

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

Государственная лицензия №02354Р

УТВЕРЖДАЮ:



Заместитель Генерального директора  
по геологии и разработке  
АО «Эмбамунайгаз»

ТАСЕМЕНОВ Е.Т.

2025г

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

Директор Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Первый заместитель директора филиала  
по геологии и разработке

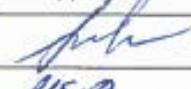
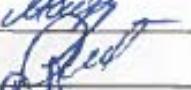
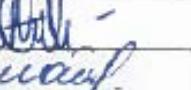
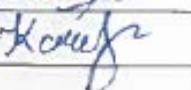


МАРДАНОВ А.С.

ДАКАСЫЛЫКОВ Т.С.

Атырау, 2025г

## 2. СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

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 «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» на 2026 год включает в себя общие сведения о месторождениях НГДУ расположенных в Исатайском районе Атырауской области, эксплуатацию которого проводит АО «Эмбамунайгаз».

Административный корпус АО «Эмбамунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от источников загрязнения по месторождениям м /р С. Балгимбаева, м/р Юго-Западный Камышитовый, м/р Юго-Восточный Камышитовый, м/р Юго-Восточный Новобогат, м/р Жанаталап, м/р Гран, м/р Забурунье НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбумунайгаз».

Основными источниками выбросов вредных веществ на месторождениях являются:

☒ неорганизованные источники: эксплуатационные скважины, групповая замерная установка, нефте - и газосепараторы, концевая сепарационные установки, сепараторы УПС, 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, кузнецкий горн, сварочный передвижной агрегат, установка для очистки замазученной почвы - выбросы загрязняющих веществ в атмосферу производятся от дымовых и выхлопных труб; станки по обработке металлических деталей, химическая лаборатория и склад хранения химреагентов – выброс таких загрязняющих веществ как взвешенные вещества, абразивная пыль, азотная кислота, соляная кислота, бензин и т.д. осуществляется через вентиляционную систему;

☒ резервуары для нефти, нефтеналивной стояк, емкости для топлива (АЗС) - вредные вещества выделяются в атмосферу через дыхательные клапана;

☒ неорганизованный площадной источник шламонакопитель, склад инертных материалов, 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, а также получение экологического разрешения на воздействие на разделы «Охрана окружающей среды», на которые получены мотивированные отказы согласно по.3 ст.49 Экологического Кодекса РК.

Перечень источников выбросов и их характеристики определены для проектируемых объектов – на основе проектной информации (РOOC), 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 «Жайыкмунайгаз» в атмосферный воздух выявлены **2121** источников загрязнения вредных веществ в атмосферу.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Жайыкмунайгаз на 2026 г составляет – **1173,839968** т/год.

Максимально-разовые и среднесуточные предельно-допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе не превышают ПДК, установленных в требовании приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР 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 4, 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 в атмосферу для источников выбросов на промышленной площадке месторождениях НГДУ:

**Таблица 3.1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 2026 год (основная деятельность НГДУ «Жайыкмунайгаз»)**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (M)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,362978364	3,6490986	91,227465
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,012138198	0,0717699	71,7699
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,0044167	0,002751	9,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	12,4457076969	95,00954339	2375,23858
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,0004333	0,0136656	0,091104
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	6,62973689	71,90223622	1198,3706
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,0000821	0,0001231	0,001231
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,80609183	4,61399843	92,2799686
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,10284502495	14,0056003591	280,112007
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00867162546	0,29868908559	37,3361357
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	43,149425229	209,08653726	69,6955124
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00306981	0,0072975	1,4595
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	0,006890088	0,017325	0,5775
0410	Метан (727*)			50			2,982742909	52,369092077	1,04738184
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50			12,76157976	430,73766272	8,61475325
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30			2,443138148	90,25567799	3,0085226
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0342094	1,2756946	12,756946
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,1887078	1,378048	6,89024
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,9793002	6,2987571	10,4979285
0703	Бенз/а-пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000003441	0,000008308	8,308
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1			3	0,2116127	0,71785	7,1785

## ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «ЖАЙЫКМУНАЙГАЗ» НА 2026 Г

1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)		0,1			4	0,0008426	0,00475	0,0475
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0,2958135	0,955	0,191
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0,7		0,1539108	0,4876	0,69657143
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)				1		0,28943094	9,12749401	9,12749401
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,1827972	0,5554	5,554
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,1673024	0,69637578	69,637578
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,167969	0,77249004	77,249004
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,1304794	0,403	1,15142857
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,00053019134	0,01528703903	305,740781
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,0216667	0,68328	0,45552
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)				0,05		0,00034306	0,000065	0,0013
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,179627	1,0294984	1,0294984
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	7,6835434	168,57313191	168,573132
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,44102	4,66711548	31,1141032
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,12469841	3,93248916	78,6497832
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	0,005042584	0,0741921	0,741921
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0144	0,1513728	3,78432
<b>В С Е Г О :</b>							<b>96,9931984</b>	<b>1173,839968</b>	<b>5039,37671</b>

#### 4. СОДЕРЖАНИЕ

3. АННОТАЦИЯ.....	3
4. СОДЕРЖАНИЕ .....	7
5. ВВЕДЕНИЕ .....	8
6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ .....	9
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
7.2 Характеристика современного состояния воздушной среды.....	14
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ .....	29
8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Жайыкмунайгаз».....	32
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы .....	54
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту...	54
8.4 Перспектива развития предприятия .....	54
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ .....	54
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов .....	54
8.7 Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период аварийных ситуаций .....	55
8.8 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу .....	56
8.9 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ.....	59
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ .....	60
9.2 Расчет приземных концентраций (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы).....	60
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту .....	61
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии.....	62
9.5 Уточнение границ области воздействия объекта .....	62
9.6 Данные о пределах области воздействия. ....	64
10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ .....	65
11 КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	
67	
12. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА .....	70
12.1 Физические воздействия .....	70
12.2 Характеристика производственного шума .....	70
12.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов.....	72
12.4 Радиационная безопасность .....	73
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	74

## 5. ВВЕДЕНИЕ

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

Норматив предельно допустимых выбросов – это показатель допустимого вредного вещества в атмосферном воздухе. Норматив ПДВ 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 Приказа и.о. Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Казахстан от 21 декабря 2000 г. № 516-п «Инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу», 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»;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 июля 2021 года №250 «Об утверждении Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и предоставления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля»;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № КР 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, строительство 10  
Атырауский Филиал  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
тел: (7122) 305404

## 6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Нефтегазодобывающее управление «Жайыкмунайгаз» является структурным подразделением АО «Эмбамунайгаз».

Нефтяные месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» размещены на территории Исатайского и Махамбетского районов, Атырауской области. В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Административное здание НГДУ «Жайыкмунайгаз» находится в Исатайском районе Атырауской области. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге.

Основной деятельностью НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» является добыча сырой нефти и попутного нефтяного газа на месторождениях.

Разведочными работами на западе Эмбинской нефтеносной провинции выявлены благоприятные структуры месторождений Камышитовое, Жанаталап, Гран, Ровное, Забурунье, Новобогат.

Продуктивные пласты залегают на больших глубинах в сложных горно-геологических условиях.

По величине запасов нефти и запасу упругой энергии месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» являются уникальными.

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;
- нефтеналивной стояк.

В состав НГДУ входят следующие промплощадки с расположенными на них источниками загрязнения атмосферы:

- Цех спецтехники и технологического транспорта (ЦСТиТТ);
- Цех подземного ремонта скважин (ПРС);
- Участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО);
- Склад материально-технического снабжения;
- Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);
- м /р С. Балгимбаева;
- м/р Юго-Западный Камышитовый;
- м/р Юго-Восточный Камышитовый;
- м/р Юго-Восточный Новобогат;
- м/р Жанаталап;
- м/р Жанаталап Северное крыло;
- м/р Гран;
- м/р Забурунье (с пунктом сбора нефти №1 и 3);
- Котельная адм. здания НГДУ «Жайыкмунайгаз»;
- Участок БМТС;
- Котельная узла учета технической воды;
- Служебные дома.
- ЭСР Жайык.

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 «Жайыкмунайгаз» отсутствуют. 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 «Жайыкмунайгаз» (в приложении) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» отсутствуют. В зоне влияния предприятия курортов, зон отдыха и объектов с повышенными требованиями к санитарному состоянию атмосферного воздуха нет.

НГДУ, 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.

Нефтяные месторождения НГДУ «Жайыкмунайгаз» расположены в Исатайском и Махамбетском районе в Западной части Атырауской области. Граничат на севере с Западноказахстанской областью, на востоке - с Махамбетским районом и территорией города Атырау, на западе с Курмангазинским районом. Район занимает территорию площадью 1513,5 тыс. га, что составляет 12,76% территории области. Административным центром района является районный центр Аккистау, расположенный в 85 км от г. Атырау. Связь с областным центром осуществляется по автодороге общегосударственного значения Атырау-Астрахань и железной дороге Атырау-Астрахань.

**Таблица 6.1 – Расстояние расположение месторождений до ближайших жилых зон**

№	Месторождение	Жилая зона	Расстояние(км)
1	м/р С. Балгимбаев	город Атырау	62
2	м/р Ю.В.Камышитовый	город Атырау	36
3	м/р Ю.В.Новобогатинск	город Атырау	44
4	м/р Ю.В.Новобогатинск	село Х. Ергалиев	15
5	м/р Ю.В.Новобогатинск	поселок Аккистау	17
6	м/р Ю.З.Камышитовый	село Тушкыкудук	18
7	м/р Ю.З.Камышитовый	поселок Аккистау	18
8	м/р С. Балгимбаев	поселок Аккистау	12
9	м/р С. Балгимбаев	поселок Жанбай	17
10	м/р Гран	поселок Аккистау	4
11	м/р Жанаталап	поселок Аккистау	17
12	м/р Жанаталап	поселок Жанбай	6
13	м/р Забурунье	село Забурунье	3
14	м/р Забурунье	село Исатай	8

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 «Жылоймунайгаз» (приложение 5) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

НГДУ «Жайыкмунайгаз», 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 «Эмбамунайгаз».*

*Адрес объекта:*

*Атырауская область, Истайлайский район*

### **6.2 Карта-схема объекта**

Карта-схема объектов с нанесенными на нее источниками выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведены в приложении 4.

### **6.3 Ситуационная карта-схема района**

Ситуационная карта-схема района расположения промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» приведена в приложении 5.

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

### **7.1 Климатические условия**

Климат Атырауской области формируется под влиянием арктических, иранских и туранских воздушных масс. В холодный период года здесь господствуют массы воздуха, поступающие из западного отрога сибирского антициклона, в теплый период они сменяются перегретыми тропическими массами из пустынь средней Азии и Ирана. Под влиянием циркуляции этих воздушных масс формируется континентальный и крайне засушливый тип климата. Для региона характерным являются изобилие тепла и преобладание ясной сухой погоды.

Температура воздуха. Анализ хода среднемесячных температур воздуха на северном побережье Каспийского моря свидетельствует о том, что самым холодным месяцем является январь, самым теплым – июль. Средняя температура в январе минус 10°C, а в июле плюс 32,9°C.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветры. В холодное время года преобладают ветры восточного и юго-восточного направления. Высокая повторяемость восточных румбов сохраняется в весенний и осенний периоды и только в теплое время года вследствие уменьшения интенсивности центра высокого давления в Сибири. На территории Северного Прикаспия преобладают ветры северного и северо-западного направлений. Среднегодовая скорость ветра 4,2 м/сек. Наиболее вероятны сильные ветры в марте-апреле, обычно они имеют восточное направление.

Осадки. По условиям выпадения осадков территория относится к сухим, безводным районам. Среднегодовое количество осадков за холодный период года составляет 72,4 мм, среднегодовое количество осадков за теплый период года составляет 75,8 мм.

В годовом количестве осадков преобладают осадки в жидкой форме, что напрямую связано с более длительным периодом положительных температур воздуха. Продолжительность выпадения осадков по временам года неодинакова. Наибольшая продолжительность осадков приходится на зиму. Летние дожди, хотя и более интенсивны, но непродолжительны. Засушливость теплого периода года проявляется в низких значениях относительной влажности воздуха и в большом дефиците влаги.

Снежный покров. Твердые осадки – снег, крупа, снежные зерна – наблюдаются с октября-ноября по март-апрель. Первые заморозки наступают в середине ноября. Образование устойчивого снежного покрова наблюдается в середине декабря, сход – в первой декаде марта. Изменчивость указанных дат может достигать одного месяца. В любой месяц зимы возможны непродолжительные оттепели. Высота снежного покрова от 10 до 40 см. Для описываемого района характерно непостоянство условий залегания снежного покрова, чередование бесснежных и относительно многоснежных зим.

Метеорологические характеристики по району расположения промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК по метеостанции.

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для месторождений в Исатайском районе Атырауской области представлены в таблицах 7.1-7.5 по наблюдениям на близлежащей метеорологической станции за 2024 г.

**Таблица 7.1 - Общая климатическая характеристика**

Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности, $\eta$	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль)	-8,8 °C
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июнь)	+35,1 °C

Годовое количество осадков за холодной период года (XI-III)	91,3 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	83,1 мм
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве	23 м/с

Таблица 7.2 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, в °C:

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-5,7	-3,2	1,9	16,4	16,5	26,8	28,0	25,3	19,1	10,2	3,1	-2,7	11,3

Таблица 7.3 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, в м/сек:

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

Таблица 7.4 - Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, % за I квартал:

Направление	C	СВ	B	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость	9	14	24	14	8	11	13	7	4

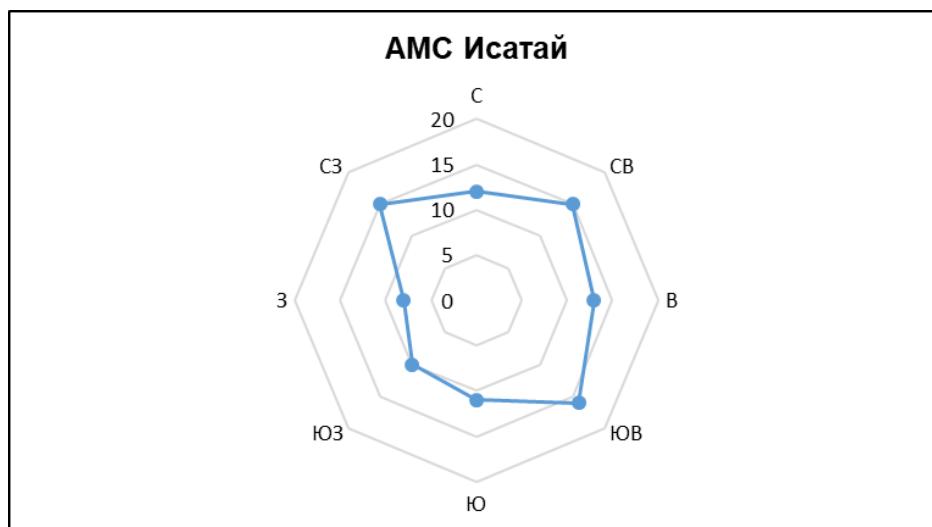


Рисунок 7.1 - Роза ветров за I квартал

Таблица 7.5 - Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, % за II квартал:

Направление	C	СВ	B	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость	12	15	13	16	11	10	8	15	0



## 7.2 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для АО «Эмбамунайгаз» в соответствии с требованиями природоохранного законодательства РК специалистами Атырауским Филиалом ТОО «КМГ Инжиниринг» была разработана программа Производственного экологического контроля окружающей среды, установившая общие требования к ведению производственного мониторинга за состоянием компонентов окружающей среды в процессе производственной деятельности АО «Эмбамунайгаз».

Для оценки влияния производственной деятельности на атмосферный воздух месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» проводились замеры содержания загрязняющих веществ в атмосферном воздухе **на границе санитарно-защитной зоны предприятия**.

Результаты анализов отобранных проб атмосферного воздуха на границе С33 приведены в таблице 7.6.

**Таблица 7.6 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025 гг**

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м <sup>3</sup> )	Фактическая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>1 квартал 2025 год</b>					
<b>Месторождение Ю.З. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-1-01 51°14'27" 47°08'30"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,010	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,003	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,365	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-1-02 51°10'56" 47°08'12"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,014	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,957	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,296	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-2-01 51°24'41" 47°07'28"	Диоксид азота	0,2	0,001	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,018	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,821	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,426	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-2-02	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,020	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>1 квартал 2025 год</b>					
51°20'10" 47°08'22"	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,807	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,395	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-2-03 51°20'20" 47°11'35"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,772	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,356	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Жанаталап</b>					
граница С33 Ж-3-01 50°52'37" 47°08'38"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,018	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,476	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,251	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-3-02 50°50'27" 47°07'00"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,607	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,381	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-3-03 50°52'12" 47°06'21"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,456	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,319	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Новобогатинское</b>					
граница С33 Ж-4-01 51°17'30" 47°13'43"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,014	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,721	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>1 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-4-02 51°13'56" 47°14'04"	Углеводороды	50,0	0,315	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,019	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,617	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,277	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ровное</b>					
граница С33 Ж-5-01 51°07'29" 47°06'30"	Диоксид азота	0,2	0,001	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,011	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,211	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,291	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-5-02 51°03'21" 47°08'27"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,012	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,210	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,362	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Гран</b>					
граница С33 Ж-6-01 50°59'29" 47°14'58"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,017	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,900	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,415	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-6-02 50°57'22" 47°14'36"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,014	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,910	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,405	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Забурунье</b>					

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>1 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-7-01 50°04'08" 46°47'32"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,044	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,05	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,427	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-02 50°11'16" 46°45'54"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,017	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,975	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,385	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-03 50°08'08" 46°47'13"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,018	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,908	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,336	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-04 50°05'52" 46°49'38"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,016	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,948	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,449	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Караганак</b>					
граница С33 Ж-8-01 51°00'30" 47°08'21"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,011	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,380	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,263	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-8-02 50°57'21" 47°08'20"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,014	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>1 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-9-01 50°58'13" 47°05'09"	Оксид углерода	5,0	0,493	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,359	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение С.Балгимбаев</b>					
граница С33 Ж-9-02 51°03'22" 47°05'32"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,016	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,922	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,439	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-10-01 51°37'60" 47°10'52"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,015	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,907	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,321	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Западный Новобогат</b>					
граница С33 Ж-10-02 51°40'97" 47°07'14"	Диоксид азота	0,2	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,015	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,311	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,205	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,015	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,190	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,317	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>2 квартал 2025 год</b>					
<b>Месторождение Ю.З. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-1-01 51°14'27" 47°08'30"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,035	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,22	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,522	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-1-02 51°10'56" 47°08'12"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,045	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,45	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,580	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-2-01 51°24'41" 47°07'28"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,043	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,83	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,503	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-2-02 51°20'10" 47°08'22"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,039	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,51	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,652	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-2-03 51°20'20" 47°11'35"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,041	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,63	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,041	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Жанаталап</b>					
граница С33 Ж-3-01	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>2 квартал 2025 год</b>					
50°52'37" 47°08'38"	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,31	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,550	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-3-02 50°50'27" 47°07'00"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,030	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,13	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,434	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-3-03 50°52'12" 47°06'21"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,030	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,64	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,467	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Новобогатинское</b>					
граница С33 Ж-4-01 51°17'30" 47°13'43"	Диоксид азота	0,2	0,001	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,024	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,11	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,263	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-4-02 51°13'56" 47°14'04"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,027	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,946	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,236	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ровное</b>					
граница С33 Ж-5-01 51°07'29" 47°06'30"	Диоксид азота	0,2	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,030	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,844	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>2 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-5-02 51°03'21" 47°08'27"	Углеводороды	50,0	0,279	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,014	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,791	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,304	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Гран</b>					
граница С33 Ж-6-01 50°59'29" 47°14'58"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,28	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,473	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-6-02 50°57'22" 47°14'36"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,029	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,13	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,345	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Забурунье</b>					
граница С33 Ж-7-01 50°04'08" 46°47'32"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,034	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,05	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,523	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-02 50°11'16" 46°45'54"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,040	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,65	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,468	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>2 квартал 2025 год</b>					
Ж-7-03 50°08'08" 46°47'13"	Оксид азота	0,4	0,029	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,49	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,549	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-04 50°05'52" 46°49'38"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,041	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,71	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,424	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Караганак</b>					
граница С33 Ж-8-01 51°00'30" 47°08'21"	Диоксид азота	0,2	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,750	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,230	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-8-02 50°57'21" 47°08'20"	Диоксид азота	0,2	0,002	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,023	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,788	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,254	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение С.Балгимбаев</b>					
граница С33 Ж-9-01 50°58'13" 47°05'09"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,036	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,79	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,611	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-9-02 51°03'22" 47°05'32"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,047	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>2 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-10-01 51°37'60" 47°10'52"	Оксид углерода	5,0	1,50	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,538	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Западный Новобогат</b>					
граница С33 Ж-10-02 51°40'97" 47°07'14"	Диоксид азота	0,2	0,003	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,028	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,922	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,285	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-10-02 51°40'97" 47°07'14"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,030	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,896	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,269	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					

<b>Месторождение Ю.З. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-1-01 51°14'27" 47°08'30"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,034	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,02	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,634	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-1-02 51°10'56" 47°08'12"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,044	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-2-01 51°24'41" 47°07'28"	Оксид углерода	5,0	1,84	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,517	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Камышитовое</b>					
граница С33 Ж-2-02 51°20'10" 47°08'22"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,023	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,69	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,618	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-2-03 51°20'20" 47°11'35"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,22	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,567	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Жанаталап</b>					
граница С33 Ж-3-01 50°52'37" 47°08'38"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,036	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,50	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,583	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-3-02 50°50'27" 47°07'00"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,047	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,08	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,652	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					
граница С33 Ж-3-03 50°52'12" 47°06'21"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,043	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,75	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,550	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ю.В. Новобогатинское</b>					
граница С33 Ж-4-01 51°17'30" 47°13'43"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,028	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,30	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,462	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-4-02 51°13'56" 47°14'04"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,56	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,321	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Ровное</b>					
граница С33 Ж-5-01 51°07'29" 47°06'30"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,026	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,17	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,309	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-5-02 51°03'21" 47°08'27"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,024	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,04	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,284	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Гран</b>					
граница С33 Ж-6-01	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,039	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					
50°59'29" 47°14'58"	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,69	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,551	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-6-02 50°57'22" 47°14'36"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,034	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,45	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,578	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Забурунье</b>					
граница С33 Ж-7-01 50°04'08" 46°47'32"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,041	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,43	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,473	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-02 50°11'16" 46°45'54"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,040	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,92	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,520	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-03 50°08'08" 46°47'13"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,046	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,03	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,558	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-7-04 50°05'52" 46°49'38"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,043	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,80	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,614	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м3)	Фактическая концентрация, мг/м3	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Каражаганак</b>					
граница С33 Ж-8-01 51°00'30" 47°08'21"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,024	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,957	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,274	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-8-02 50°57'21" 47°08'20"	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,028	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,867	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,309	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение С.Балгимбаев</b>					
граница С33 Ж-9-01 50°58'13" 47°05'09"	Диоксид азота	0,2	0,007	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,044	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	2,18	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,575	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33 Ж-9-02 51°03'22" 47°05'32"	Диоксид азота	0,2	0,006	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,048	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,95	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,616	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
<b>Месторождение Западный Новобогат</b>					
граница С33 Ж-10-01 51°37'60" 47°10'52"	Диоксид азота	0,2	0,005	отсутствуют	не требуются
	Оксид азота	0,4	0,022	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	1,08	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,273	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются
граница С33	Диоксид азота	0,2	0,004	отсутствуют	не требуются

Точки отбора проб, координаты (долгота и широта)	Наименование загрязняющих веществ	Предельно допустимая концентрация (максимально разовая, мг/м <sup>3</sup> )	Фактическая концентрация, мг/м <sup>3</sup>	Наличие превышения предельно допустимых концентраций, кратность	Мероприятия по устранению нарушений и улучшению экологической обстановки (с указанием сроков)
1	2	3	4	5	6
<b>3 квартал 2025 год</b>					
Ж-10-02 51°40'97" 47°07'14"	Оксид азота	0,4	0,025	отсутствуют	не требуются
	Диоксид серы	0,5	<0,025	отсутствуют	не требуются
	Сероводород	0,008	<0,004	отсутствуют	не требуются
	Оксид углерода	5,0	0,987	отсутствуют	не требуются
	Углеводороды	50,0	0,228	отсутствуют	не требуются
	Пыль	0,3	<0,05	отсутствуют	не требуются

Анализ проведенного экологического мониторинга качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» показал, что максимально-разовые концентрации загрязняющих веществ по всем анализируемым веществам незначительны, находятся в допустимых пределах и не превышают санитарно-гигиенические нормы предельно-допустимых концентраций (ПДК м.р.), установленных для населенных мест.

## 8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

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

*На промплощадках НГДУ «Жайыкмунайгаз» расположено 2121 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ: из них 264 организованных; 1857 неорганизованных.*

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

**Таблица 8.1 – Количество источников по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз»**

№№	Наименование пломпощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	Цех спецтехники и технологического транспорта (ЦСТиТТ);	58	12	70
2.	Цех подземного ремонта скважин (ПРС);	19	5	24
3.	Участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ПРЭО);	4	18	22
4.	Склад материально-технического снабжения;	0	1	1
5.	Цех подготовки и перекачки нефти (ЦППН);	37	71	108
6.	м/р С. Балгимбаева;	8	296	304
7.	Установка подготовки газа (УПГ) на месторождении С. Балгимбаева	4	17	21
9.	м/р Юго-Западный Камышитовый;	20	485	505
10.	м/р Юго-Восточный Камышитовый;	17	268	285
11.	м/р Юго-Восточный Новобогат;	9	57	66
12.	м/р Жанаталап;	18	267	285
13.	м/р Восточный Жанаталап;	0	8	8
14.	м/р Северное крыло Жанаталап;	7	34	41
15.	м/р Гран;	18	110	128
16.	м/р Забурунье (с пунктом сбора нефти №1 и 3);	29	198	227
17.	Котельная адм. здания НГДУ «Жайыкмунайгаз»;	3	1	4
19.	Участок БМТС;	0	2	2
20.	Котельная узла учета технической воды;	1	0	1
21.	Служебные дома.	3	0	3
22.	ЭСР Жайык	9	7	16
<b>ИТОГО:</b>		<b>264</b>	<b>1857</b>	<b>2121</b>

*Примечание: Количество источников 2121 ед., из них:*

- организованных действующих – 237 ед., бездействующих – 27 ед;
- неорганизованных действующих – 1819 ед., бездействующих – 38 ед.

Неорганизованные источники НГДУ «Жайыкмунайгаз» представлены выбросами от сварочных работ, пылением при работе с инертными сыпучими материалами (цемент, песок, уголь, известь, щебень, песчано-гравийная смесь), испарением углеводородов из шламонакопителей, и испарением через неплотности аппаратуры, фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, в запорно-регулирующей арматуре:

- сепараторов, в которых происходит отделение газа от жидкой продукции скважин;
- эксплуатационных скважин;
- отстойников типа ОГ-200, ОБН-3000;
- дренажная емкость.

Организованные источники НГДУ представлены трубами:

- печей подогрева нефти типа ПТ-16/150 и ПТБ-10 и воды в качестве топлива потребляющих природный и попутный нефтяной газ;
- дизельных электростанций (ДЭС) типа АДД-200С-Т400, Volvo TAD;

- ☒ котельных (котлы марки Buran -174, GRONUS BURAN(BB2035), REX-75, ВКШ - 0,9, КОВ-63, Факел);
- ☒ котлы битумные передвижные с ДВС;
- ☒ компрессор передвижной с ДВС;
- ☒ резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов (выброс углеводородов происходит через дыхательные клапаны);
- ☒ участок металлообработки;
- ☒ участки вулканизации и аккумуляторный;
- ☒ дизельного сварочного агрегата АДД-4004;
- ☒ факельных установок.

От топливосжигающих устройств (топки котлов, печи подогрева нефти) с дымовыми газами выбрасываются в атмосферу диоксида азота и серы, оксид углерода, метан;

На факелях сжигании попутного газа в атмосферу поступают: оксид углерода, диоксид азота, метан, сажа, сера диоксид, сероводород;

Источниками выделения пыли неорганической являются склады песка, щебня; взвешенных веществ и абразивной пыли – процесс металлообработки; от склада извести в атмосферу поступает пыль извести.

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, диоксиды азота и серы.

Основные производственные технологические показатели на 2026 год по добыче нефти, попутного нефтяного газа, а также фонда скважин, по НГДУ «Жайыкмунайгаз» представлены в таблице 8.2.

*Разрешение на сжигания газа в факелях сырого газа на объектах НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026 год приложены в приложении 13.*

**Таблица 8.2 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026 год**

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед. изм.	Мощность производства по основным видам продукции	Подтверждающий документ по состоянию на 01.10.2025г.
		2026г	
<b>НГДУ «Жайыкмунайгаз»</b>			
С.Балгимбаев	Добыча нефти, тыс.год	157,6	Протокол ЦККР №56/1 от 24.10.2024г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	3500	
	Кол-во скважин, ед.	134	
Юго-Западный Камышитовый	Добыча нефти, тыс.год	167,1	Протокол ЦККР №5/16 от 30.11.2018г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	7182	
	Кол-во скважин, ед.	208	
Юго-Восточный Камышитовый	Добыча нефти, тыс.год	144,91	Протокол ЦККР №57/5 от 21-22.11.2024г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	3751	
	Кол-во скважин, ед.	111	
Юго-Восточный Новобогатинское	Добыча нефти, тыс.год	20,4	Протокол ЦККР №43/10 от 28-29.09.2023г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	8465	
	Кол-во скважин, ед.	4	
Новобогат Юго-Восточный (надкарнизный)	Добыча нефти, тыс.год	28,0	Протокол ЦККР №65/12 от 21.08.2025г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	6862	
	Кол-во скважин, ед.	12	
Жанаталап	Добыча нефти, тыс.год	146,1	Протокол ЦККР №31/14 от 22.09.2022г
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	5405	
	Кол-во скважин, ед.	119	
Гран	Добыча нефти, тыс.год	82,4	Протокол ЦКРР РК № 66/15 от 23-24.09.2025
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	2486	
	Кол-во скважин, ед.	42	
Забурунье	Добыча нефти, тыс.год	83,9	Протокол ЦКРР РК №66/11 от 23-24.09.2025
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	2455	
	Кол-во скважин, ед.	80	
<b>Итого по НГДУ «Жайыкмунайгаз»</b>	Добыча нефти, тыс.год	<b>830,41</b>	
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	<b>40096,0</b>	
	Кол-во скважин, ед.	<b>710</b>	

*Примечание: Протокола ЦКРР, в которых утверждены показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026 год приложены в приложении*

**Таблица 8.3 – Сравнительный объем добычи нефти и газа за последние три года**

Наименование месторождения	Наименование производимой продукции, ед.изм.	Мощность производства по основным видам продукции					
		2023г прогноз	2023 г факт	2024г прогноз	2024 г факт	2025г прогноз	2025г факт 9 мес
С.Балгимбаев	Добыча нефти, тыс.тн/год	178,8	171,3	169,3	154,8	152,9	96,2
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	3937	3768	3728	3405	3400	1601
Ю.З.Камышитовый	Добыча нефти, тыс.тн/год	181,7	1659,9	177,7	158,7	170,0	101,6
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	7780	6878	7596	6822	7300	3466
Ю.В.Камышитовый	Добыча нефти, тыс.тн/год	150,2	156,3	147,4	152,3	152,4	94,3
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	5847	6095	5056	5178	6075	4296
Жанаталап	Добыча нефти, тыс.тн/год	161,6	163,8	153,7	155,1	152,4	101,3
	Добыча газа,	5208	5241	4979	4963	4920	3510

	тыс.м <sup>3</sup> /год						
Гран	Добыча нефти, тыс.тн/год	79,9	64,8	84,3	83,3	84,8	55,6
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	2486	2080	2545	2498	2632	1504
Забурунье	Добыча нефти, тыс.тн/год	101,8	93,2	82,7	92,0	88,1	54,9
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	2987	2890	2519	2761	2600	1556
Новобогатинское Ю.В.	Добыча нефти, тыс.тн/год	0,7	0,69	40,7	0,13	16,8	6,2
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup> /год	259	8687	255	76	8278	1644

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

Ниже представлена таблица с разрешенными объемами газа по категории V<sub>7</sub>, V<sub>8</sub> (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 проекта НДВ*).

Категория V<sub>7</sub> - 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 V<sub>8</sub> - 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.

**Таблица 8.4 – Объем сжигаемого газа на месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз»**

№№	Наименование месторождений	объем сжигаемого газа по разрешению, млн.м <sup>3</sup>		Номер разрешения на сжигание газа
		Итого объем сжигаемого газа	0,66316	
		категория V <sub>7</sub>	категория V <sub>8</sub>	
	Общий объем сжигаемого газа	0,05523	0,60793	
в том числе по месторождениям:				
1	ЮЗК	0,00734	0,29308	KZ40VPC00027863 01.01.2026 - 31.12.2026
2	Забурунье	0,00125	0,02566	KZ84VPC00027847 01.01.2026 - 31.12.2026
3	Жанаталап	0,01469	0,18596	KZ25VPC00027939 01.01.2026 - 31.12.2026
4	С.Балгимбаев	0,0296	0,03724	KZ08VPC00027857 01.01.2026 - 31.12.2026
5	ЮВК	0,00163	0,03947	KZ67VPC00027862 01.01.2026 - 31.12.2026
6	Гран	0,00072	0,02652	KZ16VPC00027810 01.01.2026 - 31.12.2026

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

Основной задачей месторождений является добыча нефти.

Основной задачей месторождений является добыча нефти.

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

- выкидные линии;
- автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- напорный нефтепровод от ГЗУ до площадки сбора, на площадке ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти);
- блок хим. реагентов;
- резервуары для хранения товарной и сырой нефти;
- печи для подогрева нефти;
- ёмкости для уловленной нефти.

Подача электроэнергии осуществляется с помощью воздушной линии ЛЭП, в качестве аварийного источника электроэнергии используется стационарная дизельная электростанция. Хозяйственно-питьевые нужды на месторождениях обеспечиваются по водоводам АО «КазТрансОйл». Хранение питьевой воды предусматривается в вертикальных стальных резервуарах. На площадках ЦППН предусмотрены стальные горизонтальные резервуары, для хранения регулирующего, пожарного и аварийного объемов воды и противопожарная насосная станция. Для сбора хозяйствственно-бытовых, ливневых и производственных сточных вод запроектированы системы канализации.

На центральном пункте сбора и подготовки нефти происходит отстой нефти, нагрев продукции скважин, подготовка отделившейся воды. Нефть после обезвоживания и обессоливания насосами, через узел учета нефти, откачивается в систему АО «Казтрансойл» (КТО).

## Обзорная карта НГДУ «Жайыкмунайгаз»

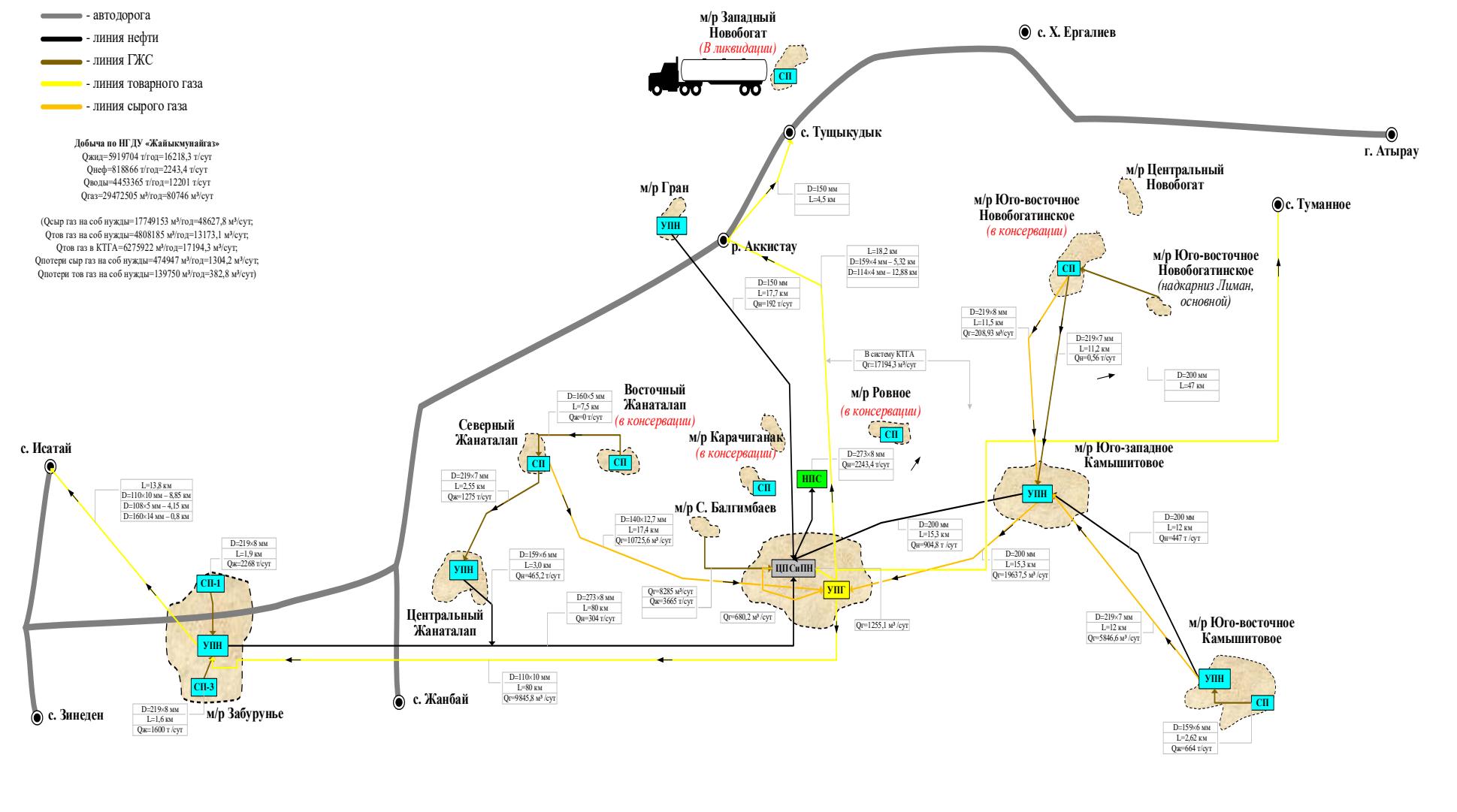


Рисунок 8.1 – Обзорная карта НГДУ «Жайыкмунайгаз»

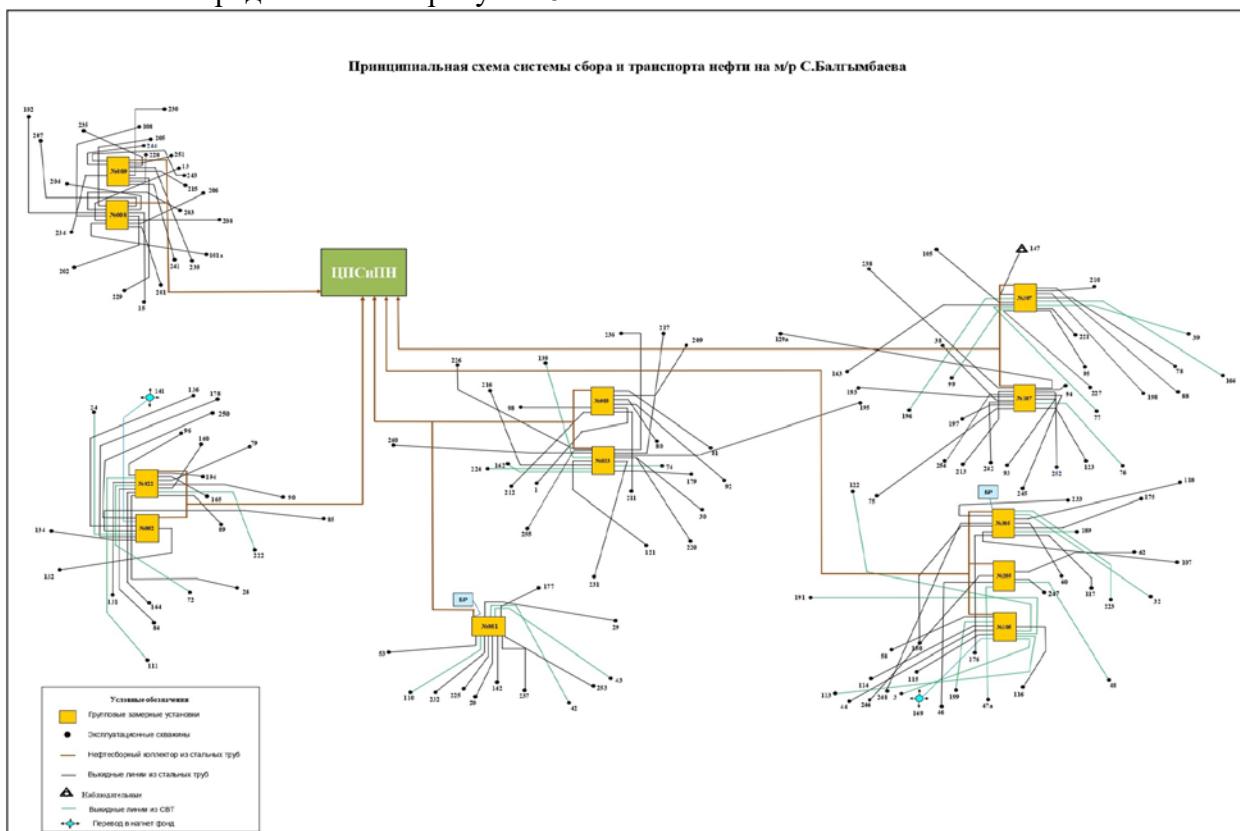
Технология системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, применяемая на месторождениях в НГДУ «Жайкмунайгаз», заключается в следующем:

### Месторождение С.Балгимбаев

Система сбора месторождения «С.Балгимбаев» эксплуатируется с применением герметизированной, однотрубно-самотечной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с автоматизированными групповыми сепарационно-замерными установками (АГЗУ).

Скважинная продукция добывающего фонда месторождения «С.Балгимбаев» за счёт избыточной энергии пласта под собственным давлением, по выкидным линиям диаметром Ø73, 89, 100, 110 и 114 мм поступает на приём 12-и единиц АГЗУ. На АГЗУ проходит процесс сепарации и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматически периодическом или ручном режиме работы.

Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения С.Балгимбаев представлена на рисунке 8.2.



нефтепровод временно не эксплуатируется, месторождение находится в консервации;

- Жанаталап - С.Балгимбаев из СВТ ф162\*4,8 мм, протяженностью 13,860 км, нефтепровод временно не эксплуатируется. Смесь нефти с месторождений Жанаталап транспортируется по межпромысловому нефтепроводу месторождения Забурунье;

- Забурунье - С.Балгимбаев, стального исполнения ф273\*8 мм с электро-химической защитой, протяженностью 80 км.

Месторождение Ровное, З.Новобогат, Караганак на данный момент находятся во временной консервации.

Смеси нефти перекачиваемые на ЦПС и ПН С.Балгимбаева, проходят лабораторный контроль для ведения оперативного учета поступающих объемов. Жидкость с месторождения З.Новобогат транспортируется автотранспортом, и сливается в дренажную ёмкость №7 типа ЕП-40м<sup>3</sup>.

Сырьё для ЦПС и ПН С.Балгимбаева является продукция добывающих скважин месторождения С.Балгимбаева. Газожидкостная смесь со скважин, по 5-и внутри промысловым коллекторам поступает на коллектор - усреднитель потока КУП-1 Ø426мм, L=20м с давлением 1,5-1,8 кгс/см<sup>2</sup>. Также на линию усреднителя потока через задвижку №12 поступает газожидкостная смесь с участка Караганак.

Перед поступлением газожидкостной смеси в ЦПС и ПН, на месторождении С.Балгимбаева в нефесборные коллекторы АГЗУ №001 и №305 с дозировочных блоков БР-2,5 (2 единицы) дозируется деэмульгатор «Рандем-2204» с удельным расходом 90 и 120 г/т соответственно.

На ЦПС и ПН С.Балгимбаева также предусмотрена площадка реагентного блока с установками БДР-2/2.0/ст-1-2/40/10 №1 и №2, обеспечивающими возможность подачи химического реагента: №1 в промысловой поток газожидкостной смеси до поступления на I ступень трехфазного сепаратора, и №2 в межпромыственный нефтепровод Ю.З.Камышитовое - С.Балгимбаев на приём печей подогрева ПТБ-10/64, для деэмульсации смеси нефти остальных месторождений поступаемых на ЦПС и ПН со всех УПН. Дополнительная подача деэмульгатора осуществляется в зимний период, также по результатам лабораторного контроля в следствии ухудшения технологического процесса, дозируется деэмульгатор «Рандем-2204» с удельным расходом 40-50 г/т.

Технологический процесс подготовки нефти на ЦПС и ПН С.Балгимбаев автоматизирован и производится по следующий технологической схеме:

Газожидкостная смесь месторождений С.Балгимбаева с температурой в зимний период 5-10 °C, и летний 20-25°C, давлением 1,5-1,8 кгс/см<sup>2</sup>, через коллектор - усреднитель потока КУП-1 поступает на параллельные сепараторы - отстойники нефти 1 ступени: С-1/1, С-1/2, где происходит процесс сепарации газа и предварительный сброс пластовой воды. Сброс пластовой воды осуществляется до достижения 10% обводненности нефти.

Для поддержания технологического режима, в сепараторах-отстойниках раздел фаз регулируется на уровне: вода 1500 мм, нефть 1700 мм, уровень жидкости 400-3500мм. Изменением расхода нефти регулируется с помощью регулирующего клапана КР-1.

Далее предварительно обезвоженная нефть с месторождений С.Балгимбаев через кариолисовый массовый расходомер нефти KROHNE марки OPTIMASS 1400C S50 поступает в технологический резервуар РВС №10 объёмом V-5000м<sup>3</sup>.

Предварительно обезвоженная и обессоленная нефть на установках подготовки

нефти, с 3-х межпромысловых нефтепроводов поступает на коллектор - усреднитель потока КУП-2 Ø325 мм, с давлением 1,8-2,2 кгс/см<sup>2</sup> и температурой жидкости 20-25°C на приём печей подогрева ПТБ 10/64 №1, №2, №3. В печах жидкость подогревается до температуры 50-60°C, что способствует ее более лучшему разделению на второй ступени сепарации и давлением 1,8-2 кгс/см<sup>2</sup> на выходе, поступает в параллельные сепараторы-отстойники II-ступени С-2/1, С-2/2.

Нефть месторождения С.Балгимбаева после дренирования воды с резервуара №10, через переточные линии 3 и 9 м отбирается технологическим насосом внутренней перекачки ЦНС 180/85 или дренажными насосами НБ-125 №4 и №5, и прокачивается по нефтепроводу Забурунье через печи ПТБ 10/64 №1, №2, №3 на параллельные сепараторы - отстойники II-ступени.

В сепараторах-отстойниках II - ступени: С-2/1, С-2/2 проходит процесс обезвоживание нефти и дополнительный отбор свободного газа.

Для поддержания технологического режима, в сепараторах-отстойниках раздел фаз регулируется на уровне: вода 600 мм, нефть 3400 мм.

Газ, выделившийся на I и II-ой ступени сепарации при помощи регулирующих клапанов КР-6, КР-7 подается на вихревой расходомер digital YEWFLO марки DY080, и далее по газопроводу Ø114мм давлением 1-1,5 кгс/см<sup>2</sup> поступает на осушитель газа (НГС 1-16-2000) для очистки ПНГ от примесей и влаги, после чего используется на собственные нужды в печах подогрева ПТБ-10/64 и ПТ-16/150.

Резервный вариант очистки газа, осуществляется путем перекрытия подачи попутно нефтяного газа с ТФС на осушитель газа закрыв запорную арматуру №Г/16, и открыв запорную арматуру №Г/15 подаётся на газовый сепаратор ГС, для очистки попутно нефтяного газа от примесей и влаги. Далее через запорную арматуру №Г/18 поступает на печи подогрева ПТБ-10/64 и ПТ-16/150.

При необходимости вывода аппаратов на ремонт, либо при аварийных ситуациях, сброс газа осуществляется через запорную арматуру №Г/20, Ф/1 и Ф/2 на факельную свечу.

После сепараторов-отстойников II ступени: С-2/1, С-2/2 обезвоженная нефть по трубопроводу Ø325 мм, давлением 1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup> и температурой жидкости 45-50°C поступает на III ступень сепарации: С-3/1, С-3/2. Где проходит остаточный процесс обезвоживания, также предусмотрен процесс обессоливания нефти. Режим работы сепараторов-отстойников производиться при полном заполнении, вытеснение осуществляется через верхний патрубок аппаратов. Сброс подготовленной воды регулируется электроприводным клапаном КР-5 до достижения 0,5% обводненности нефти. Для поддержания технологического режима, в сепараторах-отстойниках раздел фаз регулируется на уровне: вода 400 мм, нефть уровень максимального заполнения.

Подготовленная вода, с сепараторов-отстойников дренируется в технологический резервуар РВС №9 V-2000м3, при помощи регулируемых электроприводных клапанов КР-2, КР-4 и КР-5. Для оперативного учета дренируемой воды с сепараторов-отстойников на линии I ступени установлен ультразвуковой расходомер KROHNE марки UFM500K, на II и III ступени ультразвуковой расходомер KROHNE марки UFM3030K.

При необходимости опорожнения или выводе сепараторов-отстойников на ремонт, а также в аварийных ситуациях сброс с отсеков аппаратов осуществляется в дренажную систему на ЕП-16 м<sup>3</sup> №1. При избыточном давлении сброс газа с предохранительных

клапанов со всех сепараторов-отстойников также осуществляется в дренажную систему.

С сепараторов-отстойников III – ступени: С-3/1, С-3/2, обезвоженная и обессоленная нефть по трубопроводу Ø325 мм через задвижки № КС/1, давлением 1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup> при температуре 40-50°C поступает на концевую сепарационную установку (КСУ) V-25м<sup>3</sup>, для окончательной дегазации нефти.

КСУ снабжены предохранительным клапаном от повышения давления выше установочного, сброс осуществляется в дренажную систему на ЕП-16 м<sup>3</sup> №2. Выделившийся газ с концевой сепарационной установки также поступает в ЕП.

Отпуск нефти на собственные нужды осуществляется с байпасной линии КСУ, через запорную арматуру №КС/6 по трубопроводу ф100 мм разгазированная нефть поступает на авто наливную эстакаду. Учет отпускаемой нефти на собственные нужды осуществляется при помощи кориолисового массового расходомера ЕН PROMASS 80F50.

Разгазированная нефть с концевой сепарационной установки давлением до 1 кгс/см<sup>2</sup> с содержанием хлористых солей до 200 мг/дм<sup>3</sup> и обводненностью до 0,5% поступает в технологический резервуар РВС №6 V= 2000м<sup>3</sup>.

С резервуара РВС №6 через переточную линию 7,9 м нефть поступает в товарные резервуары №1т, №5т, №11т, №12т V=5000 м<sup>3</sup>. Когда уровень товарного резервуара достигает отметки 10,2 м, поступление нефти осуществляется с КСУ. В случае поступления в технологический резервуар №6 некондиционной нефти предусмотрена откачка некондиционной нефти на переподготовку технологическим насосом внутренней перекачки ЦНС 180/85.

Подтоварная вода со всех резервуаров сбрасываются в дренажную емкость ЕП-100 м<sup>3</sup> №6, откачка с дренажной емкости осуществляется поршневыми насосами НБ-125 №4 и №5 в технологический резервуар РВС №9, далее подтоварная вода поступает в РВС №7 V=5000 м<sup>3</sup>.

Технологическим процессом на ЦПС и ПН «С.Балгимбаева» предусмотрена подготовка попутно пластовой воды на отстойниках с патронными фильтрами ОПФ-3000 (временно не эксплуатируется).

Попутно пластовая вода, дренируемая с сепараторов-отстойников I ступени при помощи регулируемого электроприводного клапана КР-2, по трубопроводу Ø325 мм поступает на отстойники с патронными фильтрами ОПФ-3000, далее после глубокой очистки вода поступает в РВС №7 V=5000 м3. С РВС №7 по двум водоводам поступает на прием насосов ЦНС-180/425 №1 и №2 (1 насос в работе, 1 насос резервный) и дополнительный резервный насос ГНК 8-4000-500.

Закачка попутно пластовой воды на месторождение С.Балгимбаев для поддержания пластового давления, осуществляется по 2-м напорным водоводам: в основное поле и сводное поле, с давлением 38-40 кгс/см<sup>2</sup>. Оперативный учёт закачиваемой попутно пластовой воды ведётся при помощи ультразвуковых расходомеров KROHNE марки OPTISONIC 3400 C-Ex.

После отстоя подготовленной нефти в товарных резервуарах №1т №5т, №11т, №12т, приёма раздаточные патрубки резервуара пломбируются, и отбирается совместная проба с представителями АО ЗФ «КазТрансОйл». По результатам лабораторного контроля, при соответствии нефти стандарту СТ РК 1347-2005, осуществляется откачка товарной нефти насосами внешней перекачки ЦНС 300/120 №1, №2 (2-насоса «рабочих», 1 - насос «резервный») в товарные резервуары на НПС «Мартышы»

АО ЗФ «КазТрансОйл».

В процессе перекачки нефти, на НПС «Мартышки» проводиться дополнительный отбор проб перекачиваемой нефти периодичностью каждые 4 часа, и в случае несоответствия нормам группы товарной нефти, откачка нефти останавливается, и некондиционная нефть с товарных резервуаров НПС «Мартышки» сбрасывается через дренажную линию в дренажную емкость ЕП-100 м<sup>3</sup> №6, для вторичной подготовки.

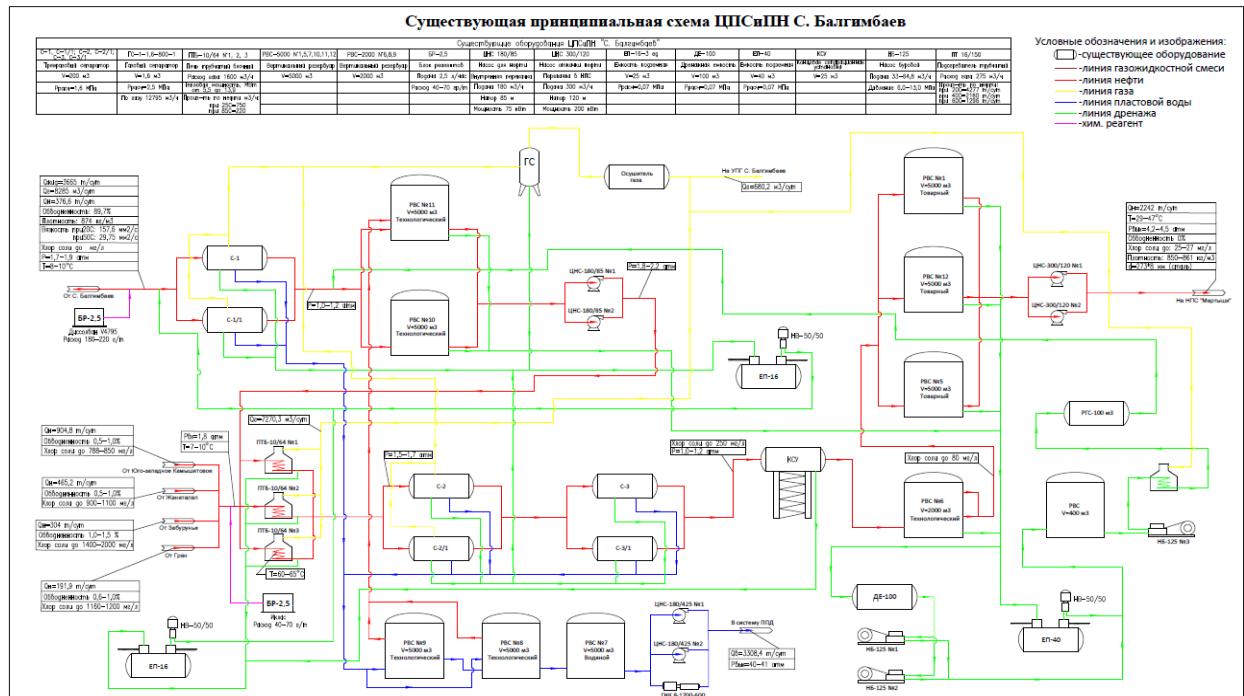


Рис. 8.3 - Существующая принципиальная схема ЦПСиПн С.Балгимбаев

### Установка подготовки газа (УПГ) на месторождении С. Балгимбаева

Установка подготовки газа (УПГ) на м/р С.Балгимбаев, рассчитана на переработку попутного нефтяного газа в объеме около 60 млн. нм<sup>3</sup>/год. Установка компримирует попутный газ и приводит его в состояние, соответствующее ГОСТ 5542-87.

Комплекс предназначен для сжатия и обезвоживания 2360 нм<sup>3</sup>/час. Газ, поступающий на установку, водонасыщенный.

Любые свободные жидкости, содержащиеся в газе, будут удалены во Входном Сепараторе MBD-1000 до его поступления в блок компрессоров. Проектируемое давление на входе в установку в пределах 1,5 – 1,8 бар.

Свободные жидкости из блока входных сепараторов направляются в резервуар для пластовой воды, ABJ-1200, через регулятор уровня, LIC-1004, который регулирует клапан контроля уровне LV-1004.

Газ из входных сепараторов поступает в блок трех стадийных поршневых компрессоров, СВА-2000 / 2100. Давления увеличивается от 1,5 – 1,8 бар на входе до 64,5 бар на выходе.

Вертикальные приемные газоочистители установлены на входе в первый, второй и третий ступени компрессора, чтобы удалить любую свободную жидкость.

Охладитель воздуха с приводом от вала предусмотрен для охлаждения технологических газов, выходящих из каждой ступени компрессора.

Газ, выходящий из компрессора, проходит через трехфазный сепаратор. Любая извлеченная вода должна быть отправлена обратно в третью ступень газоочистки компрессора, тогда как «богатый» газ и конденсат должны быть смешаны и отправлены для дальнейшей обработки.

Этиленгликоль нагнетается в "богатый" технологический газ/конденсат, чтобы препятствовать образованию гидратов. Газ проходит через два газ/газ теплообменника,

где входящий газ охлаждается сначала "сухим" технологическим газом от теплого сепаратора, MBD-3040, а затем технологическим газом, выходящим из холодного сепаратора, MBD-3030, в теплообменниках НВА-3010 и НВА-3020. Входящий "богатый" газ охлаждается примерно с 51,7°C до -26°C.

Затем газ проходит через расширительный клапан Джоуля Томпсона, PV-3001, который еще больше охлаждает газ до -46°C. Расширительный клапан JT поддерживает противодавление компрессорам на 65,0 бар. После этого, газ поступает в холодный сепаратор, где конденсируемые жидкие углеводороды отделяются от потока технологического газа.

"Сухой" технологический газ нагревают в газ-газ теплообменнике, НВА-3020, и смешивают с любым "сухим" технологическим газом, который выделился в подогретом сепараторе, прежде чем она была направлена далее через клапан обратного давления, PV-3002. PV-3002 поддерживает давление до 26,5 бар в холодном сепараторе, чтобы обеспечить перепад температур в PV-3001 достаточного для выделения жидкости. Затем газ еще больше нагревается в газ-газ теплообменнике, НВА-3010, откуда экспортный газ выходит с температурой около 47°C.

Конденсат из холодного сепаратора MBD-3030 нагревают в теплообменнике НВА-3020 до его поступления в подогретый сепаратор, MBD-3040. Этот сепаратор позволяет удалять смесь этиленгликоль/вода из потока конденсата. Эта смесь затем отправляется в системы регенерации этиленгликоля.

Конденсат из подогретого сепаратора, MBD-3040, направляется в Колонну по Стабилизации Жидких Углеводородов через регулирующий клапан уровня, LV-3003.

До поступления в стабилизатор жидких углеводородов, часть потока поступающего конденсата нагревается от потока исходящего конденсата для поддержания заданной температуры в ребайлере (испарителе).

Смесь Этиленгликоль / вода из подогретого сепаратора направляется в Регенератор этиленгликоля (ЭГ) через клапан контроля уровня, LV-3004

Ребайлер регенератора является электрическим обогревателем. Температура в Регенераторе поддерживается путем регулирования терmostата ребайлера.

Товарный газ одоризируется и замеряется.

Установка одоризации оснащено емкостью хранения одоранта, MBD-5000, предназначенный для хранения одоранта достаточного на несколько месяцев. Азот используется для создания давления в емкости до 50 КПа, чтобы обеспечить достаточное давление на всасе насосов закачки одоранта. Предусмотрены два насоса закачки одоранта, одна в рабочем режиме и одна запасная.

Наконец товарный газ проходит через отводную линию установок с клапаном - отсекателем, SDV-1010, откуда она направляется по трубопроводу пользователям.

Очищенный топливный газ из напорного коллектора завода, до замера и одоризации, направляется на блоки компрессоров.

Очищенный топливный газ используется в следующих целях:

- ☒ Очищенный топливный газ для компрессоров;
- ☒ Продувка и запальный газ на факел.

Среднее давление на выходе завода 10 бар. Предполагаемая температура приблизительно 50°C.

Газ из обводной линии установок, также как и из линий продувки и сбросов со всех предохранительных клапанов установок направляются в факельную систему. Факельная система состоит из факельного газоочистителя, MBD-8010, который снижает содержание любой свободной жидкости до 300 мкм. Расход газа замеряется с помощью FIT-8014 и направляется на факел, ZZZ-8040.

Факельная труба расположена в 100 м от установки, таким образом, чтобы свести к минимуму риск излучаемого тепла для персонала и оборудования.

Установка подготовки воздуха КИП, ZZZ-9100, обеспечивает площадку воздухом

КИП.

Масла для смазки двигателя и компрессора должны храниться в резервуарах для хранения реагентов в специально отведенных местах для хранения химических веществ на территории УПГ.

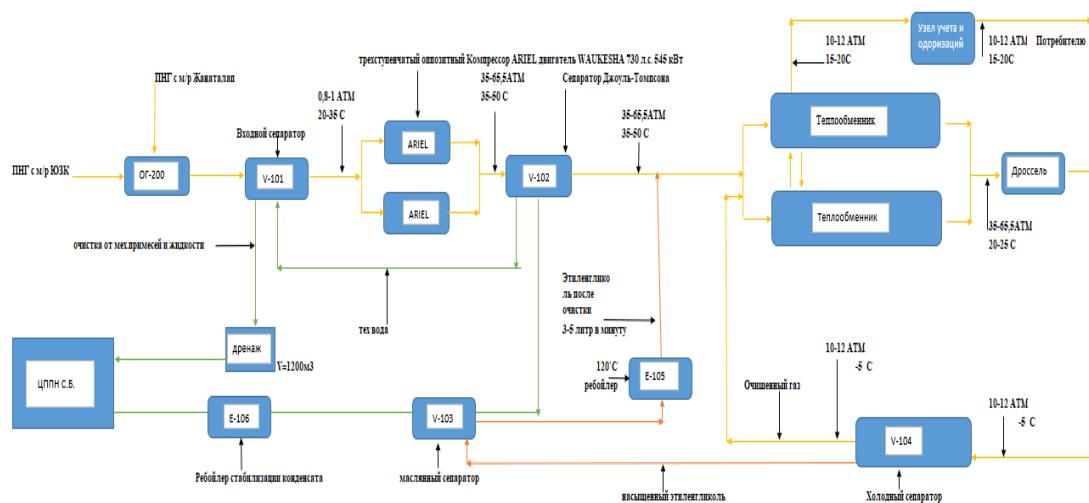
Для обеспечения надежности, системы сжатия состоят из 2 x 100% газовых компрессоров. Эти установки работают с приводом от газовых двигателей, 271 кВт согласно HYSYS. Используются три стадии сжатия с промежуточным воздушным охлаждением.

Для выполнения требований ГОСТ 5542-87 для экспортного газа, выбрана установка Джоуля-Томпсона (JT) с закачкой этиленгликоля.

Отделившиеся жидкие углеводороды нагреваются до 48,6°C и направляются на стабилизационную колонну. Поток разделяется и примерно 21% потока используется для охлаждения потока в нижней части стабилизационной колонны и для уменьшения нагрузки ребайлера до менее 40 кВт. Ребайлер нагревается с помощью электрического нагревателя. Протоколы испытаний состава очищенного газа УПГ приложены в приложении. Компонентный состав очищенного газа для расчета ЗВ принят на основе протокола испытаний очищенного газа за 7 месяцев (значение - среднее).

Принципиальная схема УПГ представлена на рисунке 8.4.

Технологическая схема Установки подготовки газа м/р С.Балгимбаева



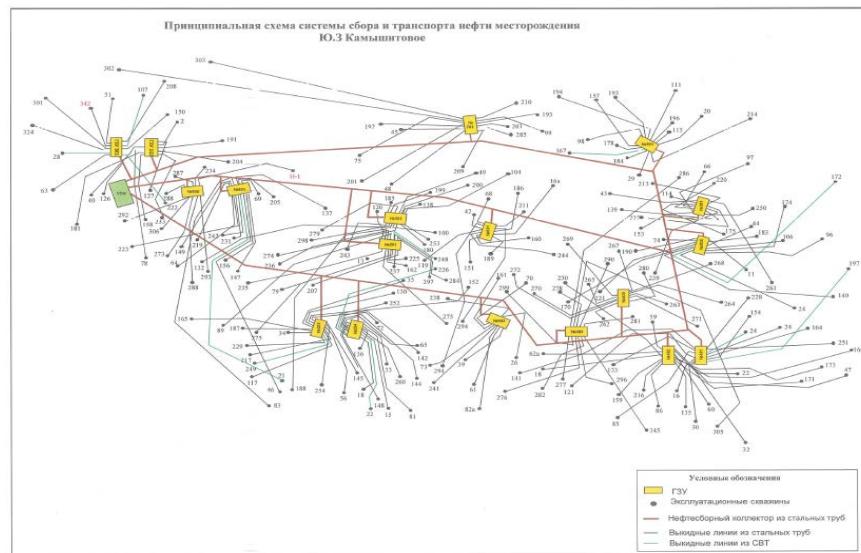
#### Рисунок 8.4 - Принципиальная схема УПГ С.Балгимбаев

## **Месторождение Ровное**

Месторождение Ровное находится в консервации.

## **Установка подготовки нефти месторождения Камышитовое Юго-Западное**

Продукция скважин добывающего фонда месторождения Камышитовое Юго-Западное поступает на АГЗУ в кол-ве 18 единиц. С автоматических групповых замерных установок скважинная продукция по трем нефтесборным коллекторам поступает на УПН ступень сепарации – отделение газа от жидкости в нефтегазосепараторы НГС №1, №2 объемом  $V=25$  м<sup>3</sup>. Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Камышитовое Юго-Западное представлена на рисунке 8.5.



**Рисунок 8.5 - Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения  
Камышитовое Юго-Западное**

С НГС №1, №2 нефтяная эмульсия жидкость поступает на печи подогрева ПТ-16/150, в количестве 5-ти единиц. Подогретая до  $T=50^{\circ}\text{C}$  нефтяная жидкость направляется на конечную ступень сепарации (КСУ). После КСУ скважинная продукция поступает в технологический РВС – 2000 №2 на отстой, где происходит предварительное отделение воды от нефти.

Отсепарированный газ с КСУ, поступает на сетчатый газовый сепаратор ГС 1-1,6-800-1 на осушку от водяной взвеси. Осущененный газ после ГС используется на внутренние нужды в подогревателях ПТ 16/150, котельной.

С месторождения Ю.В.Новобогатинск газонефтяная смесь по нефтесборному коллектору поступает в НГС №4 (НГС-1-1,6-1600). Давление в нефтегазовых сепараторах поддерживается автоматически регулирующим клапаном, установленным на выходном газопроводе, по которому газ с сепараторов направляется на УПГ С.Балгимбаев.

Жидкость с НГС №4 через счетчик расхода жидкости марки «OPTIMASS 1400C S50», направляется на отстой в технологический резервуар РВС -2000 №3.

Газ месторождения Ю.В.Новобогатинск поступает в НГС 1,6-4,0-12,5 №3, через узел замера «OPTISWRL 4200» транспортируется по газопроводу на УПГ С.Балгимбаев.

Нефть месторождения Ю.В.Камышитовое поступает в технологический резервуар РВС – 2000 №1, №2, где при отстое происходит предварительное отделение нефти от воды в товарный резервуар РВС-2000 №4.

Технологической схемой предусмотрено: из резервуара №2 нефтяная жидкость по переточной линии поступает в РВС-2000 №1, из резервуара №1 нефть забирается технологическими насосами ЦНС 60/66 №1, №2 и закачивается в товарные резервуары РВС-2000 №4, №5.

По существующей схеме: нефть из технологических резервуаров РВС-2000 №1, №2 по переточной линии  $H=8,5\text{м}$  поступает в РВС-2000 №5, по переточной линии  $H=6,8\text{м}$  поступает в РВС-1000 №4. Откуда подготовленная нефть месторождений Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое, Ю.В.Новобогатинск из товарных резервуаров №4, №5, №3 откачивается насосами ЦНС 180/128 №3, ЦНС 180/170 №4 через узел учета – счетчик расхода жидкости «OPTIMASS 1400C S50» по межпромысловому нефтепроводу откачивается на ЦППН С. Балгимбаев для подготовки в соответствии с СТ РК 1347-2005 и сдачи в АО «КазТрансОйл».

Пластовая вода с технологических резервуаров сбрасывается водяной резервуар РВС-2000 №6. С водяного резервуара РВС-2000 №6 поступает на прием насосов системы ППД ЦНС 300/600 №1, №3, ЦНС 180/425 №2. Далее вода, через счетчик воды типа «SITRANS F M MAG 60001/310», направляется на ВРП, где происходит распределения

воды по нагнетательным скважинам.

Принципиальная технологическая схема установки подготовки нефти по УПН Камышитовое Юго-Западное представлена на рисунке 8.6.

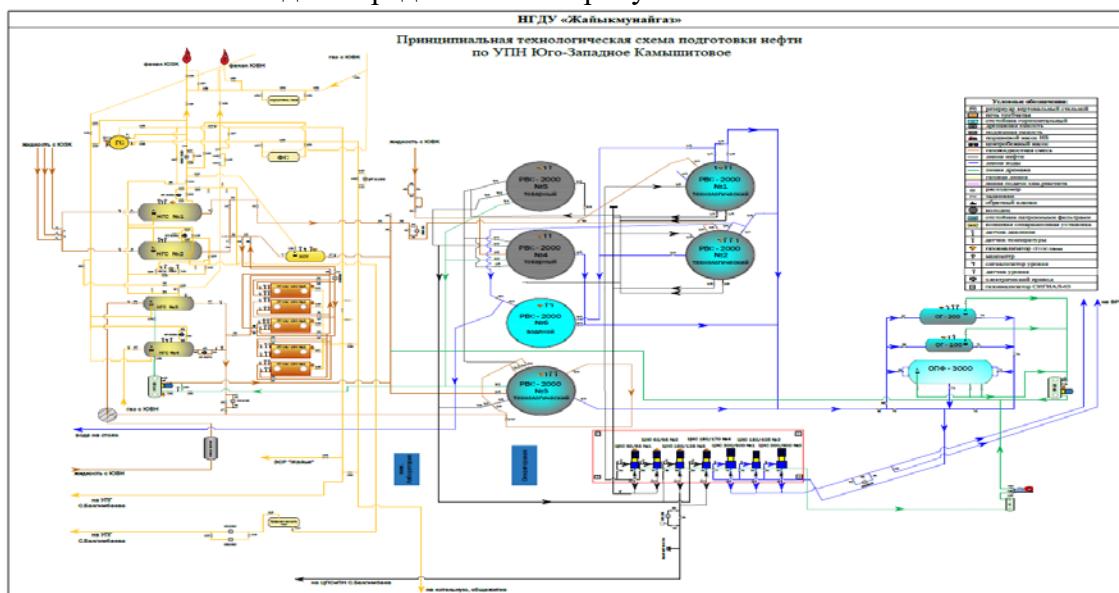


Рисунок 8.6 – Технологическая схема УПН месторождения Юго-Восточное Западное

### Сборный пункт нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное

Сбор скважинной продукции скважин юго-восточного крыла осуществляется на сборном пункте месторождения ЮВК.

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые замерные установки АГЗУ №212, №214, №217, №219, где осуществляется замер дебита каждой скважины.

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения ЮВК представлена на рисунке 8.7.

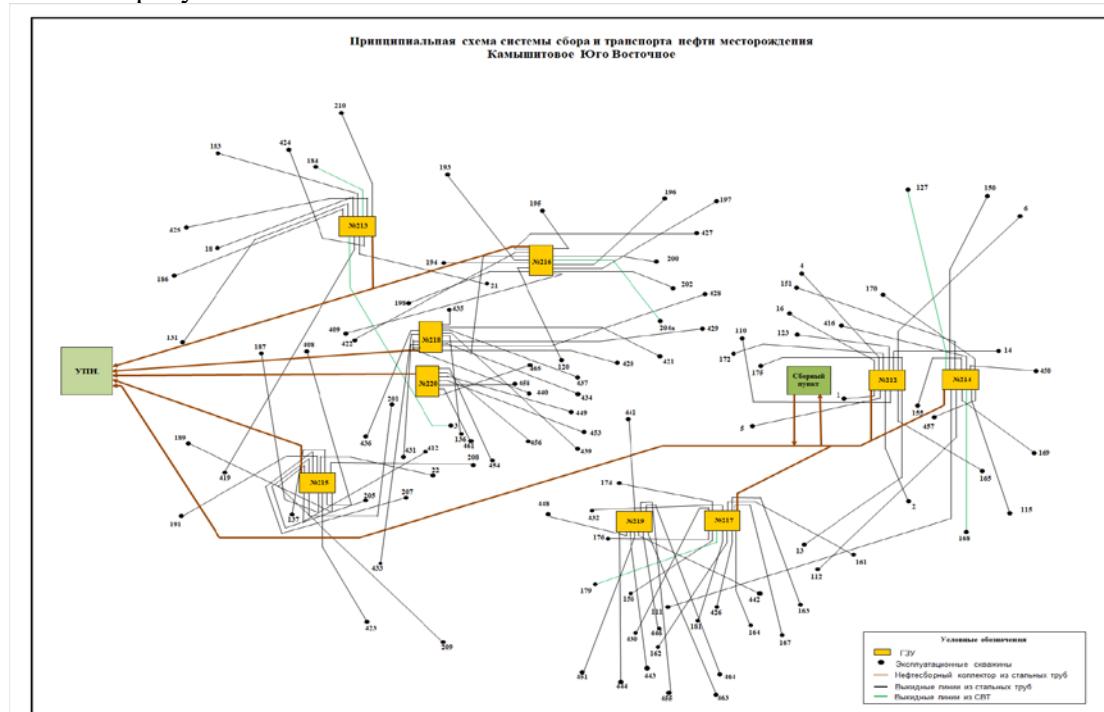


Рисунок 8.7 - Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное

После замера жидкость по нефтяному коллектору Ø159x6 поступает в

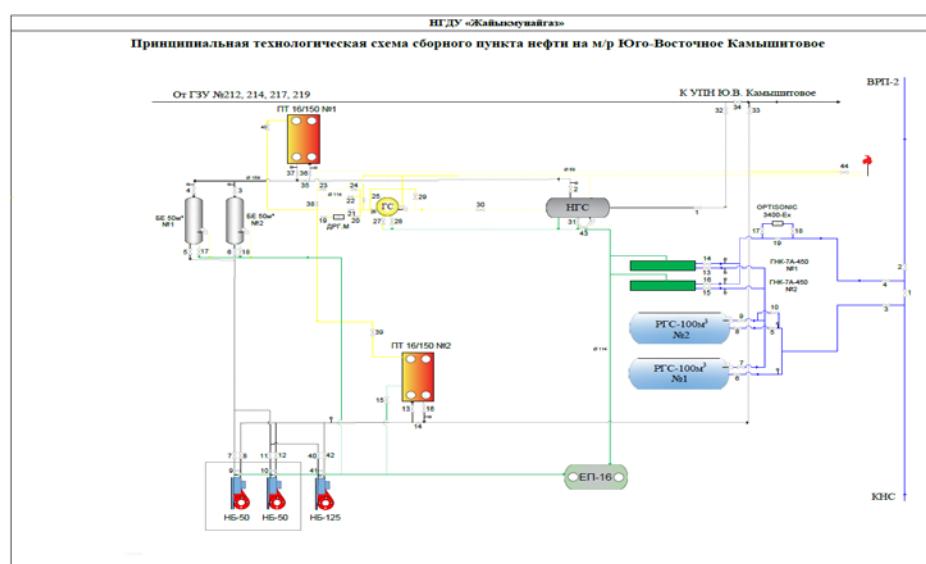
нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-1600-1 ( $V=12,5\text{м}^3$ ), где происходит отделение газа от жидкости.

Выделившийся в нефтегазосепараторе газ поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-800-1 ( $V=1,6\text{м}^3$ ) на осушку, который полностью используется на подогревателях нефти ПТ 16/150 №1, №2.

С нефтегазосепаратора разгазированная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1 и с  $T = 60^\circ\text{C}$  поступает в два параллельных горизонтальных резервуара РГС №1  $V=48\text{м}^3$ , РГС №2  $V=52\text{м}^3$ .

Из РГС нефтяная эмульсия поступает на прием насосов типа НБ - 50 №1, №2 и прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №2 и с  $T=40-45^\circ\text{C}$  на УПН для дальнейшей подготовки нефти. Сброс дренажных остатков с РГС, НГС, ГС, ПТ на сборном пункте осуществляется в подземную дренажную емкость ЕП-16, откуда закачивается в систему подготовки нефти.

Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождения Камышитовое Юго-Восточное представлена на рисунке 8.8.



**Рисунок 8.8 – Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождения УПН ЮВК**

На УПН Ю.В.Камышитовое откачиваемая нефтяная жидкость:

- ☒ со сборного пункта(СП) с АГЗУ №212, №214, №217, 219 одним потоком поступает на ПТ-16/150 №3;
- ☒ с АГЗУ №213, №216, №215, №218, №220 по нефесборным коллекторам Ø159x6 поступает жидкость с АГЗУ в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа. Рвхода = 2,3-2,8 кгс/см<sup>2</sup>, Рвыхода=1,9-2,3 кгс/см<sup>2</sup>.

По нефесборным трубопроводам Ø159x6 поступает нефтегазовая эмульсия с АГЗУ №213, 216, 215, 218, 220 в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа.

Перед нефтегазосепараторами с БР-2,5 в коллектор дозируется деэмульгатор марки «Рандем».

С нефтегазосепараторов нефтяная эмульсия прокачивается через подогреватель ПТ 16/150 №1, №2. Нефтяная эмульсия с печей ПТ 16/150 №1, №2 с  $T = 40-45^\circ\text{C}$  выходят и поступают на ОГ-200, где происходит разделение нефти и воды.

Попутно-пластовая вода с отстойника ОГ-200 поступает в отстойник ОПФ-3000/6 с патронным фильтром на подготовку, где очищается пластовая вода от механических примесей.

Нефтяная эмульсия со сборного пункта подогревается с помощью ПТ 16/150 №3 и

соединяется с общим коллектором, которая поступает на РВС №1 (технологический).

Из резервуара №1 нефть через переточную линию поступает в резервуар №2 и насосами внешней откачки типа ЦНС-180/128 №1(резерв), №2, обводненностью до 1% откачивается по нефтепроводу Ø159х6мм через счетчик расхода нефтяной эмульсии марки «KROHNE OPTIMAS 1400» в УПН месторождения Камышитово Юго-Западное. Пластовая вода, подготовленная отстойнике ОПФ 3000/6, поступает насосам марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2 (резерв), и через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается с целью ППД в через нагнетательные скважины в пласт.

Отделившаяся пластовая вода с РВС №1, №2 поступает в РВС №3 (вода). Пластовая вода, с РВС №3 с помощью насосных установок марки ГНК 8-1700-600 №1 и №2 (резерв) и через счетчик расхода воды марки «KROHNE OPTISONIC 3400C-Ex» закачивается в систему ППД.

Технологическая схема установки подготовки нефти месторождения Камышитово Юго-Восточное представлен в рисунке 8.9.

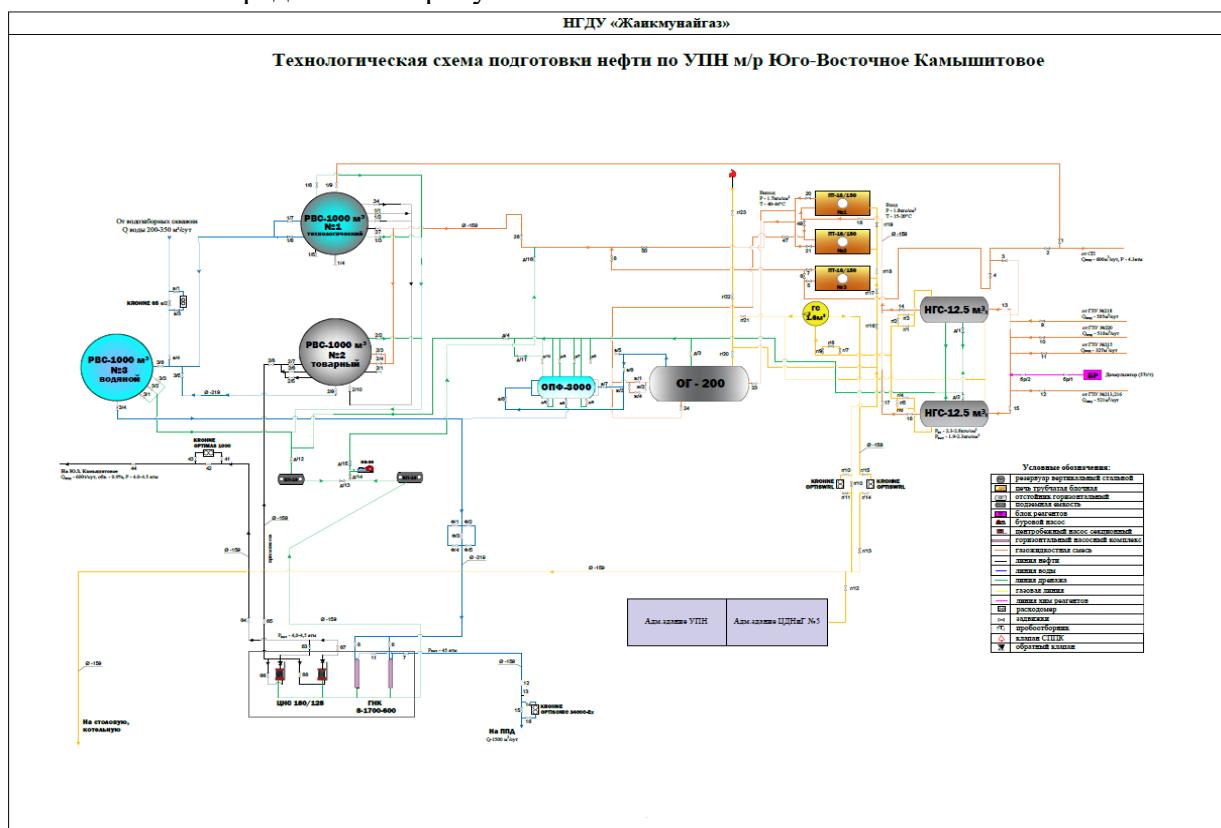


Рисунок 8.9 – Технологическая схема УПН месторождения Юго-Восточное Камышитовое

### Месторождения Юго-Восточный Новобогатинск и блок Лиман

Газожидкостная смесь с добывающих скважин по выкидным трубопроводом направляется на групповую замерную установку (ГЗУ) ОЗНА-Импульс 40-14-400. Далее, газожидкостная смесь с групповых замерных установок по нефтесборному коллектору диаметром Ø159х6мм поступает в ОГ-100, где производится отстаивание газожидкостной смеси и отделение газа. Выделившийся в ОГ-100 газ давлением  $P=2,8-3$  кгс/см<sup>2</sup> поступает в газосепаратор ГС №1, где производится удаление жидкой фазы и механических примесей из потока газа. С ГС газ через расходомер газа марки «ДРГ М-1600» поступает на УПН (Установка подготовки нефти) месторождения Камышитово Юго-Западное (ЮЗК).

С ОГ-100 нефтяная эмульсия давлением  $P=2,2-2,4$  кгс/см<sup>2</sup> поступает на мультифазные насосные станции №1 и №2 (1 – рабочий, 1 - резервный), и далее транспортируется по нефтепроводу Ø159мм, протяжённость 12 км на УПН месторождения «Ю.З.Камышитовое».

На установке подготовки нефти месторождения Юго-Западное Камышитовое производится предварительная подготовка нефти месторождения Юго-Восточное Камышитовое, Юго-Восточное Новобогатинское и Юго-Западное Камышитовое. Для сдачи и

подготовки нефти до товарного качества с соответствием СТ РК 1347-2005 скважинная продукция ЮВК, ЮЗК и ЮВН транспортируется по нефтепроводу на ЦПС и ПН месторождения С.Балгимбаев.

Сырой газ месторождения «Новобогат Юго-Восточный» (надкарнизный) и «Ю.В.Новобогатинск» (подкарнiz) поступает по газопроводу на месторождение «Ю.З.Камышитовое» в ГПЭС для выработки электроэнергии.

Технологическая схема сборного пункта Новобогатинское Юго-Восточное представлена на рисунке 8.10.

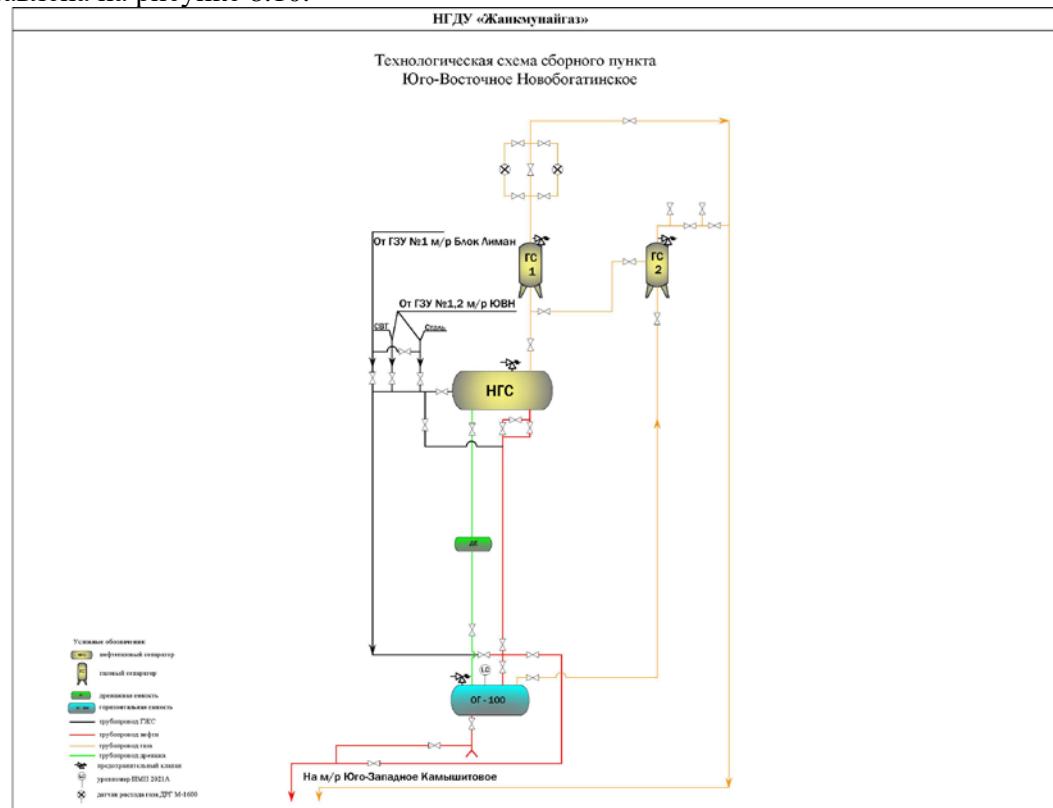


Рисунок 8.10 – Технологическая схема сборного пункта месторождения Новобогат Юго-Восточный

### Месторождение Центральный Новобогат

Месторождение Центральный Новобогат находится в консервации.

### Месторождение Жанаталап

Системе сбора на месторождении Жанаталап представляет собой комплексную разветвлённую сеть из трубопроводов. Сооружения системы нефтесбора предназначены для сбора нефтяной жидкости с эксплуатационных скважин, транспортировки по выкидным линиям, замера дебита каждой скважины и дальнейшего поступления на СП и участка подготовки нефти (УПН) Жанаталап.

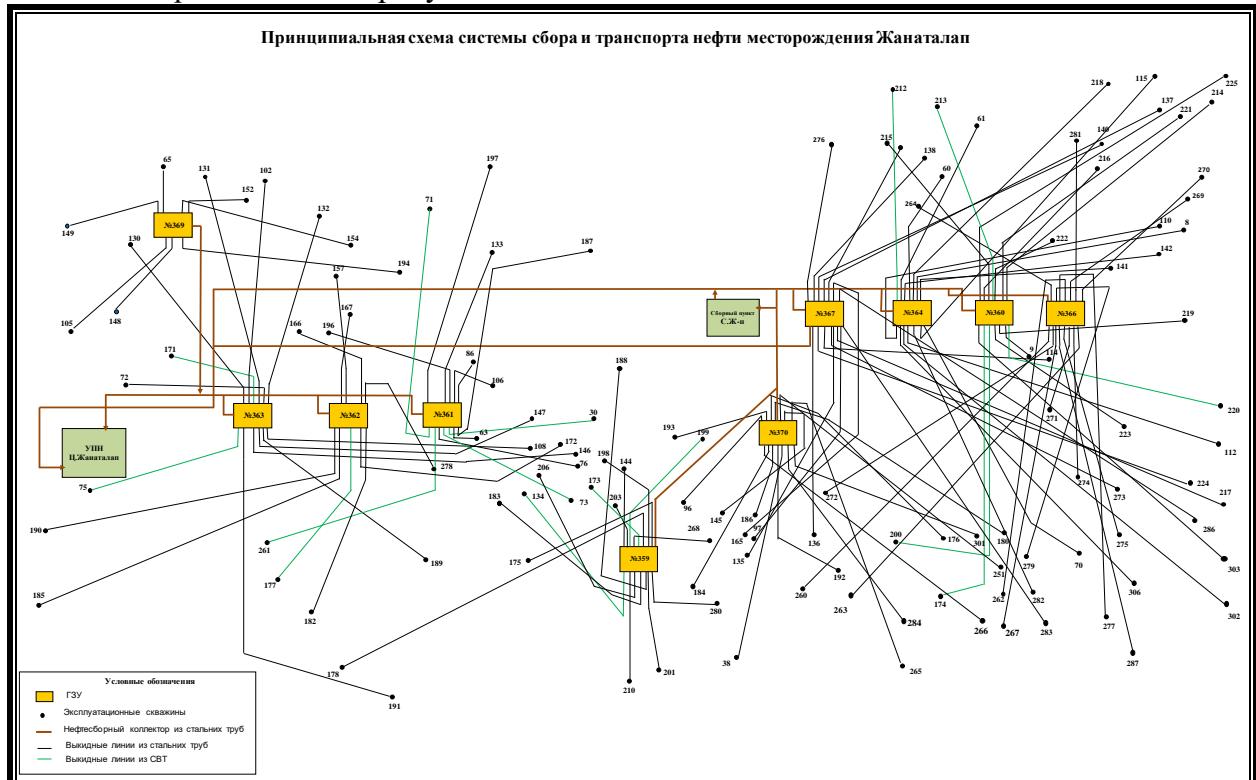
Система сбора месторождения «Жанаталап» эксплуатируется:

- Ц.Жанаталап с применением герметизированной, однотрубно-самотечной
  - С.Жанаталап с применением герметизированной, однотрубно-напорной
- системой сбора и транспортировки скважинной продукции, с автоматизированными групповыми сепарационно-замерными установками (АГЗУ).

Скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Жанаталап» за счет энергии создаваемой внутрискважинными насосами, по выкидным линиям диаметром Ø73, 89, 114 мм поступает на приём 10-и единиц АГЗУ. На АГЗУ проходит процесс сепараций и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматически периодическом или ручном режиме работы.

Технологическая схема системы сбора скважинной продукции месторождения

Жанаталап представлена на рисунке 8.11.



**Рисунок 8.11 - Схема системы сбора и транспорта скважинной продукции м/р «Жанаталап»**

С АГЗУ газожидкостная смесь месторождения Жанаталап транспортируется двумя потоками.

- по первому потоку продукция 55-и нефтедобывающей скважины месторождения «Ц.Жанаталап» с 5-и автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №359, 361, 362, 363 и №369, по двум нефтесборным трубопроводам Ø159x6 мм давлением 2-2,5 кгс/см<sup>2</sup>, поступает на приём нефтегазосепаратора УПН «Жанаталап».
- по второму потоку продукция 71-й нефтедобывающей скважины северного крыла месторождения «Жанаталап» с 5-и автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №360, 364, 366, 367, 370, по нефтесборным трубопроводам Ø219x7 мм давлением 1-1,2 кгс/см<sup>2</sup> поступает на приём мультифазных насосных станций (МФНС) СП «С.Жанаталап».

На АГЗУ №366 осуществляется дозированная подача химического реагента марки Рандем-2204 в объеме 8-10 г/т.

#### Описание технологической схемы СП «Северный Жанаталап»

Насосами МФНС в количестве 9 единиц (7 - рабочих, 2 - резервных) давлением Р=5,8-6 кгс/см<sup>2</sup> газожидкостная смесь перекачивается в НГС-1,6-1600-2 №2 для отделения нефтяного газа от газожидкостной смеси. Пройдя процесс сепарации, далее нефтяная эмульсия через оперативный узел учета прокачивается по нефтяному коллектору Ø219 мм, протяженностью 2,55 км в УПН «Жанаталап» на приём РВС-№3 2000 м<sup>3</sup>.

Выделившийся с НГС отсепарированный попутно нефтяной газ поступает в газосепаратор ГС-1-1,6-800-1 №2 для очистки газа от мех. примесей и осушки от влаги. Предварительно подготовленный сырой газ используется на собственные нужды, в качестве топлива для печей подогрева и установки ГНВТ, а также на социально бытовые нужды котельной в зимний период (для обогрева зданий и горячего водоснабжения). Оставшийся газ транспортируется по газопроводу Ø140x12,7 мм, протяженностью 13,4 км на участок подготовки газа (УПГ) на месторождении «С.Балгимбаева».

Сброс дренажа, а также при необходимости опорожнения или вывода сепараторов на ремонт, сброс с аппаратов осуществляется в дренажную систему на ЕП-12,5 м<sup>3</sup> №3. Откачка с ЕП производится с помощью насоса НВЕ-50/50 на приём насосов МФНС.

При избыточном давлении сброс газа с предохранительных клапанов (ССПК) осуществляется в факельную систему.

Технологическая схема СП «Сев. Жанаталап» представлена на рисунке 8.12.

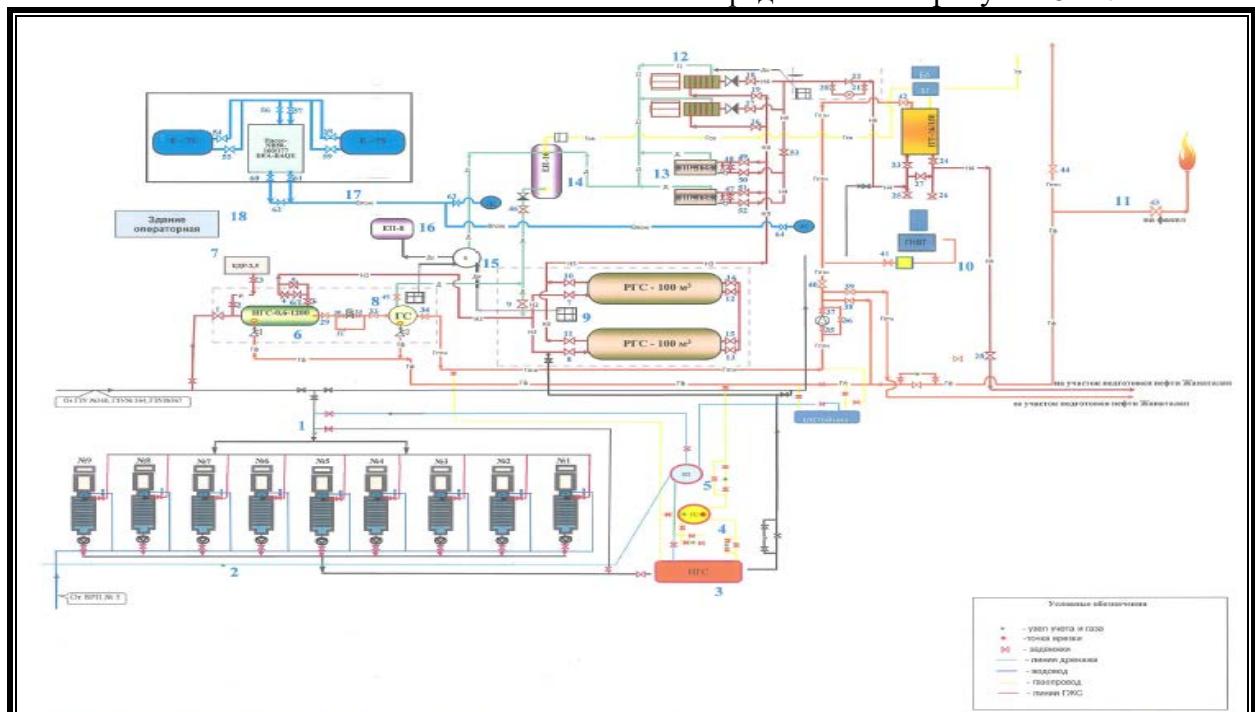


Рисунок 8.12 - Принципиальная схема сборного пункта «Северный Жанаталап»

### Описание технологической схемы УПН Жанаталап

Газожидкостная смесь с групповых замерных установок месторождения Жанаталап по нефтесборному коллектору Ø219 поступает на УПН Жанаталап в нефтегазосепаратор НГС, где производится отделение газа от продукции нефтяных скважин.

Перед НГС производится подача деэмульгатора «ИКHLAS-1» с БР-2,5. Отделившийся на нефтегазосепараторе газ по газопроводу Ø114 мм поступает на осушку в газосепаратор ГС и после очистки от жидкости попутный газ направляется на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3 и на социально-бытовые нужды (столовая, котельная, операторская).

В операторскую ПНГ (попутно-нефтяной газ) поступает в ГРПШ (газ регулирующий пункт шкафной), и подается в столовую и котельную.

Нефтяная жидкость с нефтегазосепаратора поступает на печи ПТ 16/150 №1, 2, 3 для подогрева смеси. С печи подогрева ПТ 16/150 №1, №2, №3 нефтяная эмульсия поступает РВС-2000 №3 (технологический резервуар). А также в РВС-2000 №3 поступает нефтяная жидкость с сборного пункта Жанаталап Северный.

Далее нефтяная смесь поступает в РВС-2000 №3. С РВС-2000 №3 отстоявшаяся нефть поступает в товарный резервуар №2 V=1000м3.

С товарного резервуара нефти №2 после отстоя и проведения аналитического контроля на качество, подготовленная нефть насосами ЦНС 180/170 №1, №2, (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через оперативный узел учета нефти (ОУУН) по нефтепроводу «Жанаталап – С.Балгимбаев» СВТ Ø150мм откачивается на ЦППН С.Балгимбаев для окончательной подготовки нефти до товарной кондиции и сдачи ее систему в АО «КазТрансОйл».

Отделенная вода поступает в резервуар РВС-1000 №1. Далее с помощью насосной установки ЦНС-180/425 №1, №2 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») через водораспределительные пункты закачивается в скважины нагнетательного фонда.

Технологическая схема УПН Жанаталап представлена на рисунке 8.13.

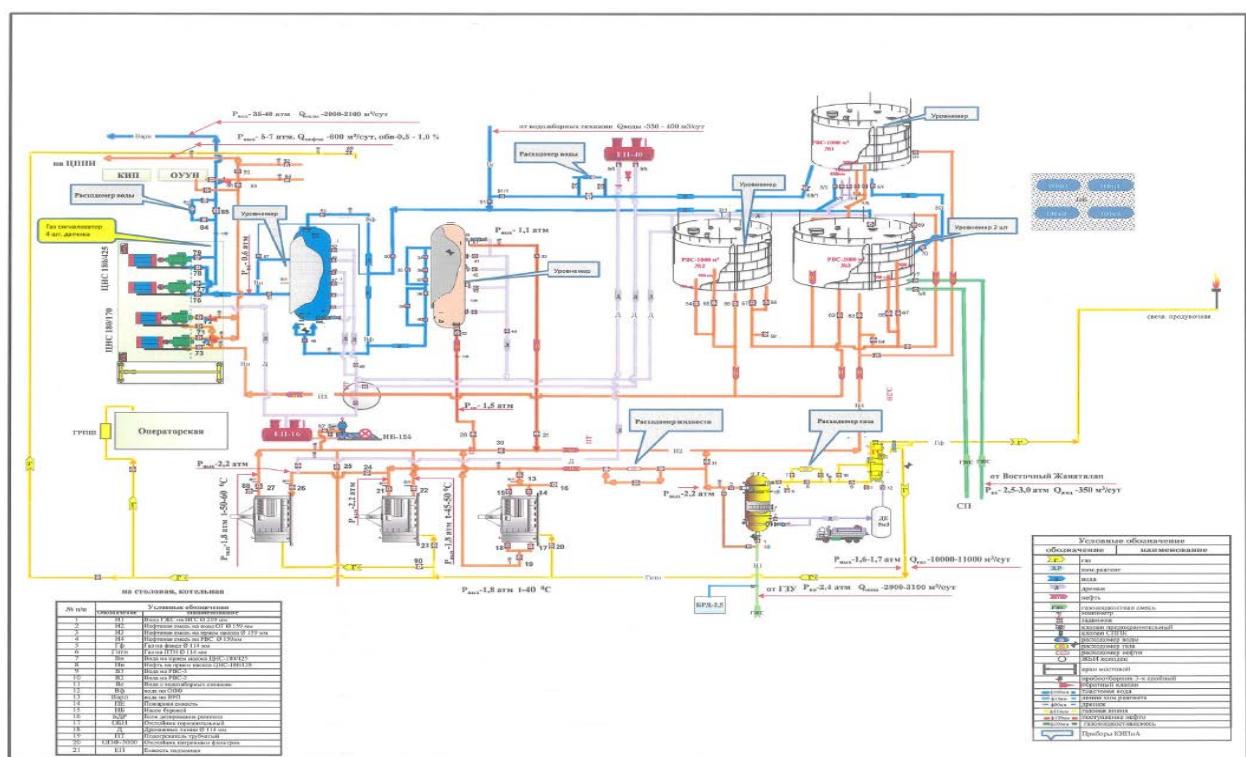


Рисунок 8.13 – Принципиальная технологическая схема УПН «Жанаталап»

### Месторождение Гран

Система сбора месторождения «Гран» эксплуатируется с применением герметизированной, однотрубно-самотечной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с автоматизированными групповыми сепарационно-замерными установками (АГЗУ).

Скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Гран» за счет энергии создаваемой внутрискважинными насосами, по выкидным линиям диаметром Ø73, 89 и 114 мм поступает на приём 4-х единиц АГЗУ. На АГЗУ проходит процесс сепараций и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматически периодическом или ручном режиме работы.

На месторождении «Гран» эксплуатируется АГЗУ марки (Спутник Б 40-14\*500 - 3 единицы, АМ 40-8\*400 - 1 единица).

С АГЗУ продукция 41 добывающей скважины по трём нефтесборным коллекторам ф159х6 м, давлением Р=2,5-3,0 кгс/см<sup>2</sup> поступает на УПН «Гран», для дальнейшей предварительной подготовки.

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Гран с давлением 1,2-1,4 атм, содержанием газа по нефтесборному коллектору поступает в нефтегазосепаратор НГС 1-1,6-2000-1 для отделения газа от продукции нефтяных скважин. Перед НГС производится подача деэмульгатора. Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождения Гран представлена на сриунке 8.14.

Отделившийся газ поступает на осушку в газосепаратор ГС 1-1,6-800-1 и после окончательной очистки от жидкости используется на печах подогрева нефти ПТ-16/150 №1, №2, №3, №5, ПНЭ-2,7 №4 (3-ед в работе, 2-ед в резерве) и котельной.

С нефтегазосепаратора разгазированная нефтяная эмульсия через печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2, №3, №5, ПНЭ-2,7 №4, где нагревается до 45-50°C поступает в технологический резервуар РВС-1000 №2, откуда после отстоя через переточную линию 9м или 5,5м поступает в РВС-1000 №1.

С РВС-1000 №1 нефтяная эмульсия насосами ЦНС-180/128 №1, №2 (1 насоса «рабочий», 1 насос в «резерве») через узел замера, с давлением 12,0 атм, содержанием хлористых солей 860-1170 мг/л, обводненностью 0,5-1,0% по нефтепроводу Ø150 мм протяженностью 17,7 км «Гран – С.Балгимбаев» откачивается на ЦПСиПН месторождения С.Балгимбаев.

Пластовая вода, сброшенная с резервуара в процессе подготовки, поступает в горизонтальный отстойник ОГ-100 №1 насосами ЦНС-60/330 №1, №2 с давлением 30,0-31,0 атм закачивается в систему ППД.

Существующая принципиальная УПН Гран представлена на рисунке 8.14.

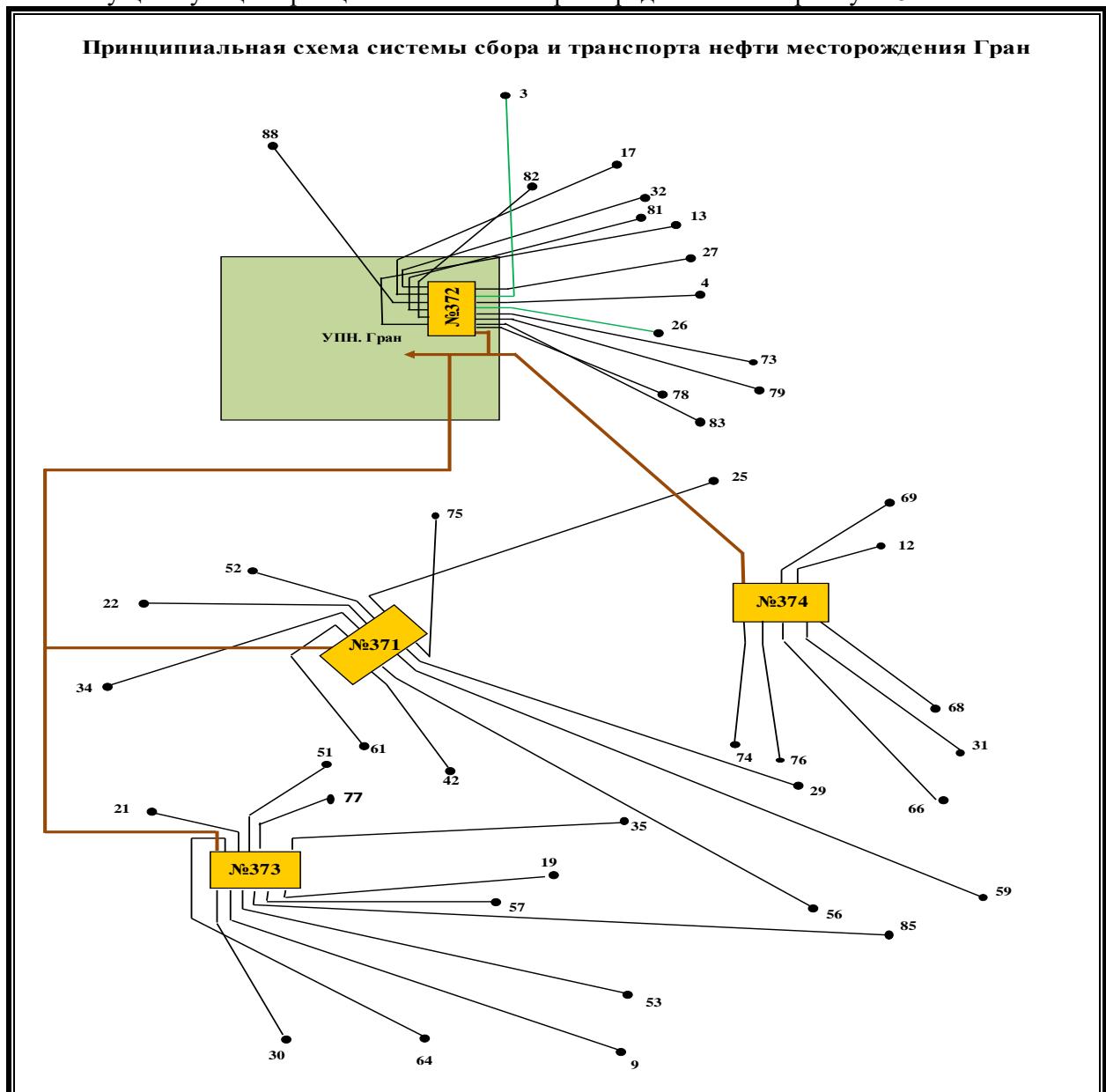


Рисунок 8.14 Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождения Гран



Рисунок 8.15 Существующая принципиальная схема УПН Гран

### Месторождения Забурунье

Система сбора месторождения «Забурунье» эксплуатируется с применением герметизированной, однотрубно-самотечной системы сбора и транспортировки скважинной продукции, с автоматизированными групповыми сепарационно-замерными установками (АГЗУ).

Скважинная продукция добывающего фонда месторождения «Забурунье» за счет энергии создаваемой внутрискважинными насосами, по выкидным линиям диаметром Ø73, 89, 110 и 114 мм поступает на приём 9-и единиц АГЗУ. На АГЗУ проходит процесс сепараций и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматически периодическом или ручном режиме работы.

Далее с АГЗУ газожидкостная смесь месторождения «Забурунье» транспортируется двумя потоками.

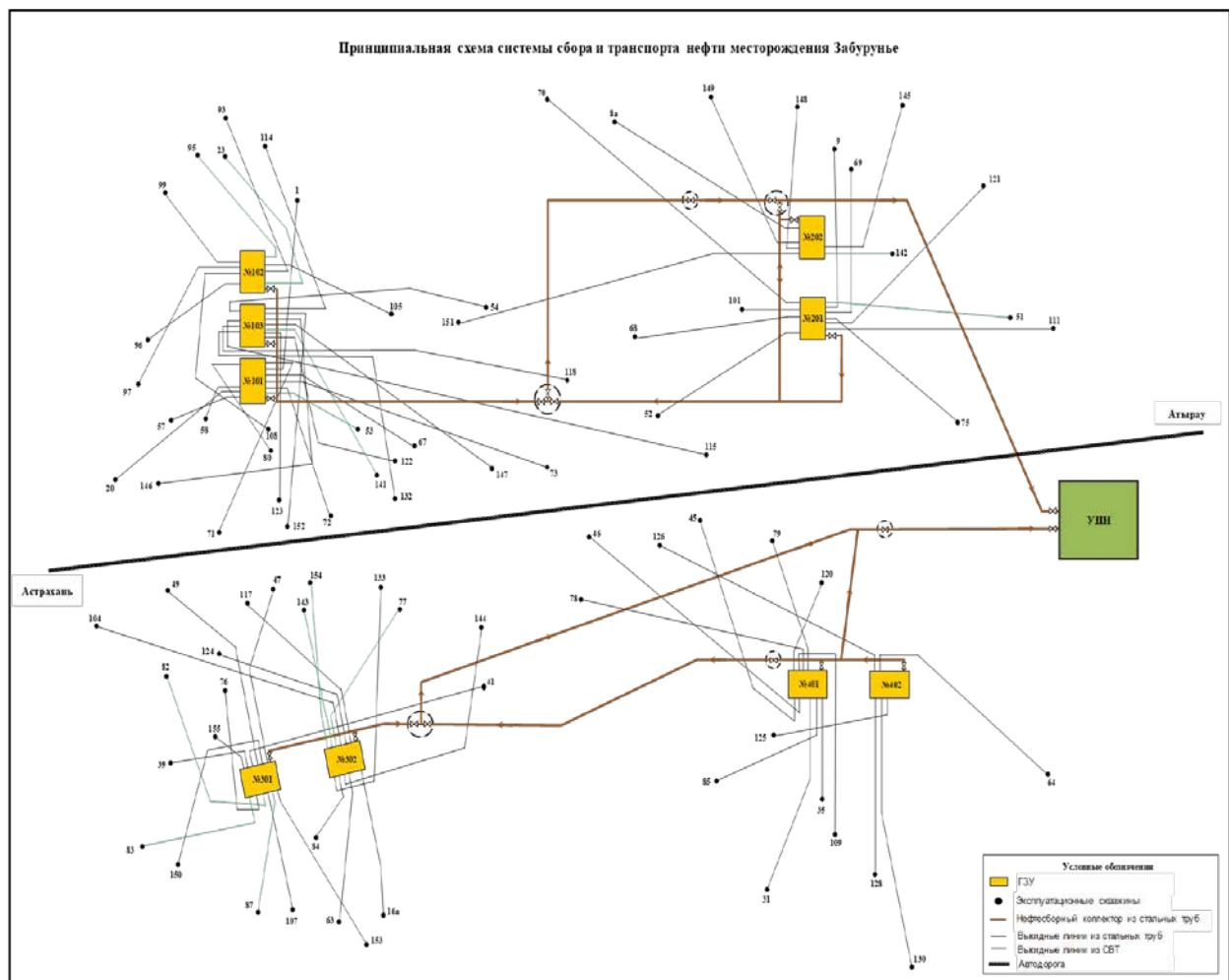
- по первому потоку продукция 45-и нефтедобывающих скважин месторождения «Забурунье» с 5-и автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №101, 102, 103, 201, 202 по нефесборным трубопроводам Ø273\*8 мм поступает на внутри промысловый нефтепровод НК-1 Ø219\*7 мм, и далее давлением 2-2,5 кгс/см<sup>2</sup> транспортируется на УПН «Забурунье».

На выходе с АГЗУ №103 осуществляется дозированная подача химического реагента марки Рандем-2204 в объёме: летний период 180 г/т; в зимний период 200-220 г/т.

- по второму потоку продукция 38-и нефтедобывающих скважин месторождения «Забурунье» с 4-х автоматизированных групповых замерных установок (АГЗУ) №301, 302, 401, 402 по нефесборным трубопроводам Ø273\*8 мм поступает на внутри промысловый нефтепровод НК-3 Ø219\*7 мм, и далее давлением 2-2,5 кгс/см<sup>2</sup> транспортируется на УПН «Забурунье».

На выходе с АГЗУ №301 осуществляется дозированная подача химического реагента марки Рандем-2204 в объёме: летний период 180 г/т; в зимний период 200-220 г/т.

Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения «Забурунье» представлена на рисунке 8.16.



#### **Рисунок 8.16 Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти на м/р «Забурунье»**

#### **Описание технологического процесса подготовки нефти на УПН «Забурунье».**

Сырьём для УПН «Забурунье» является продукция 83-х скважин месторождения Забурунье.

Газожидкостная смесь с 2-х нефтесборных коллекторов через задвижки №1, №2 и №4 общим потоком  $P=2-2,5$  кгс/см $^2$  поступает на нефтегазовый сепаратор НГС1-1,6-1600 №1, где происходит отделение жидкости от газа. Отделившийся попутно-нефтяной газ (ПНГ) с НГС №1 поступает на газовый сепаратор ГС-1,6-800 для очистки газа от мех. примесей и осушки от влаги. Далее давлением  $P=1,6-1,8$  кгс/см $^2$  через датчик расхода газа ДРГ.М-400 подается на собственные нужды для потребления в печах подогрева ПТ-16/150.

Нефтяная эмульсия с НГС №1 через задвижку №12 разделяясь на два потока направляется на печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2 и ПТ-16/150 №4, №5.

При необходимости вывода установок НГС и ГС из технологического процесса или остановки на ремонт, предусмотрена байпасная линия. Газожидкостная смесь с нефтеуборных коллекторов двумя потоками через задвижки №5 и №6 направляется на печи подогрева ПТ-16/150 №1, №2 и ПТ-16/150 №4, №5.

Подогретая до  $T=45-50^{\circ}\text{C}$ ,  $P=1-1,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$  нефтяная эмульсия с печей подогрева поступает в технологические резервуары РВС-1000  $\text{м}^3$  №2 и РВС-2000  $\text{м}^3$  №3. Нефть с резервуара №2 через переточную линию Нверх.=9,9 м, Нниж.=5,8 м, и с резервуара №3 через переточную линию Нверх.=9,9 м, Нниж.=7,3 м технологическими насосами ЦНС 60/66 №4 и №5 (1 насос «рабочий», 1 насос «резервный») прокачивается через подогреватель ПТ-16/150 №3, далее подогретая до  $T=55-60^{\circ}\text{C}$ ,  $P=1-1,2 \text{ кгс}/\text{см}^2$  нефть поступает обратно в РВС-2000 №3. С резервуара №3 через переточную линию Нверх.=9,9 м, Нниж.=7,3 м технологическими насосами ЦНС 60/66 №4 и №5 перекачивается в

товарные резервуары РВС-1000 м<sup>3</sup> №1, РВС-2000 м<sup>3</sup> №4, РВС-2000 м<sup>3</sup> №5. (на данный момент товарные резервуары РВС №1 и №4 ожидают списания, планируется строительство одного резервуара V-2000 м<sup>3</sup>).

По мере заполнения товарных резервуаров, производится откачка подготовленной нефти (обводненностью до 1% и содержанием хлористых солей до 2000 мг/дм<sup>3</sup>) насосами внешней перекачки НБ-125 №1, №2 и №3 через кориолисовый массовый расходомер KROHNE «OPTIMASS-1400 S50», по нефтепроводу ф273\*8 «Забурунье – С.Балгимбаев», протяженностью L-80 км на ЦПС и ПН С.Балгимбаева для дальнейшей подготовки и сдачи. Давление на выходе насосов внешней откачки варьируется в пределах 10-40 кгс/см<sup>2</sup>.

Сдача нефти сторонних организаций согласно договорам, производиться по утвержденному ежемесячному графику в РВС-2000 м<sup>3</sup> №5.

Пластовая вода, дренируемая с технологических резервуаров №2, №3 собирается в резервуарах №6 и №7 V=2000 м<sup>3</sup>, откуда перекачивается с помощью резервных насосов ЦНС-180/425 (2 единицы) или подпорных консольных насосов, предназначенных для повышения давления на приём насоса ГНК 8-4000-500, для дальнейшей закачки в систему ППД через счётчик расхода жидкости KROHNE «UFM 500K-Eex», давлением Р=38-40 кгс/см<sup>2</sup> на выходе.

Дренажная система на территории УПН Забурунье предусматривает:

о сброс дренажа с резервуарного парка, и утечек с сальников насосов производиться в дренажную емкость ЕП-16 м<sup>3</sup>, откачка ёмкости подземной осуществляется насосом НБ-125 №6 в технологический резервуар РВС-2000 м<sup>3</sup> №3;

о сброс дренажа с технологических аппаратов НГС и ГС, а также в случае аварийных ситуаций производиться в дренажную емкость ЕП-12,5 м<sup>3</sup>, откачка ёмкости подземной осуществляется насосом НВЕ-80FY/50 в технологический трубопровод на приём печей подогрева ПТ-16/150 №1, №2.

Объем добываемого попутного нефтяного газа с месторождения «Забурунье», используется для обеспечения бесперебойной работы печей подогрева (5-единиц) на УПН «Забурунье». На нужды котельной в зимний период (для обогрева зданий и горячего водоснабжения) применяется товарный газ с УПГ «С.Балгимбаева». Газ транспортируется по действующему газопроводу Ø110\*10мм протяженностью 80 км, поступает в шкафной газорегуляторный пункт (ШРП) на УПН «Забурунье», далее через датчик расхода газа ДРГ.М-400 используется на социально-бытовые нужды.

Технологическая схема УПН «Забурунье» представлена на рисунке 8.17.

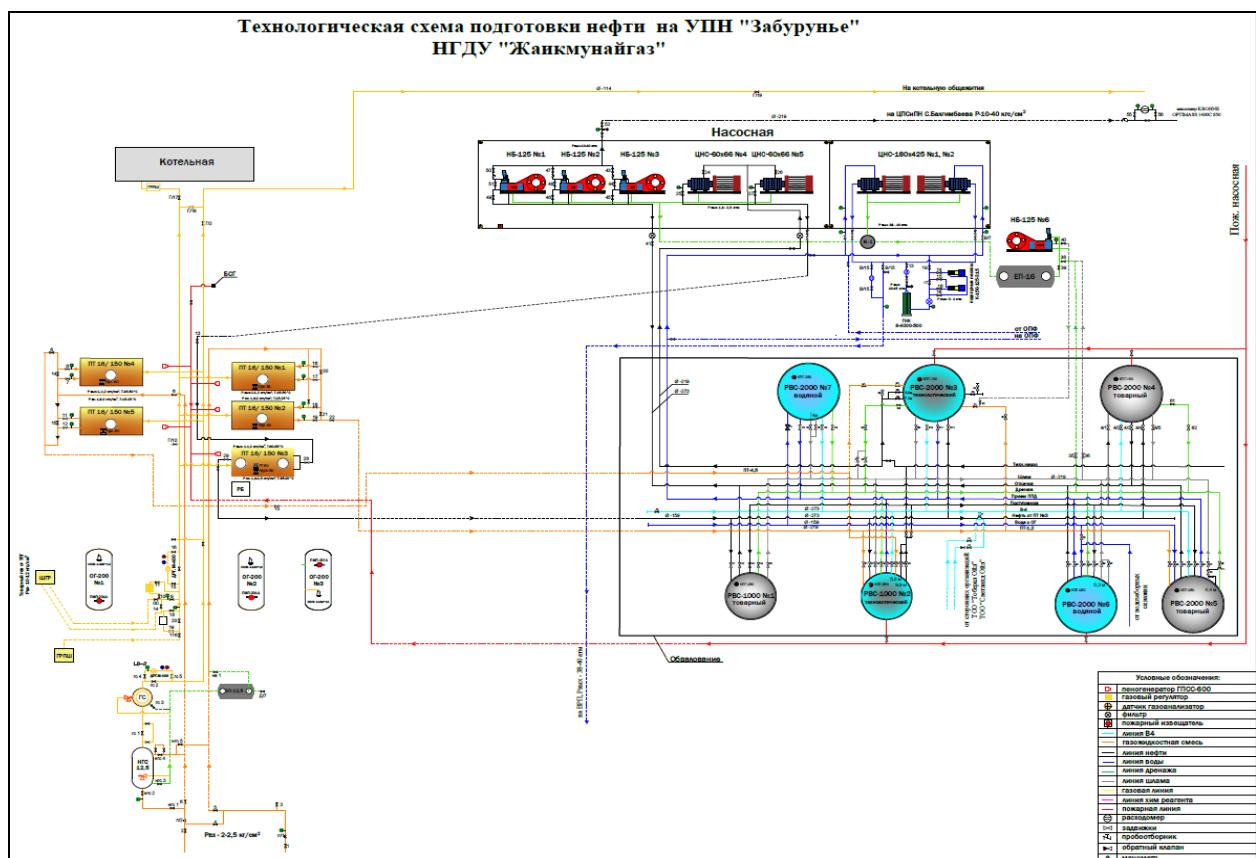


Рисунок 8.167 Технологическая схема подготовки нефти на УПН «Забурунье»

## 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

На сегодняшний день технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту на месторождении не применяются.

## 8.4 Перспектива развития предприятия

Сведения о перспективном плане развития НГДУ «Жайыкмунайгаз» приняты в проекте согласно данным предоставленными 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 приложении. 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».

## 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 месторождениях НГДУ «Жайыкмунайгаз» 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, планово-предупредительный и капитальный ремонты оборудования с заменой на новое.

Характеристика залповых выбросов составлена в виде таблицы Приложения 2 к Методике определения нормативов эмиссий в окружающую среду №63.

**Таблица 8.9 - 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 Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период аварийных ситуаций**

Важную роль в обеспечении безопасности рабочего персонала, местного населения и охраны окружающей природной среды во время эксплуатации технологических оборудования играет система правил, нормативов, инструкций и стандартов, соблюдение которых обязательно руководителями и всеми сотрудниками компании и подрядчиков. При проведении работ необходимо уделять внимание монтажу, проверке и техническому обслуживанию всех видов оборудования, требуемых в соответствии с правилами техники безопасности и охраны труда, обучение персонала и проведение практических занятий.

На ликвидацию аварий затрачивается много времени и средств. Значительно легче предупредить аварию, чем ее ликвидировать. Поэтому при производстве планируемых работ необходимо уделять первоочередное внимание предупреждению аварий, а именно:

- обязательное соблюдение всех нормативных правил работ по эксплуатации и бурению скважин;
- периодическое проведение инструктажей и занятий по технике безопасности;
- своевременный ремонт нефтепроводов, выкидных линий, сточных коллекторов, осевых коллекторов;

- установка в стволях скважин клапанов-отсекателей для предупреждения открытого фонтанирования в аварийных ситуациях;
- все операции по заправке, хранению и транспортировке горючего и смазочных материалов должны проходить под контролем ответственных лиц и строго придерживаться правил безопасности;
- своевременное устранение утечек топлива;
- использование контейнеров для сбора отработанных масел.
- проведение рекультивации нарушенных земель, в том числе в соответствии с проектом строительства скважин;
- обеспечение движения транспортных средств в соответствии с разработанной транспортной схемой.

Считаем, что принятые проектные решения достаточны для уменьшения вероятности возникновения аварийных ситуаций.

### **8.8 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 8.10 - Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м3	ПДКм.р, мг/м3	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (M)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,362978364	3,6490986	91,227465
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,012138198	0,0717699	71,7699
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,0044167	0,002751	9,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	12,4457076969	95,00954339	2375,23858
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,0004333	0,0136656	0,091104
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	6,62973689	71,90223622	1198,3706
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,0000821	0,0001231	0,001231
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	2,80609183	4,61399843	92,2799686
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,10284502495	14,0056003591	280,112007
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00867162546	0,29868908559	37,3361357
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	43,149425229	209,08653726	69,6955124
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00306981	0,0072975	1,4595
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	0,006890088	0,017325	0,5775
0410	Метан (727*)				50		2,982742909	52,369092077	1,04738184
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		12,76157976	430,73766272	8,61475325
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		2,443138148	90,25567799	3,0085226
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0342094	1,2756946	12,756946
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,1887078	1,378048	6,89024
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,9793002	6,2987571	10,4979285
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000003441	0,000008308	8,308

## ПРОЕКТ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ (НДВ) АО «ЭМБАМУНАЙГАЗ» ДЛЯ ПРОМПЛОЩАДОК НГДУ «ЖАЙЫКМУНАЙГАЗ» НА 2026 Г

1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1		3	0,2116127	0,71785	7,1785
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)		0,1		4	0,0008426	0,00475	0,0475
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5		4	0,2958135	0,955	0,191
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0,7		0,1539108	0,4876	0,69657143
1129	Триэтиленгликоль (3,6-Диоксаоктан-1,8-диол) (1290*)			1		0,28943094	9,12749401	9,12749401
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1		4	0,1827972	0,5554	5,554
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01	2	0,1673024	0,69637578	69,637578
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01	2	0,167969	0,77249004	77,249004
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35		4	0,1304794	0,403	1,15142857
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005		3	0,00053019134	0,01528703903	305,740781
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5	4	0,0216667	0,68328	0,45552
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндровое и др.) (716*)			0,05		0,00034306	0,000065	0,0013
2752	Уайт-спирит (1294*)				1	0,179627	1,0294984	1,0294984
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1		4	7,6835434	168,57313191	168,573132
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15	3	0,44102	4,66711548	31,1141032
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05	3	0,12469841	3,93248916	78,6497832
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	0,005042584	0,0741921	0,741921
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)			0,04		0,0144	0,1513728	3,78432
<b>В С Е Г О :</b>						<b>96,9931984</b>	<b>1173,839968</b>	<b>5039,37671</b>

## **8.9 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.;
- «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, 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.;
- Справочник «Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределения в воздухе».
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № КР 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;
- Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.

Утвержденные исходные данные Заказчиком приведены в приложении 11.

## 9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ

Метеорологические характеристики по району расположения месторождений НГДУ «Жайыкмунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» и приняты по данным метеостанции Исатайского 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, $\eta$	1,0
Средняя минимальная температура воздуха самого холодного месяца (февраль) за год	-8,8 $^{\circ}\text{C}$
Средняя максимальная температура воздуха самого жаркого месяца (июль) за год	+35,1 $^{\circ}\text{C}$
Годовое количество осадков за холодной период года (XI-III)	91,3 мм
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	83,1 мм
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве	23 м/с
Среднегодовая роза ветров, % за I квартал	
Румбы	Среднегодовая
С	9
СВ	14
В	24
ЮВ	14
Ю	8
ЮЗ	11
З	13
СЗ	7
Штиль	4
Среднегодовая роза ветров, % за II квартал	
Румбы	Среднегодовая
С	12
СВ	15
В	13
ЮВ	16
Ю	11
ЮЗ	10
З	8
СЗ	15
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 4.0, разработанной компанией «Логос-плюс» (г.Новосибирск), согласованный 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 концентраций, создаваемых выбросами от промышленной площадки выполнен:

- при номинальной загрузке технологического оборудования предприятия;
- при средней температуре самого жаркого месяца;
- без учета фоновых концентраций загрязняющих веществ.

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 8.

Карты рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы и результаты расчета загрязнения атмосферы представлены таблицами в приложении 7.

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 зоне влияния предприятия показал, что превышения нормативного показателя не наблюдается, следовательно, расчетные значения выбросов загрязняющих веществ можно принять как предельно-допустимые выбросы.

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

**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
2021	1065,03768	722,4481621	Добыча нефти за год –995000 тн. Добыча газа за 9 мес 2021 год – 39,292 тыс. м3; использование газа на собственные нужды НГДУ – 48510,0 тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 1 815,721 тыс.м3;	К концу 2021 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано выбросами от технологического оборудования за 4 квартал, а также с наступлением осенне-зимнего отопительного сезона (октябрь, ноябрь, декабрь).

			передано товарного газа – 5373680 м3.	
2022	1704,35756	533,4994842	Добыча нефти за год – 600 902 тн. Добыча газа 2023 год – 21 881 465 м3; использование газа на собственные нужды НГДУ – 5628,996 тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 3,337 тыс.м3; передано товарного газа – 1435,950 м3.	К концу 2022 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в атмосферу и это связано выбросами от технологического оборудования за 4 квартал, а также с наступлением осенне-зимнего отопительного сезона (октябрь, ноябрь, декабрь).
2023	2127,11875	772,171603	Добыча нефти за год – 809 970 тн. Добыча газа 2023 год – 27 013,975 тыс м3; неизбежное сжигание газа на факелах 49,041 тыс.м3.	Увеличение объема выбросов вредных веществ в атмосферу за 2023 год по сравнению с 2022 годом связано с добавлением промплощадки ЭСР Жайык и новых источников, таких как агрегаты, где имеются верхние оборудования.
2024	2274,09846	829,7432	Добыча нефти за год – 810 582 тн. Добыча газа за год – 27 899 593 м3;	Выброс в объеме 829,7432 т указан по основному производству.
2025	1372,88265	693,1424 (9 мес.)	Добыча нефти за год – 592 670 тн. Добыча газа за год – 21 332 009 м3;	Факт выбросов за 9-мес.2025г. по осн. производству - 693,1424 тн. В связи с приостановкой эксплуатации объектов в СП ЮВК и отсутствием эксплуатации шламонакопителя в Гран в 2025 году, фактические выбросы ЗВ меньше чем разрешенный лимит.
2026	1173,839968	-	-	-

#### **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.

Согласно санитарно-эпидемиологическому заключению №E.04.X.KZ33VBZ00034960 от 10.06.2022г выданным Департаментом санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области на «Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная) для НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» размер санитарно-защитной зоны для площадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» составляет 1000 м на всех месторождениях, в соответствии с Приложением 1, раздел 3, пункт 11, подпункт 3 как производства по добыче нефти при выбросе сероводорода от 0,5 до 1 тонн в сутки, а также с высоким содержанием летучих углеводородов и относиться к 1 классу опасности.

В ходе разработки проекта СЗЗ были рассмотрены все аспекты влияния производства на сферы окружающей среды и население. Ближайшие жилые массивы расположены на расстоянии от 2 км и более от границ крайнего источника. В виду удаленности водных ресурсов рассмотрение влияние на них является не целесообразным, так как по всем параметрам выбросы на границе СЗЗ (1000 м) значительно ниже установленной нормы, что дает нам право, считать что концентрация загрязняющих химических и физических загрязнений от производства на участке водной зоны будет равно нулю.

Атмосфера - по результатам рассеивания и натуральных исследований отчетливо видно, что превышений ПДК на границах СЗЗ нет, соответственно влияние на ЖЗ считается как допустимое.

Почва - больше подвержена воздействиям от деятельности месторождений, в определенные периоды проводиться очистка территории и контроль за изменением состава почвенного покрова.

Физические факторы - физические факторы в основном шум и вибрация, негативно сказываются на здоровье, вызывают нервное истощение. Ежеквартально проверяются уровни шума и вибрации и результаты показывают, что превышений уровня ПДУ на местах производства в пределах нормы, к тому же данные факторы кратковременны и персонал снабжен наушниками для еще большего сокращения уровня шумового воздействия.

С учетом всех факторов влияния на здоровье населения, а также на рабочий персонал, можно сделать вывод, что производственный процесс с учетом максимальной нагрузки на источники окажет допустимое влияние, которое не будет оказывать негативного воздействия на здоровье жилой зоны.

Изучив все воздействия которые могут влиять на изменение СЗЗ, можно сделать вывод, что граница СЗЗ в 1000 метров является приемлемой для данных участков.

Для установления окончательной СЗЗ были проведены годичные измерения загрязняющих веществ в атмосферу на границах СЗЗ. По результатам замеров видно, что превышений норм ПДВ и ПДУ не обнаружено, в связи, с чем можно принять СЗЗ с размером 1000 метров как окончательную. На основании выше сказанного окончательная СЗЗ для участков, с учетом всех измерений и расчетов рассеивания принято с размером 1000 метров.

Предприятие относиться к 1 классу опасности согласно СП. 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 9.

(Копия заключения СЭС №E.04.X.KZ33VBZ00034960 прилагается в приложении 3).

#### **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 23. 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 электростанции, 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 оператор объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль.

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.***

***В нижеследующем таблице представлен план-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха согласно Программе производственного экологического контроля НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026г:***

**Таблица 11.1 - План-график наблюдений за состоянием атмосферного воздуха**

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
Ю.З. Камышитовое Ж-1-01 Ка-1-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Ю.В. Камышитовое Ж-2-01 Ж-2-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
					лаборатории
Жанаталап Ка-3-01 Ka-3-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Ю.В. Новобогатинское Ж-4-01 Ж-4-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Ровное Ж-5-01 Ж-5-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Гран Ж-6-01 Ж-6-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Забуруные Ж-7-01 Ж-7-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
Карашаганак Ж-8-01 Ж-8-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				
С.Балгимбаев Ж-9-01 Ж-9-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				

№ контрольной точки (поста)	Контролируемое вещество	Периодичность контроля	Периодичность контроля в периоды неблагоприятных метеорологических условий (НМУ), раз в сутки	Кем осуществляется контроль	Методика проведения контроля
1	2	3	4	5	6
Западный Новобогат Ж-10-01 Ж-10-02	Диоксид азота	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной лаборатории
	Оксид азота				
	Диоксид серы				
	Сероводород				
	Оксид углерода				
	Углеводороды				
	Пыль				

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.

## 12. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА

### 12.1 Физические воздействия

Наиболее распространенными факторами физического воздействия на атмосферный воздух, являются шум, вибрация и электромагнитное излучение.

При определенных условиях физические воздействия вызывают некоторые изменения функционального состояния человека. Так, интенсивный шум в диапазоне частот от 20 до 20000Гц, источниками которого являются транспорт, различные промышленные установки и агрегаты и пр., является одним из наиболее опасных и вредных факторов окружающей среды. Под воздействием шума снижается острота слуха (тогоухость), повышается кровяное давление, ухудшается качество переработки информации, снижается производительность труда, кроме этого, шум вызывает головную боль, ведет к обострениям язвенной болезни. Установить влияние шума на организм человека достаточно сложно, поскольку негативные изменения в состоянии здоровья человека, находящегося под влиянием акустического загрязнения, начинают проявляться только через несколько лет. Шум, как вредный производственный фактор, ответственен за 15% всех профессиональных заболеваний на производстве.

### 12.2 Характеристика производственного шума

Одной из форм физического воздействия на окружающую среду при проведении проектируемых работ являются упругие колебания, распространяющиеся в виде звуковых и вибрационных волн.

Общее воздействие производимого шума на территории промысла в период проведения бурения скважин и эксплуатации технологического оборудования будет складываться из двух факторов:

- воздействие производственного шума (автотранспортного, специальной технологической техники, буровой установки и передвижных дизель-генераторных установок);
- воздействие шума стационарных оборудований, расположенных на соответствующих площадках.

От различного рода шума в основном страдают жители временных полевых лагерей. Для многих людей шум является причиной нервных расстройств, нарушения сна, головных болей, повышения кровяного давления, нарушения и потери слуха. Заболевание слухового аппарата может наступить при непрерывном шуме выше 100дБ.

В соответствии с требованиям приказа Министра здравоохранения Республики Казахстан от 16 февраля 2022 года № КР ДСМ-15 «Об утверждении Гигиенических нормативов к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», предельно-допустимый уровень шума на производственных предприятиях не должны превышать 80 дБа.

**Таблица 12.1 - Гигиенические нормы допустимых уровней шума на рабочих местах**

№пп	Рабочее место	Уровень звука, дБА
1	Помещение управления, рабочие комнаты	60
2	Кабинеты наблюдений с рабочей связью по телефону	65
3	Постоянные рабочие места в производственных помещениях и территории предприятия	80

При производственных работах на открытой территории шумовые нагрузки будут зависеть от ряда факторов. Уровень шума на открытых рабочих площадках будет зависеть от расстояния до работающего агрегата, а также от того, где находится само работающее оборудование – в помещении или вне его, от наличия ограждения, положения места измерения относительно направленного источника шума, метеорологических и других условий. Допустимые уровни внешнего шума автомобилей, действующие в настоящее время, составляют: грузовые автомобили с полезной массой выше 3,5т создают уровень звука – 89дБ; грузовые – дизельные автомобили с двигателем мощностью 162кВт и выше

– 91дБ. Средний допустимый уровень звука на дорогах различного назначения, в том числе местного, составляет 73дБ. Эта величина зависит от ряда факторов, в том числе от технического состояния транспорта, дорожного покрытия, интенсивности движения, времени суток, конструктивных особенностей дорог и др. При использовании автотранспорта для обеспечения работ, перевозки персонала, технических грузов и др. с учетом создания звуковых нагрузок, шум не будет превышать допустимых норм – 80 дБ. Возможное увеличение транспортных потоков на второстепенных дорогах, проходящих близ населенных пунктов или через них, приведет к некоторому повышению уровня шума в дневное время, особенно при перевозке труб мощными грузовыми автомобилями и доставке строительной техники. Такое воздействие будет ограничено сроками подвозки труб и других материалов. Для обеспечения производственно-бытовых потребностей в электроэнергии в полевых лагерях строителей, как правило, используется стационарный генератор. При сравнении с работающими дизельными агрегатами подобного класса можно предположить, что уровень производимых силовой установкой шумов не будет превышать 90дБ. Учитывая постоянный характер работы генератора и его расположение на территории полевого лагеря, необходимо минимизировать шумовой эффект агрегата, для чего следует соорудить легкое круговое ограждение, отражающее основную составляющую звукового давления. Такое ограждение даст возможность снизить шумы, создаваемые агрегатом, до уровня, не превышающего допустимых санитарных норм, и обеспечить удовлетворительный акустический фон для жителей полевого лагеря.

Снижение звукового давления на производственном участке и в полевом лагере достигается при разработке специальных мероприятий по снижению звуковых нагрузок. К мероприятиям такого характера относятся: оптимизация и регулирование транспортных потоков; уменьшение, по мере возможности, движения грузовых автомобилей большой грузоподъемности; создание дорожных обходов; снижение звуковой нагрузки в полевом лагере; возведение звукоизолирующего ограждения вокруг генератора в полевом лагере и т.д.

Контроль шумового воздействия во время этапа эксплуатации необходимо тщательно рассматривать с тем, чтобы обеспечить удовлетворительную звуковую среду и минимизировать шум для достижения следующих целей:

- Сохранить слух персонала;
- Снизить уровень помех, затрудняющих речевое общение и работу;
- Гарантировать слышимость предупредительных сигналов;
- Обеспечить надлежащую речевую, телефонную и радиосвязь;
- Обеспечить тишину в жилых помещениях для персонала;
- Минимизировать шумовые воздействия на соседствующие группы людей.

Для достижения названных выше целей уровни шумового воздействия должны быть установлены для рабочих участков, ограниченных участков и для зданий в соответствие со спецификациями Компании. Необходимо рассмотреть следующие внутризаводские допустимые уровни шумового воздействия:

*-Ограничения по абсолютной величине.* Эти ограничения должны применяться ко всем внутризаводским операциям, за исключением операций запуска и отключения и в случае аварийной разгрузки клапанов безопасности, когда уровень звука превышает 85 дБ (A), или когда импульсный шум превышает 140 дБ (C), участок идентифицируется, отмечается на карте и обозначается указателями.

*-Рабочие участки.* Уровень шумового воздействия не должен превышать значения 85дБ(A) и должен применяться для всего рабочего участка, обозначаемого в любой позиции на расстоянии не менее 1 метра от поверхностей оборудования, доступных персоналу, или в любой позиции, где слух оператора может подвергаться воздействию шума при обычном исполнении своих обязанностей (сюда включаются любые платформы, переходы и лестницы). Зоны ограниченного доступа будут предоставлены

теми рабочими участками на заводе, где достаточно непрактично снижать уровень шума ниже предельного значения рабочего участка. Такие участки не должны быть чрезмерно протяженными. Следует прилагать максимальные усилия для снижения уровня шума ниже 90дБ(А). Следующие участки рассматриваются как зоны ограниченного доступа: приводы газовой турбины и их вспомогательное оборудование, газовые компрессоры, технологические нагревательные устройства, рабочие платформы теплообменников с воздушным охлаждением. Стационарные предупредительные знаки, указывающие на обязательное использование средств для защиты слуха, должны установлены на границах с зонами ограниченного доступа. Внутризаводские уровни шумового воздействия для определенных рабочих участков введена в табличном виде.

**Таблица 12.2 - Значения пределов шумового воздействия для определенных зданий**

Рабочее место	Уровень звука, дБА
Цех	70
Товарные склады	70
Хранилища	60
Операторные	55
Офисы	55
Лаборатории	55
Телекоммуникационные помещения	45
Радиорубки	45
Жилые части	45

При использовании технологического оборудования, создающего шум выше 80 дБ, рекомендуется использование индивидуальных средств защиты органов слуха в соответствии с межгосударственным стандартом ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума». Соблюдение действующего законодательства в части использования техники и оборудования, является основным мероприятием по защите от шума персонала и населения.

### **12.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов**

Все меры, необходимые для снижения уровня шума и вибрации до значений допустимых уровней, будут осуществляться во время планирования, проектирования, строительства и эксплуатации. Следующие меры по смягчению последствий должны использоваться в ходе строительства, чтобы свести к минимуму шум и вибрацию:

- любая деятельность в ночное время должна быть сведена к минимуму;
- следует использовать барьеры ослабления шума;
- отключение в нерабочие часы строительной техники; использование внутренних трансформаторов в корпусах;
- использование глушителей для выхлопной системы;
- использование установки вибрационного оборудования на тяжелых фундаментах в случае необходимости;
- использование гибких стыков, сцепления и т.д., если необходимо свести вибрации к минимуму.

На этапе эксплуатации установки сероочистки ПНГ уровни вибраций должны быть ограничены с тем, чтобы предотвратить возникновение опасности для здоровья поддерживать эффективность работы персонала. Первостепенное значение должно уделяться ограничению выделения вибраций из технологического оборудования путем уравновешивания врачающихся частей и обеспечения антивибрационного агрегата.

Вибрации особенно в отношении соединений малого диаметра должны, таким образом, предварительно рассматриваться на специальной основе во время этапа проектирования. Должны быть идентифицированы части, которые необходимо подвергнуть подробному тестированию для предотвращения ситуаций отказа оборудования.

## 12.4 Радиационная безопасность

Радиоактивным загрязнением считается повышение концентраций естественных или природных радионуклидов сверх установленных санитарно-гигиенических нормативов - предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде (почве, воде, воздухе) и предельно допустимых уровней (ПДУ) излучения, а также сверхнормативные содержания радиоактивных элементов в строительных материалах, на поверхности технологического оборудования и в отходах промышленных производств.

Общая расчетная годовая доза облучения людей от различных природных источников радиации в районах с нормальным радиационным фоном составляет до 2,2 мЗв, что эквивалентно уровню радиоактивности окружающей среды до 16 мкР/час. С учетом дополнительных «техногенных» источников радиации (радионуклиды в строительных материалах, минеральные удобрения, энергетические объекты, глобальные выпадения искусственных радионуклидов при ядерных испытаниях, радиоизотопы, рентгенодиагностика и др.) индивидуальные среднегодовые дозы облучения населения за счет всех источников определены в размере 60 мкР/час.

Радиационная безопасность обеспечивается соблюдением действующих Закона Республики Казахстан от 23 апреля 1998г №219-1 «О радиационной безопасности населения» и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № КР ДСМ-275/2020.

Основные требования радиационной безопасности предусматривают:

- исключение всякого необоснованного облучения населения и производственного персонала предприятий;
- непревышение установленных предельных доз радиоактивного облучения;
- снижение дозы облучения до возможно низкого уровня.

В настоящее время используются следующие единицы измерения радиоактивности:

➤ мкР/час - микрорентген в час, мощность экспозиционной дозы (МЭД) рентгеновского или гамма-излучения, миллионная доля единицы радиоактивности - 1 Рентген в час; за 1 час облучения с МЭД равной 1000 мкР/час человек получает дозу, равную 1000 мкР или 1 миллирентгену;

➤ мЗв - милизиверт; эквивалентная доза поглощенного излучения, тысячная доля Зи-верта. 1 Зиверт = 1 Джоуль на 1 кг биологической ткани и условно сопоставим с дозой, равной 100 Рентген в час;

➤ Бк - Беккерель; единица активности источника излучения, равная 1 распаду в секунду;

➤ Кюри - единица активности, равная  $3,7 \times 10^{10}$  распадов секунду (эквивалентно активности 1 грамма радия, создающего на расстоянии 1 см мощность дозы 8400 Рентген в час).

В качестве основного критерия оценки радиоэкологического состояния принят уровень мощности экспозиционной дозы (МЭД) гамма-излучения 60 мкР/час, создающий дозовые нагрузки более 5 мЗв/год. Дозовая нагрузка на население не более 5 мЗв/год регламентирована также.

При выделении природных радиоактивных аномалий, обусловленных породными комплексами геологических образований с повышенными концентрациями естественных радионуклидов, необходимо также учесть возможность использовать их как местные строительные материалы, содержания радионуклидов в которых регламентируются соответствующими санитарно-гигиеническими нормативами.

## 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. Об утверждении Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года № 63;
6. «Методика определения удельных выбросов вредных веществ в атмосферу и ущерба от вида используемого топлива Республики Казахстан», РНД 211.3.02.01-97. Алматы-1997 г.;
7. Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № КР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»;
8. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
9. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
10. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
11. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
12. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
13. «Методические указания по расчету выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от установок малой производительности по термической переработке ТБО и промотходов» Москва, 1998г
14. «Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» № КР ДСМ-2. от 11 января 2022г;
15. «Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей». Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
16. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий». Приложение №3к. от 18.04.2008г.
17. «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
18. «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.
19. «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.