. Предварительно подготовленная нефть с рабочим давлением $P=2,5-4,0$ кгс/см² откачивается через печь подогрева марки ПТ-16/150М №3 Н-0103, работающий в полном автоматическом режиме подогревается до температурой 25°-30°С и давлением на выходе печи подогрева $P=2,2-2,5$ кгс/см² поступает на входной нефтяной коллектор Ø219 мм поступающий со сборного пункта Восточный Молдабек.

Нефтяная жидкость по коллектору Ø 159 мм с $P=2,6-2,4$ кгс/см² поступает на ПТ16/150 №1, №2. Подогретая нефть с $T=35-40^{\circ}\text{C}$, $P=2,2-2,0$ кгс/см² по нефтяному коллектору Ø 159мм поступает в параллельные трехфазные сепараторы ТФС-100 V-0103 А/В.

Сброс попутной пластовой воды производится БЕ-50м3 №1,2.

Нефтяная жидкость прокачивается через печь подогрева ПТ16/150 №4 на ОБН-3000 №1 V-0104 А.

Нефтяная эмульсия, поступающая с отстойников ОБН-3000 №1 с $P=1,3$ кгс/см², обводненностью до 3% направляется на обессоливание в отстойники ОГ-200 №1, №2.

Отделившаяся от пластовой воды нефть по коллектору Ø 159мм с $P=1-3$ кгс/см² поступает в технологический резервуар №3.

С резервуара №3 по переточной линии 820см поступает в товарные резервуары №2, №4, №5. Далее с товарных резервуаров отбираются пробы для определения содержание серы, солей и парафина. Если в товарных резервуарах №2, №4, №5 содержание хлористых солей выше 100 мг/дм³ насосом ЦНС 60/66 №1 то повторно проводим процесс деэмульсации по технологической схеме через печь подогрева ПТ 16/150 №5.

Отделившаяся попутная пластовая вода по водяной линии Ø 150мм поступает в буферные емкости БЕ-50 №1, №2. Далее с БЕ-50 №2 направляется к насосам ЦНС 60/66 №3, К 100-65-250 №4 закачивается в систему ППД участка Восточный Молдабек.

Технологическая схема ЦППН Кенбай представлена на рисунке 8.6.

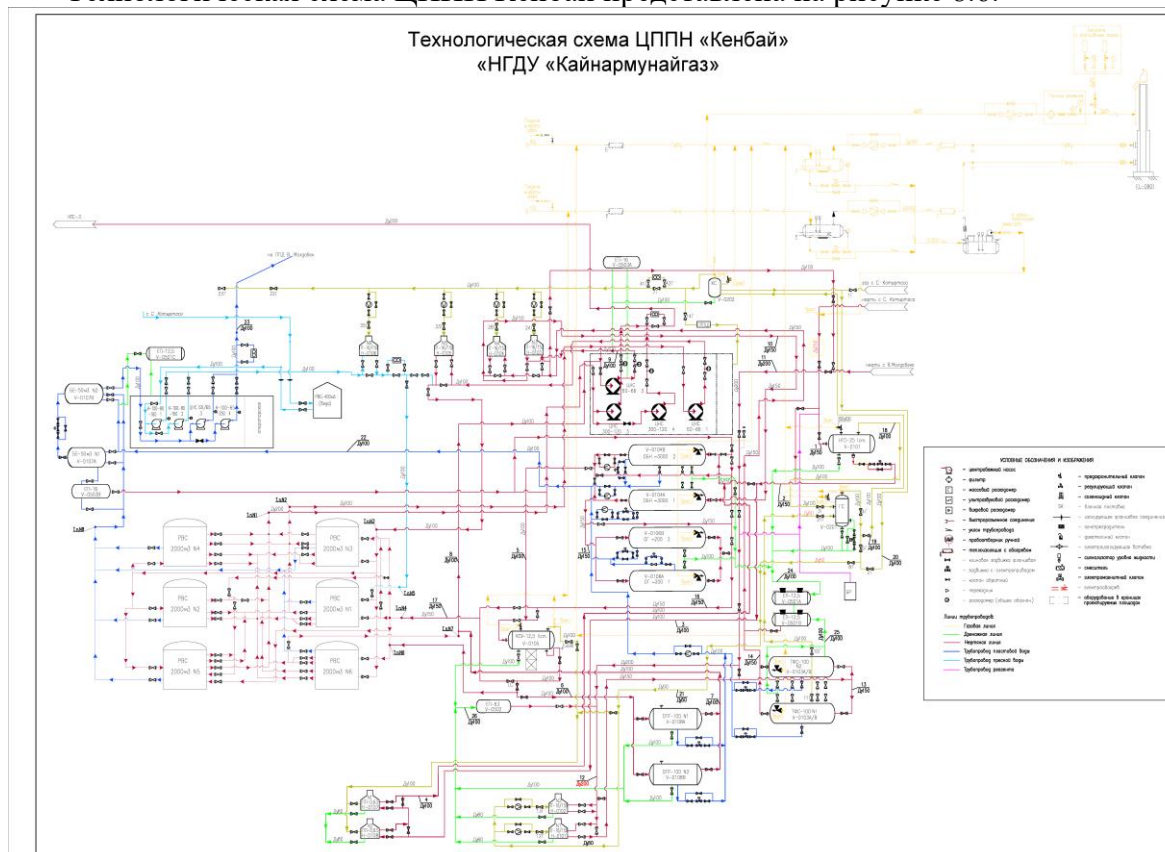


Рисунок 8.6 - Технологическая схема ЦППН Кенбай

С технологических, товарных резервуаров с интервалом 4 часа отбираются пробы

нефти на аналитический контроль. При достижении содержания хлористых солей в нефти до 100 мг/дм³ нефть из товарных резервуаров откачивается через расходомер марки «KROHNE» центробежными насосами ЦНС-300/120 №4, ЦНС-300/120 №3 после положительных результатов отбора проб откачивается на нефтеперекачивающую станцию. Кондиционная нефть откачивается на НПС-3 (нефтеперекачивающая станция) в товарные резервуары №4, №5 V=5000м³, где товарная нефть сдается в систему АО «КазТрансОйл» в соответствии с СТ РК 1347-2005.

Краткое описание технологического процесса сбора и подготовки нефти на СП-4 «Б.Жоламанов»

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на автоматические групповые замерные установки марки «АГЗУ 40-14-400» №4, «АМ 40-14-60» №5, Б-40-14-500 №6.

Принципиальная технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов представлена на рисунке 8.7.

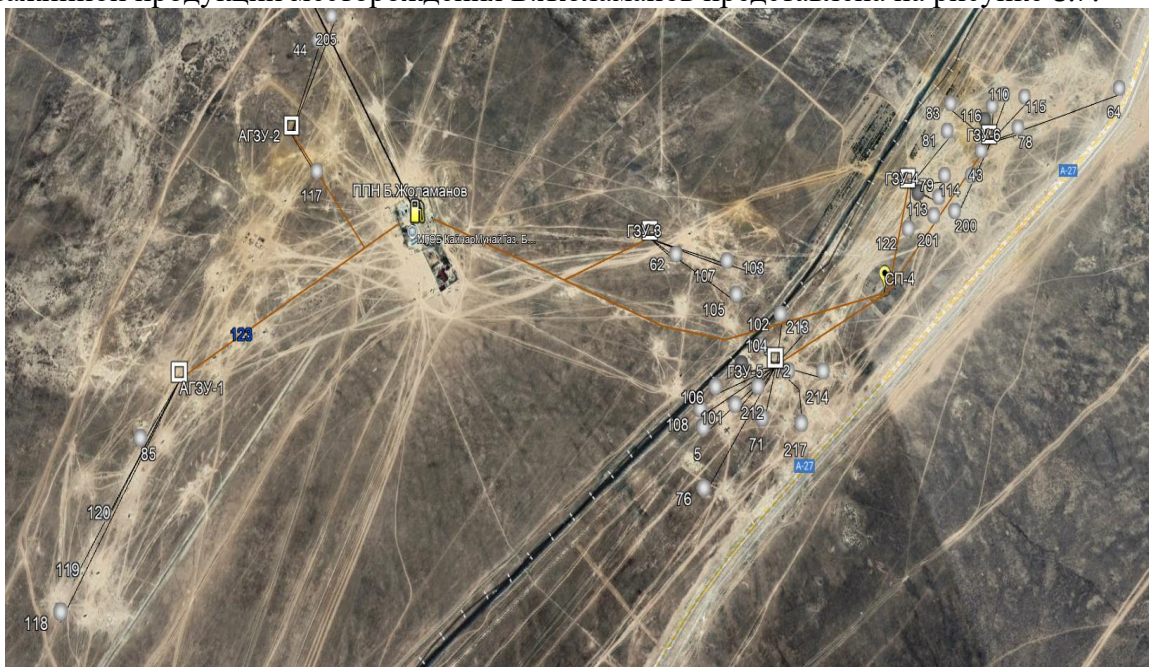


Рисунок 8.7 - Принципиальная технологическая схема системы сбора, транспортировки скважинной продукции месторождения Б.Жоламанов

На автоматических групповых замерных установках производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа. После замера дебита скважин по жидкости с ГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на сборном пункте нефти в сборные емкости №1, №2 V-50 м3. Уровень жидкости в емкости №1 поддерживается автоматически при помощи уровнемера ПНП-0,99, который отрегулирован на насосы НБ -50 №1, №2.

Со сборной емкости №1 и №2 пластовая жидкость подается на прием насоса НБ-50 №1, №2 (1 – насос «рабочий», 1 насос «резервный») и откачивается через счетчик «KROHNE» Ø 80 мм. Счетчик служит для объемного измерения расхода перекачиваемой жидкости.

Пластовая жидкость транспортируется по нефтяному коллектору Ø 159мм в резервуар №3 на ППН Б. Жоламанов для подготовки и получения товарной нефти 1 группы по СТ РК 1347-2005.

Принципиальная технологическая схема процесса сбора скважинной продукции на СП-4 показана на рисунке 8.8.

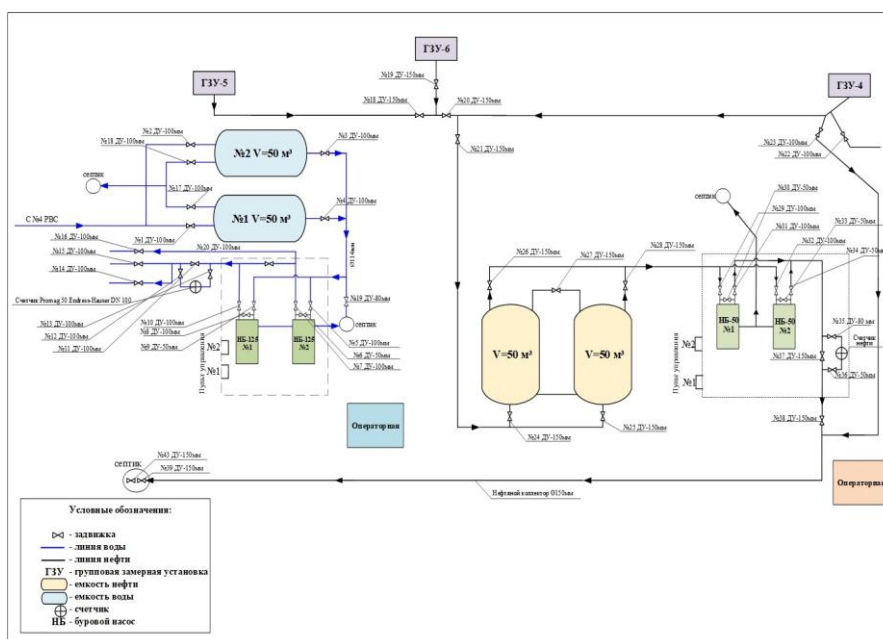


Рисунок 8.8 - Принципиальная технологическая схема сбора скважинной продукции на СП №4
Технологический процесс подготовки скважинной продукции на ППН
Б.Жоламанов

Продукция скважин среднеюрского горизонта месторождения Б.Жоламанов по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти от однострунной лучевой системы поступает на 3 групповые замерные установки типа «ОЗНА-40-14-400» №1, «Б 40-14-500», «Б 40-14-500». На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится поочередной замер дебита жидкости.

С АГЗУ №4, №5, №6 газожидкостная смесь собирается на обустроенном сборном пункте №4 в буферную емкость №1 V=50м³, откуда через переточный уровень газожидкостная смесь поступает в емкость №2 V=50м³, откуда по мере наполнения откачивается с помощью насосов НБ-50 №1, №2 через узел учета по трубопроводу Ø159мм на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Из АГЗУ №3 газожидкостная смесь также поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Газожидкостная смесь из АГЗУ №1, №2 с нижнего триасового горизонта поступает на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор на I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

В нефтегазосепараторе НГС-I происходит разгазирование нефтяной продукции. Отделившийся на первой ступени сепарации от нефти попутный газ по газопроводу подается в газосепаратор №1 ГС-1-2,5-600-1. С газосепаратора ГС-1-2,5-600-1 газ направляется в конденсатосборники, откуда используется в качестве топлива на подогрев нефти в подогревателях ПТ и отопления соц. бытовых объектов.

Отсепарированная нефть, скопившаяся в нижней секции сбора жидкости сепаратора НГС-1 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, с температурой 35-40 °С и направляется в отстойник ОБН-3000. С ОБН-3000 потоки нефти разных горизонтов поступают на вторую ступень сепарации НГС-II (КСУ) для полного отделения газа от нефти (дегазация).

Поток нефтяной жидкости поступает в резервуар №3 V=1000м³, откуда по перетоку заполняет резервуар РВС №2 V=1000м³. Далее идет процесс повторной деэмульсации.

Попутно-добываемая вода с ОБН-3000 и с резервуара РВС-1000м³ №3 сбрасывается на резервуар РВС-1000м³ №4, откуда откачивается с помощью КНС №1 (насосы НБ - 125, 9МГР – «1 насос рабочий, 1 – насос резервный») через расходомер воды в поглощающие скважины полигона утилизации.

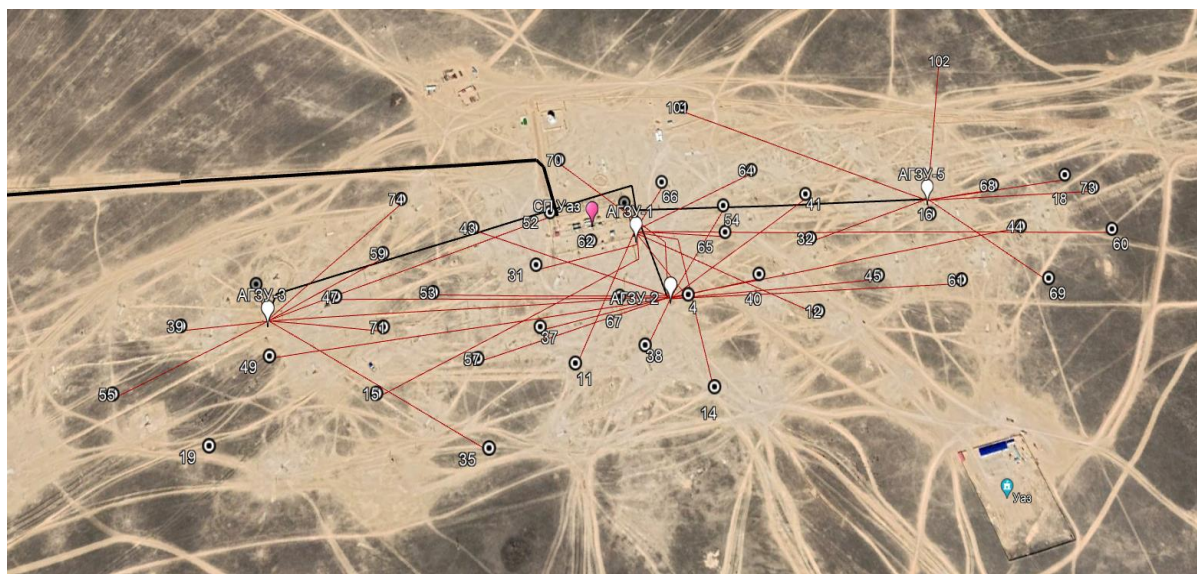


Рис. 8.10 - Принципиальная технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения Уаз

Продукция добывающих скважин месторождения Уаз Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Уаз. Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку (БГ) и смешивается с нефтегазовой эмульсией Уаз и Уаз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия поступает по нефтяному трубопроводу Ø159мм в нефтегазовый сепаратор НГС. Перед входом в НГС дозируется химический реагент марки «Рандем-2204» с удельным расходом 180г/т.

Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «OPTISWIRL-4200», который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях.

С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 (отстойник) для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³.

Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер «Optiflux-4100» перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД.

Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2005. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219х8мм, протяженностью 11,5 км на ЦРП «Макат».

На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти 1 группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТранОйл». Технологическая схема сборного пункта Уаз представлена на рисунке 8.11.

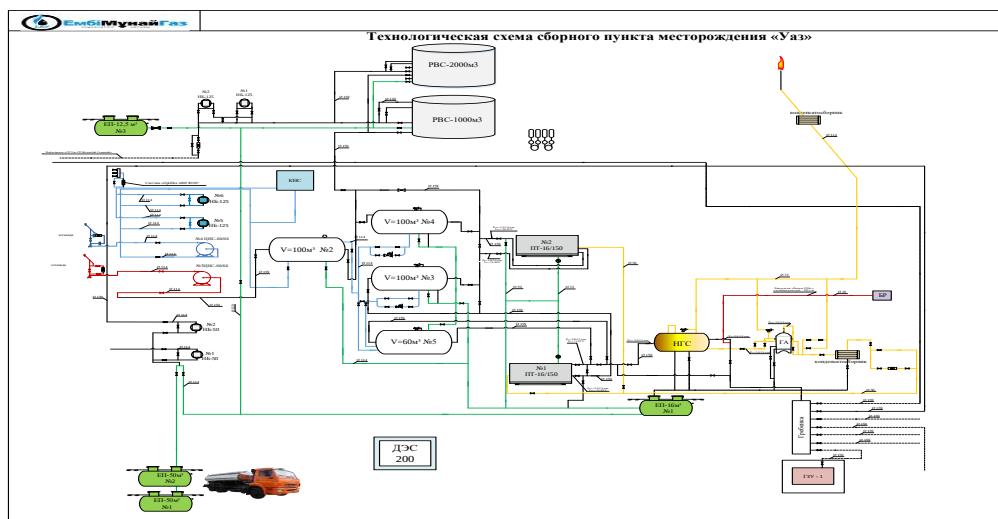


Рисунок 8.11 - Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождения Уаз

Примечание: На основании протокольного решения ГКЗ РК (протокол №1736-16-У от 30.11.16г.) и письма Комитета геологии (письмо №27-5-168 от 19.01.17г.) по рассмотрению Подсчета запасов Уаз Восточный и проектного документа «Технологическая схема разработки м/р Уаз Восточный», в дальнейшем месторождение Уаз Западный и Уаз Восточный следует принимать как отдельные самостоятельные нефтегазовое месторождения.

В этой связи, во исполнение решения государственного контролирующего органа, с апреля месяца текущего года необходимо вести отдельный учет добычи и составление технологических режимов.

На данный момент связи с экономической неэффективностью, месторождение Кондыбай введен во временную консервацию.

Подготовка нефти и газа на месторождении Уаз Северный

Продукция добывающих скважин поступает на сборный пункт месторождения Уаз Северный в нефтегазовый сепаратор НГС для отделения газа от двухфазной жидкости. Газ, отсепарированный в нефтегазовом сепараторе НГС поступает в газовый сепаратор. Далее осушенный газ поступает на ГПЭС. ГПЭС –устройство, служащее источником электроэнергии для промысла.

Нефтяная эмульсия, отделившаяся от газа в сепараторе НГС, по нефтесборному коллектору, поступает на емкость V-100м³. С емкости нефтяная эмульсия подается на автоналивную эстакаду. С эстакады нефтяная эмульсия с помощью спецтехники АЦН перевозится на сборный пункт Уаз.

На СП Уаз продукция скважин месторождения Уаз Северный сливается в подземную емкость ЕП-50м³. Далее нефтяная эмульсия с помощью насосных установок НБ-50 №1 или №2 откачивается в блок гребенки (БГ), где смешивается с нефтегазовой эмульсией месторождения Уаз и Уаз Восточный.

В связи с ростом попутно добываемого газа (ПНГ) на сборном пункте Уаз Северный для откачки скважинной продукции предусматривается установить мультифазные насосы в кол-ве 2-единиц (1-раб,1-резерв) для откачки скважинной продукции до пункта подготовки Уаз.

Нефтегазовая эмульсия с НГС будет поступать на прием проектируемых насосных установок МФНС для откачки скважинной продукции через проектируемый нефтепровод «СП Уаз Северный-СП Уаз» на сборный пункт месторождения Уаз (Западный). Строительство трубопровода планируется завершить в 2025 году. До ввода нефтяного трубопровода «СП Уаз Северный-СП Уаз», продукция добывающих скважин будет перевозиться с помощью спецтехники АЦН.

Предварительно подготовленная нефть на СП Уаз (Уаз, Уаз Восточный, Уаз Северный) будет по существующему трубопроводу «СП Уаз-СП Жолдыбай» откачиваться на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай.

С СП Северный Жолдыбай нефтяная эмульсия с помощью насосных агрегатов будет откачиваться через ЦППН Макат в ЦРП Макат для сдачи товарной продукции в систему АО «КазТрансОйл».

Протяженность трубопровода «СП Уаз-Северный Жолдыбай» составляет 25,5 км, Ø159мм.

Технологическая схема существующей системы сбора нефти и газа представлена на рисунке 8.12.



Рисунок 8.12 - Технологическая схема существующей системы сбора нефти и газа на месторождении Уаз Северный

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

Источники выбросов вредных веществ в атмосферу не оснащены установками очистных газов.

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

Изменения производительности оператор планом производства не предусматривается, используемые техники соответствует современным техническим стандартам.

8.4 Перспектива развития предприятия

Сведения о перспективном плане развития НГДУ «Кайнармунайгаз» приняты в проекте согласно данным представленными заказчиком «Основные производственные показатели».

8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматива нормативов допустимых выбросов представлены в виде таблицы 8.4. Таблица составлена с учетом требований приложения 1 Приказа Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63 «Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» в приложении 2 проекта НДВ.

8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов

Залповые выбросы, как сравнительно непродолжительные и обычно во много раз превышающие по мощности средние выбросы, присущи многим производствам. Их наличие предусматривается технологическим регламентом и обусловлено проведением отдельных (специфических) стадий определенных технологических процессов.

В каждом из случаев залповые выбросы - это необходимая на современном этапе развития технологии составная часть (стадия) того или иного технологического процесса (производства), выполняемая, как правило, с заданной периодичностью (регулярностью).

Аварийные выбросы на территории месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» в основном связаны с нарушением технологического режима, значительной изношенностью оборудования и коррозионными процессами. По отчетным данным на территории НГДУ аварийных разливов и ситуаций не наблюдалось, так как ведется контроль качества выполнения работ, соответствия материалов и конструкций установленным требованиям, квалификация и ответственность технических руководителей и исполнителей, организация системы защиты от неблагоприятных стихийных явлений.

Возможность локальных аварий существенно снижается при соблюдении установленных законодательными актами и отраслевыми нормами требований по охране труда, производственной санитарии и пожарной безопасности.

На предприятии разработан план мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций и действий персонала при их возникновении. В последнее время состояние оборудования требует значительных ремонтов и дополнительной оснастки, в связи с этим для сокращения аварий на нефтепроводах необходима своевременная их диагностика, плано-предупредительный и капитальный ремонты оборудования с заменой на новое.

Характеристика залповых выбросов составлена в виде таблицы Приложения 5 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Таблица 8.5 - Перечень источников залповых выбросов

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

8.7 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, представляют в виде таблицы Приложения 7 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

Таблица 8.6 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу по НГДУ «Кайнармунайгаз» на 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДК максимальная разовая, мг/м3	ПДК среднесуточная, мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)			0,04		3	0,221083	0,893634	22,34085
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)		0,01	0,001		2	0,010106	0,049656	49,656
0156	Натрий нитрит (884*)				0,005		0,01167	0,00101	0,202
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,000833	0,0006	2
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	6,98422212	77,15530215	1928,88255
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,00242	0,028711	0,19140667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	6,70902148	29,817986	496,966433
0306	Аммоний тиоцианат (Аммоний роданид) (76*)				0,05		0,01167	0,00101	0,0202
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,00281	0,000003	0,00003
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,000568	0,000008	0,00008
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	1,35851548	2,99055	59,811
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	1,76598271	8,268522016	165,37044
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,004010761	0,17340385	21,6754813
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	15,46820874	155,982520505	51,9941735
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,003195	0,01762	3,524
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые		0,2	0,03		2	0,008542	0,04939	1,64633333

	/в пересчете на фтор/) (615)							
0410	Метан (727*)				50	0,69551	15,377108	0,30754216
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50	4,270010961	193,1615127	3,86323025
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30	0,38828235	32,91822318	1,09727411
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,0050622	0,42931	4,2931
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	0,2			3	0,0340332	1,15986	5,7993
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,0317166	1,02291	1,70485
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	0,00000062	0,00000746	7,46
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0,1			3	0,00009	0,1506	1,506
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0,00013	0,2259	0,04518
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0,7		0,00007	0,12048	0,17211429
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0,1			4	0,00009	0,1506	1,506
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,03	0,01		2	0,1962	0,57262	57,262
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,19642	0,65202	65,202
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0,35			4	0,11256	0,10556	0,3016
1532	Карбамид (Диамид угольной кислоты) (308)		0,2		4	0,01167	0,00101	0,00505
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	0,00005			3	0,00029281	0,0091686	183,372
1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0,01		0,01167	0,00101	0,101
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1,5		4	0,1213101	2,05261	1,36840667
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)			0,05		0,0662	0,13021	2,6042
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	5,7203831	138,2304706	138,230471
2902	Взвешенные частицы (116)	0,5	0,15		3	0,04113	0,110582	0,73721333
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (	0,15	0,05		3	0,05984	1,52578	30,5156

2908	Динас) (493) Пыль неорганическая, содержащая диоксид кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)		0,3	0,1		3	0,045609	1,344023	13,44023
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0198	0,05204	1,301
2936	Пыль древесная (1039*)				0,1		4,383	1,6594	16,594
2985	Полиакриламид анионный АК-618 (АК-618) (964*)				0,25		0,0005708	0,018	0,072
	В С Е Г О :						48,974510032	666,610942061	3343,14234

Далее представлены объем валовых выбросов по промплощадкам НГДУ «Кайнармунайгаз».

Таблица 8.7 - Валовые выбросы по промплощадкам на 2026г

Код загр, вещества	Наименование вещества	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год
1	2	3	4	5
Месторождение В. Молдабек				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,03009	0,14413
0143	Марганец и его соединения	2	0,00142	0,00851
0156	Натрий нитрит (884*)		0,01167	0,00101
0301	Азота (IV) диоксид	2	2,03409612	15,3962363
0304	Азот (II) оксид	3	1,95708448	5,640995
0306	Аммоний тиоцианат (Аммоний роданид) (76*)		0,01167	0,00101
0328	Углерод	3	0,37873198	0,46402
0330	Сера диоксид	3	0,50046661	2,89213
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4	0,0013853	0,0690349
0337	Углерод оксид	2	4,02414014	49,5667475
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,0006	0,00398
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	4	0,00206	0,01354
0410	Метан		0,243594	6,460386
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		1,88548201	89,8706601
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	2	0,12683071	15,2920574
0602	Бензол (64)	2	0,0016511	0,19937
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	3	0,0005166	0,06266
0621	Метилбензол (349)	3	0,0010333	0,12533
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0573	0,08476
1325	Формальдегид	4	0,0573	0,08476
1532	Карбамид (Диамид угольной кислоты) (308)	4	0,01167	0,00101
1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)	4	0,01167	0,00101
2754	Углеводороды предельные C12-19	3	3,221459	84,36966
2908	Пыль неорганическая: 70-20%		0,00088	0,00574
2985	Полиакриламид анионный АК-618 (АК-618)		0,0005708	0,018
В С Е Г О:			14,573372	270,77675
Месторождение С. Котырмас				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02364	0,10175
0143	Марганец и его соединения	2	0,00059	0,00309
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,49169	2,03202
0304	Азот (II) оксид	3	0,63315	2,43957
0322	Серная кислота	2	0,000008	0,000007
0328	Углерод	3	0,07938	0,28932
0330	Сера диоксид	3	0,2172301	1,196300016
0333	Сероводород	2	0,000129951	0,00440663
0337	Углерод оксид	4	0,5987201	4,4288800054
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00023	0,00154
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	2	0,00103	0,00677
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,1616438	4,47293943
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,02841528	0,6644657
0602	Бензол	2	0,0003711	0,00868
0616	Диметилбензол	3	0,0001166	0,00273
0621	Метилбензол	3	0,0002333	0,00545
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01841	0,06259
1325	Формальдегид	2	0,01841	0,06259
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0,00000113	0,0000356
2704	Бензин	4	0,0000001	0,0027
2735	Масло минеральное нефтяное		0,06308	0,05225
2754	Углеводороды предельные C12-19	4	0,913497	20,39982
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00044	0,00287

		В С Е Г О:	3,2504165	36,2407744
Месторождение Б. Жоламанов				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,023683	0,10074
0143	Марганец и его соединения	2	0,00092	0,00533
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,25885	3,72568
0302	Азотная кислота (5)	2	0,00043	0,01367
0304	Азот (II) оксид	3	1,43369	3,87371
0328	Углерод	3	0,27794	0,5137
0330	Сера диоксид	3	0,36571	1,05284
0333	Сероводород	2	0,00041602	0,0125475
0337	Углерод оксид	4	2,12502	7,02615
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000144	0,00102
0344	Фториды неорганические плохо растворимые -	2	0,00001	0,0004
0410	Метан (727*)		0,14465	2,9627
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,401796	13,19843
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,02514005	0,5204817
0602	Бензол (64)	2	0,00033	0,00672
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	3	0,01093	0,34375
0621	Метилбензол (349)	3	0,0002	0,00423
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	2	0,04324	0,1152
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,04324	0,1152
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,00013168	0,004193
2704	Бензин	4	0,02167	0,68328
2735	Масло минеральное нефтяное		0,00043	0,00021
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,4365	1,17504
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	3	0,00001	0,00017
		В С Е Г О:	6,6150808	35,455392
Месторождение Уз				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,00677	0,04614
0143	Марганец и его соединения	2	0,0009	0,00606
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,13096	2,30139
0304	Азот (II) оксид	3	0,064432	2,83044
0328	Углерод	3	0,0806	0,38564
0330	Сера диоксид	3	0,01284	0,72646
0333	Сероводород	2	0,00051896	0,029262
0337	Углерод оксид	4	0,83341	3,82085
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000374	0,00256
0344	Фториды неорганические плохо растворимые		0,00104	0,00717
0410	Метан		0,10756	1,90132
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,5985242	34,465528
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,06539	7,53431
0602	Бензол (64)	2	0,00085	0,09838
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)	3	0,00027	0,03092
0621	Метилбензол (349)	3	0,00054	0,06184
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0016	0,0864
1325	Формальдегид	2	0,0016	0,0864
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,00007	0,00227
2754	Углеводороды предельные C12-19	4	0,0152	0,864
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20		0,00045	0,00304
		В С Е Г О:	1,9238992	55,29038
Месторождение Уз Восточный				
0330	Сера диоксид	3	0,0000543	0,0015
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,07923	2,49853
		В С Е Г О:	0,0793	2,5000
ЦППС Кенбай				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,03029	0,14253
0143	Марганец и его соединения	2	0,001486	0,00885
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,470966	7,05191

0302	Азотная кислота	2	0,00043	0,01367
0304	Азот (II) оксид	3	0,147636	3,18475
0328	Углерод	3	0,06449	0,31859
0330	Сера диоксид	3	0,0323	0,77643
0333	Сероводород	2	0,00073363	0,02752319
0337	Углерод оксид	4	1,79754	20,66016
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,0006	0,00398
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	2	0,00206	0,01354
0410	Метан		0,11547	2,71747
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,47214795	20,7289965
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,07519431	4,53726134
0602	Бензол (64)		0,00098	0,05912
0616	Диметилбензол	3	0,01113	0,36023
0621	Метилбензол (349)		0,00062	0,03717
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,0025	0,072
1325	Формальдегид	2	0,0025	0,072
1716	Смесь природных меркаптанов	3	0,00009	0,00267
2704	Бензин	4	0,02167	0,68328
2754	Углеводороды предельные C12-19	4	0,0258	0,72
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,00088	0,00574
В С Е Г О:			3,2775139	62,197871
Вахтовый поселок Кайнар				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,07372	0,32364
0143	Марганец и его соединения	2	0,00284	0,0164
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,67538	6,18775
0302	Азотная кислота	2	0,00113	0,000001
0304	Азот (II) оксид	3	0,55474	3,57392
0316	Гидрохлорид	2	0,00281	0,000003
0322	Серная кислота	2	0,00056	0,000001
0328	Углерод	3	0,06615	0,38012
0330	Сера диоксид	3	0,1468	0,98792
0333	Сероводород	2	0,0000915	0,00286043
0337	Углерод оксид	4	1,20424	15,10483
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000612	0,00412
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	2	0,001122	0,00717
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,099094001	3,12503003
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,000052	0,001627
0621	Метилбензол	3	0,02854	0,75303
1042	Бутан-1-ол	3	0,00009	0,1506
1061	Этанол	4	0,00013	0,2259
1119	2-Этоксизтанол		0,00007	0,12048
1210	Бутилацетат	4	0,00009	0,1506
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01588	0,09123
1325	Формальдегид	2	0,01588	0,09123
1401	Пропан-2-он	4	0,11256	0,10556
2704	Бензин	4	0,0563	0,00007
2735	Масло минеральное нефтяное		0,00269	0,07775
2754	Углеводороды предельные C12-19	4	0,172848	1,31189
2902	Взвешенные частицы	3	0,03915	0,1088
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70		0,05984	1,52578
2908	Пыль неорганическая: 70-20%	3	0,042429	1,326123
2930	Пыль абразивная		0,0198	0,05204
2936	Пыль древесная		4,383	1,6594
В С Е Г О:			7,7786385	37,465875
НПС				
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,88235	1,08
0302	Азотная кислота	2	0,00043	0,00137
0304	Азот (II) оксид	3	1,14706	1,404
0328	Углерод	3	0,14706	0,18

0330	Сера диоксид	3	0,29412	0,36
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0002474	0,0110826
0337	Углерод оксид	4	0,73529	0,9
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,1508186	9,1450236
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,02496	2,46501
0602	Бензол (64)		0,00033	0,03219
0616	Диметилбензол	3	0,0109	0,35176
0621	Метилбензол (349)		0,0002	0,02024
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,03529	0,0432
1325	Формальдегид	2	0,03529	0,0432
2704	Бензин	4	0,02167	0,68328
2754	Углеводороды предельные C12-19	4	0,35294	0,432
В С Е Г О:			3,838956	17,152356
Месторождение Уз Северный				
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,74268	38,40523
0304	Азот (II) оксид	3	0,612883	6,4922
0328	Углерод	3	0,24248	0,413
0330	Сера диоксид	3	0,1443	0,07962
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0004223	0,015186
0337	Углерод оксид	4	2,19267	50,31784
0410	Метан (727*)		0,084236	1,335232
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,4212744	15,656375
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10		0,0423	1,90301
0602	Бензол (64)		0,00055	0,02485
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров)		0,00017	0,00781
0621	Метилбензол (349)		0,00035	0,01562
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,000000020	0,000007
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,01731	0,00884
1325	Формальдегид	2	0,01753	0,08824
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,25364	28,67385
В С Е Г О:			4,77279572	143,43691
Электросетевой район Кайнар				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,03289	0,034704
0143	Марганец и его соединения	2	0,00195	0,001416
0184	Свинец и его неорганические соединения	1	0,000833	0,0006
0301	Азота (IV) диоксид	2	0,29725	0,9750859
0304	Азот (II) оксид	3	0,158346	0,378401
0328	Углерод	3	0,0216835	0,04616
0330	Сера диоксид	3	0,052216	0,196822
0333	Сероводород	2	0,0000114	0,0000006
0337	Углерод оксид	4	1,9571785	4,157063
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,000635	0,00042
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	2	0,00122	0,0008
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000006	0,00000046
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,00467	0,0084
1325	Формальдегид	2	0,00467	0,0084
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,3284991	0,2842106
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,00198	0,001782
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	3	0,00052	0,00034
В С Е Г О:			2,8645531	6,0946056

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

В результате обследования, проведенного на площадках НГДУ, определен количественный и качественный состав источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Количество выделяющихся вредных веществ рассчитывалось, по нижеследующим утвержденным методикам МООС РК:

- «Методика расчета нормативов выбросов вредных веществ от стационарных дизельных установок Приложение №14 к Приказу Министра охраны окружающей среды Республики Казахстан от 18.04.2008 №100-п;
- «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
- «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
- Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами, Алматы-1996г.;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» №ҚР ДСМ-2 от 11 января 2022г.
- Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года.

9 ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Метеорологические характеристики по району расположения месторождений НГДУ «Кайнармунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» и приняты по данным метеостанции Сагиз Кызылкогинского района Атырауской области, как одна из близлежащих станций к району расположения нефтепромыслов. Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 - Метеорологические характеристики района

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+32,8 С
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (январь) за год	- 13,3 ⁰ С
Среднее число дней с пыльными бурями	5 дней
Скорость ветра, повторяемость превышения которой за год составляет 5%	8 м/с
Румбы	Среднегодовая
С	7
СВ	12
В	20
ЮВ	18
Ю	6
ЮЗ	11
З	12
СЗ	14
Штиль	0

9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы)

В соответствии с нормативными документами для оценки влияния выбросов вредных веществ, на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование.

Моделирование уровня загрязнения атмосферного воздуха и расчет величин приземных концентраций выполняется по унифицированной программе расчета рассеивания ПК «ЭРА», версия v4.0, разработанной компанией «Логос-плюс» (г.Новосибирск), согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС РК. Программный комплекс «ЭРА» (ПК ЭРА) предназначен для автоматизации расчетов в области экологического нормирования и проектирования, разработки природоохранной документации для действующих и проектируемых предприятий.

Расчет максимальных приземных концентрации, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при номинальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- с учетом фоновых концентраций загрязняющих веществ (фоновая справка с РГП «Казгидромет» представлен в приложении.

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на соответствующее положение и с учетом перспективы развития; ситуационные карты-схемы с нанесенными на них изолиниями расчетных концентраций; максимальные приземные концентрации в жилой зоне и перечень источников, дающих наибольшие вклады в уровень загрязнения атмосферы представлены в приложении 10.

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и результаты расчета загрязнения атмосферы представлены таблицами в приложении 10.

Расчетами рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере определены максимальные концентрации всех загрязняющих веществ в расчетных точках, выбрасываемых всеми источниками, и расстояния достижения максимальных концентраций загрязняющих веществ.

Анализ результатов расчета рассеивания загрязняющих веществ для промплощадок НГДУ показал, что уровень загрязнения за пределами промышленной площадки составил менее 1 ПДК.

По условиям самоочищения атмосферы от промышленных выбросов — это относительно благоприятный район. Дополнительный вклад по созданию условий самоочищения атмосферы в приземном слое вносят такие климатические факторы, как осадки, метели, грозы и град. Большие скорости ветра, практически отсутствие штилей в течение всего года создают условия для быстрого рассеивания вредных промышленных выбросов в приземном слое.

Загрязнения атмосферного воздуха сопредельных территорий в результате трансграничного переноса воздушных масс, содержащих вредные выбросы, не прогнозируется.

9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту

Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту отражены в Приложении 2. Анализ результатов расчетов приземных концентраций загрязняющих веществ в зоне влияния предприятия показал, что превышения нормативного показателя не наблюдается, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ можно принять как допустимые выбросы.

На основе проведенных расчетов и результатов расчетов приземных концентрации вредных веществ, предлагается установить нормативы выбросов загрязняющих веществ для НГДУ «Кайнармунайгаз» по расчетным показателям.

Обоснование разницы валовых вредных выбросов

В таблице 9.2 приведены обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами загрязняющих веществ за 2018-2025гг.

Таблица 9.2 - Обоснование разниц между разрешенными лимитами и фактическими выбросами ЗВ

Годы	Разрешенный лимит выбросов, т/год	Фактические выбросы ЗВ, т/г	Примечания	Обоснование уменьшения фактических валовых вредных выбросов
1	2	3	4	5
2018	858,6041395	272,546693492	По проектным данным: Годовая добыча нефти – 479 022 тн; Годовая добыча газа – 15512,201 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 15297,978 тыс. м ³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти – 474 847 тн; Годовая добыча газа – 8 197,796 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8 197, 796 тыс. м ³ ;	-
2019	837,4961455	339,302773501	По проектным данным: Годовая добыча нефти – 453379 тн; Годовая добыча газа – 13496,321 тыс. м ³ ; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 13309,384 тыс. м ³	-

			По фактическим данным: Годовая добыча нефти – 490 164 тн; Годовая добыча газа – 8 915,977 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8 369,291 тыс. м³.	
2020	704,42843153	289,02	По проектным данным: Годовая добыча нефти – 477 300 тн; Годовая добыча газа – 14 161,004 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 6 900,538 тыс. м³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти - 485 470 тн; Годовая добыча газа – 8 984 ,275 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8 261,623 тыс. м³;	-
2021	572,243	323,394	По проектным данным: Годовая добыча нефти 352 504 тн; Годовая добыча газа – 12 014 636 м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 12 014 636 м³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти - 470 000 тн; Годовая добыча газа – 8656,517 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8656,517 тыс. м³;	-
2022	596,115	345,514	По проектным данным: Годовая добыча нефти 508 000 тн; Годовая добыча газа – 16 019 515 м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 15 808 005 м³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти - 484 104 тн; Годовая добыча газа – 8476,298 тыс. м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 8476,298 тыс. м³;	-
2023	918,8	657,87	По проектным данным: Годовая добыча нефти 514,4 тн; Годовая добыча газа – 11 282 000 м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ – 9 428 668 м³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти – 496 889 тн; Годовая добыча газа – 9 892,743 м³; Использование газа на собственные нужды НГДУ - 9 892,743 м³;	-
2024	856,0608	490,057	По проектным данным: Годовая добыча нефти 594,2 тн; Годовая добыча газа – 14 921 000 м³ Использование газа на собственные нужды НГДУ – 11 563,753 м³ По фактическим данным: Годовая добыча нефти 501 100 тн; Годовая добыча газа – 10 125 046 м³ Использование газа на собственные нужды НГДУ – 10 125 046 м³	
		9 мес. 2025 г:	По проектным данным: Годовая добыча нефти 505,75 тн;	

2025	647,28	345,84	Годовая добыча газа – 11 039 000 м³ Использование газа на собственные нужды НГДУ – 11 039 000 м³ По фактическим данным за 9 мес.2025 г: Годовая добыча нефти 377 091 тн; Годовая добыча газа - 7 873 631 м³ Использование газа на собственные нужды НГДУ – 7 873 631 м³	
------	--------	--------	---	--

Примечание: Валовые выбросы на 2026г составляют – 666,6109 т.

9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии

Использование малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства на предприятии не предусмотрено.

9.5 Уточнение границ области воздействия объекта

Санитарно-защитная зона (СЗЗ) устанавливается с целью обеспечения безопасности населения, размер которой обеспечивает уменьшение воздействия загрязнения на атмосферный воздух (химического, биологического, физического) до значений, установленных гигиеническими нормативами.

По своему функциональному назначению СЗЗ является защитным барьером, обеспечивающим уровень безопасности населения при эксплуатации объекта в штатном режиме.

Критерием для определения размера СЗЗ является соответствие на ее внешней границе и за ее пределами концентрации загрязняющих веществ для атмосферного воздуха ПДК.

Источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека являются объекты, для которых уровни создаваемого загрязнения за пределами промышленной площадки превышают 1.0 ПДК.

Для группы производственных объектов, расположенной на общей производственной площадке, устанавливается единая СЗЗ с учетом суммарных выбросов в атмосферный воздух и физического воздействия всех источников.

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом и.о. Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11 января 2022 г.

АО «Эмбаунайгаз» имеет «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» согласно заключению (№ Е.05.Х.КZ09VBZ00037526). Департаментом санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Кайнармунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается в приложении 3).

Согласно приказу Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 13 июля 2021 года № 246 «Инструкции по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду» уполномоченным органом в области охраны окружающей среды для предприятия определена 1-категория. Удостоверяющий документ в приложении 6 (папка 1).

9.6 Данные о пределах области воздействия

Области воздействия определены на основе математического моделирования с помощью ПК «ЭРА». Карта рассеивания вредных веществ приведены в приложении 10. Результаты карты рассеивания показали, что на границе санитарно-защитной зоны превышений не наблюдается.

10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемое выбросами предприятий в большой степени зависит от метеорологических условий. В отдельные периоды года, когда метеорологические условия способствуют накоплению загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы, концентрации примесей в воздухе могут резко возрастать. Чтобы в эти периоды не допускать возникновения высокого уровня загрязнения, необходимо заблаговременное прогнозирование таких условий и своевременное сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу от предприятия. Прогнозирование периодов неблагоприятных метеорологических условий (НМУ) на территории Республики Казахстан осуществляют органы РГП «Казгидромет». Регулирование выбросов осуществляется с учетом прогноза НМУ на основе предупреждений о возможном росте концентраций примесей в воздухе с целью его предотвращения.

Для существующих источников выбросов предприятий в соответствии с Приложением 40 к приказу Министра охраны окружающей среды от 29 ноября 2010 года № 298, предусматривается в периоды НМУ снижение приземных концентраций загрязняющих веществ по первому режиму на 20 %, по второму режиму на 40 %, по третьему режиму на 60 %.

При первом режиме работы предприятия снижение выбросов достигается за счет проведения следующих организационно-технических мероприятий без снижения производительности предприятия:

- запрещение работы оборудования на форсированных режимах;
- усиление контроля за точным соблюдением технологического регламента производства;
- рассредоточение во времени работы технологических агрегатов, не участвующих в едином технологическом процессе, при работе которых выбросы загрязняющих веществ в атмосферу достигают максимальных значений;
- усиление контроля за работой КИП и автоматических систем управления технологическим процессом для исключения возникновения ситуаций, сопровождающихся аварийными и залповыми выбросами;
- усиление контроля за герметичностью технологического оборудования;
- обеспечение бесперебойной работы всех очистных систем и сооружений и их отдельных элементов, при этом не допускается снижение их производительности или отключение на профилактические осмотры, ревизии и ремонты;
- проведение внеплановых проверок автотранспорта на содержание загрязняющих веществ в выхлопных газах;
- ограничение погрузочно-разгрузочных работ, связанных со значительными выделениями в атмосферу загрязняющих веществ;
- интенсифицированные влажной уборки производственных помещений и территории предприятия, где это допускается правилами техники безопасности;
- обеспечение инструментального контроля выбросов загрязняющих веществ в атмосферу непосредственно на источниках и на границе СЗЗ;
- использование запаса высококачественного сырья, при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;

- усиление контроля за соблюдением правил техники безопасности и противопожарных норм.

При втором режиме работы предприятия дополнительно к организационно-техническим мероприятиям проводятся мероприятия, влияющие на технологические процессы и сопровождающиеся незначительным снижением производительности предприятия. К дополнительным мероприятиям относятся следующие:

- снижение нагрузки на энергетические установки на 15%;
- использование газа для работы энергетических установок;
- прекращение ремонтных работ и работ по пуску оборудования во время плановых предупредительных ремонтов;
- прекращение испытания оборудования на испытательных стендах;
- ограничение использования автотранспорта на предприятии;

Мероприятия третьего режима работы предприятия включают в себя все мероприятия, разработанные для первого и второго режимов, а также мероприятия, влияющие на технологические процессы, осуществление которых позволяет снизить выбросы вредных веществ за счет временного сокращения производительности предприятия. При объявлении работы по третьему режиму НМУ для предприятия с непрерывным технологическим процессом, к которым относится и электростанция, не представляется возможным выполнить остановку оборудования, так как это к дополнительным выбросам загрязняющих веществ и созданию аварийной ситуации. При третьем режиме НМУ возможно проведение следующих дополнительных мероприятий:

- снижение нагрузки энергетических установок на 25 %;
- прекращение движения автомобильного транспорта.

Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды НМУ и План технических мероприятий по снижению выбросов (сбросов) загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов (допустимых сбросов) представлен в приложении 2.

11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

В соответствии с требованием пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль. Контроль за соблюдением нормативов на объекте выполняется непосредственно на источниках выбросов.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Согласно Экологическому Кодексу Республики Казахстан Производственный экологический контроль проводится природопользователем на основе программы производственного экологического контроля (ПЭК). Программа производственного контроля приложена в приложении проекта НДВ.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, выполняемым для получения объективных данных с установленной периодичностью.

План-график контроля на объекте за соблюдением нормативов допустимых выбросов на источниках выбросов представлен в приложении 2.

Система контроля ИЗА функционирует в 3-х уровнях: государственном, отраслевом и производственном. Виды контроля ИЗА классифицируются по признакам: по способу определения параметра:

- инструментальный,
- инструментально-лабораторный,
- индикаторный,
- расчетный, по результатам анализа фактического загрязнения атмосферы;

по месту контроля: на источнике загрязнения;

- по объему: полный и выборочный;
- по частоте измерений: эпизодический и систематический;
- по форме проведения: плановый и экстренный.

При выполнении производственного контроля ИЗА службами предприятия производится:

- первичный учет видов и количества загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу в утвержденном порядке;
- определение номенклатуры и количества загрязняющих веществ с помощью инструментальных, инструментально-лабораторных или расчетных методов;
- составление отчета о вредных воздействиях по утвержденным формам;
- передача информации по превышению нормативов в результате аварийных ситуаций.

Контроль над соблюдением нормативов НДВ на предприятии подразделяются на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов;

- по фактическому загрязнению атмосферы воздуха на специально выбранных контрольных точках (постах);
- на постах, установленных на границе СЗЗ или в селитебной зоне района, в котором расположено предприятие.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан, 2 января 2021 г;
2. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года №63 Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду;
3. ОНД-86 «Методика расчета концентрации в атмосферном воздухе, вредных веществ содержащихся в выбросах предприятий» М.Гидрометиздат. 1987 г. Унифицированная программа расчета загрязнения атмосферы «Эколог»;
4. «Сборник методик по расчету выбросов вредных веществ в атмосферу различными производствами», Алматы-1996 г.;
5. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280 «Об утверждении Инструкции по организации проведению экологической оценки»;
6. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года №ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»;
7. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
8. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
9. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
10. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
11. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
12. «Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № ҚР ДСМ-2. от 11 января 2022г;
13. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
14. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий». Приложение №3к. от 18.04.2008г.
15. «Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов». Приказ МООС №196 РК от 29.07.2011
16. «Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для тепловых электростанций и котельных». Приложение № 3к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.
17. «Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников». Приложение № 8 к приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов Республики Казахстан от 12 июня 2014 года № 221-Ө.