

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

Государственная лицензия №03042Р

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель генерального директора
по производству

А.А. Кутжанов
2026г



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

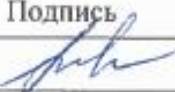
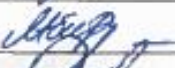
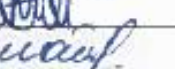
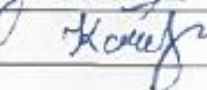
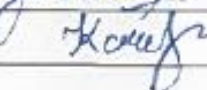
Заместитель генерального директора
по производству Атырауского филиала
ТОО «КМГ Инжиниринг»



Шагильбаев А.Ж.

Атырау, 2026г

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 (корректировка) 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 «Эмбамунайгаз».

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, кузнечный 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.

Целью разработки корректировки экологического разрешения на воздействия по источникам НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбамунайгаз» является включение газопоршневой электростанции (ГПЭС) в перечень источников воздействия объекта.

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

По результатам инвентаризации, на территории промплощадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» в атмосферный воздух выявлены **2153** источников загрязнения вредных веществ в атмосферу.

Общий валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Жайыкмунайгаз» на 2026 г составляет – **572,5942548** 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 № ҚР ДСМ-70 «Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций».

Для проведения расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосферу использован программный комплекс «Эра», версия 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	ПДКс.с., мг/м3	ОБУВ, мг/м3	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	0,04		3	0,381737426	1,9312327	48,2808175
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	0,001		2	0,014585244	0,0454368	45,4368
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	0,0003		1	0,0044167	0,002751	9,17
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,04		2	8,752485503	35,053775946	876,344399
0302	Азотная кислота (5)	0,15		2	0,0004333	0,0045677	0,03045133
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,06		3	7,28988616	72,17430301	1202,90505
0322	Серная кислота (517)	0,1		2	0,0000821	0,0001231	0,001231
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,05		3	0,92900026	2,068386824	41,3677365
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,05		3	2,63877070465	6,91294844629	138,258969
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)			2	0,00862468472	0,11582604326	14,4782554
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	3		4	24,85348381	132,08460207	44,0282007
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,005		2	0,00411868	0,0074725	1,4945
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид,	0,03		2	0,009856222	0,018975	0,6325

	натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)						
0410	Метан (727*)		50		1,973183616	13,747832598	0,27495665
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		50		12,80136838	163,06615706	3,26132314
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		30		2,44313814	36,88971871	1,22965729
0602	Бензол (64)	0,1		2	0,0342094	0,5140125	5,140125
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)			3	0,1887078	1,1598888	5,799444
0621	Метилбензол (349)			3	0,9793002	3,8154069	6,3590115
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)	0,000001		1	0,000003475	0,000011783	11,783
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)			3	0,2116127	0,71785	7,1785
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)			4	0,0008426	0,00475	0,0475
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)			4	0,2958135	0,955	0,191
1078	Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)		1		0,28943094	3,05083362	3,05083362
1119	2-Этоксэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)		0,7		0,1539108	0,4876	0,69657143
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)			4	0,1827972	0,5554	5,554
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	0,01		2	0,17809272	0,3488003	34,88003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,01		2	0,17920372	0,46701176	46,701176
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)			4	0,1304794	0,403	1,15142857
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)			3	0,00052486014	0,00510854364	102,170873
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	1,5		4	0,0216667	0,228384	0,152256

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	1,0158514	1,0158514
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК- 265П) (10)			4	7,95250825	91,66087455	91,6608745
2902	Взвешенные частицы (116)	0,15		3	0,44102	1,56024578	10,4016385
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	0,05		3	0,13629392	1,43664697	28,7329394
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)	0,1		3	0,006530696	0,0328076	0,328076
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,04		0,0144	0,0505958	1,264895
В С Е Г О :					73,68248987	572,5942548	2791,456172

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	13
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	18
8.1 Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Жайыкмунайгаз»	21
8.2 Краткая характеристика существующих установок очистки газа, укрупненный анализ их технического состояния и эффективности работы	43
8.3 Оценка степени применяемой технологии, технического и пылегазоочистного оборудования передовому научно-техническому уровню в стране и мировому опыту	43
8.4 Перспектива развития предприятия	43
8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ	43
8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов	44
8.7 Мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период аварийных ситуаций	44
8.8 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	45
8.9 Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ	49
9.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ	61
9.2 Расчет приземных концентрации (результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы)	61
9.3 Предложения по нормативам допустимых выбросов по каждому источнику и ингредиенту	62
9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии	63
9.5 Уточнение границ области воздействия объекта	63
9.6 Данные о пределах области воздействия	65
10. МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	66
11. КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ	68
12. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА	71
12.1 Физические воздействия	71
12.2 Характеристика производственного шума	71
12.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов	73
12.4 Радиационная безопасность	74
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	75

5. ВВЕДЕНИЕ

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

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» № ҚР ДСМ-2. от 11 января 2022г;

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

Юридические адреса:

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

Исполнитель:

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

6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

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

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 «Эмбаунайгаз» 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 Тушыкудук	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	5
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, в связи с отсутствием зон отдыха и курортных мест.

На ситуационной карте-схеме района размещения НГДУ «Жайыкмунайгаз» (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, Исатайский 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 максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) °С 35,7, Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (февраль) °С – 9,6.

Ветровой режим. Для данного региона характерны сильные ветра. 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 теплового 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 2025 г.

Таблица 7.1 - Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) °С	+35,7 °С
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (февраль) °С	- 9,6 °С

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-1,9	- 6,4	5,5	14,2	20,4	24,2	28,3	25,8	18,2	11,4	5,7	-2,2	11,9

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

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

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

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI-III	IV-X
3,7	2,6	4,7	9,9	8,7	5,7	-	23,3	-	16,4	5,2	9,7	89,9	25,9	64,0

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

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость	14	11	14	13	12	11	14	11	1

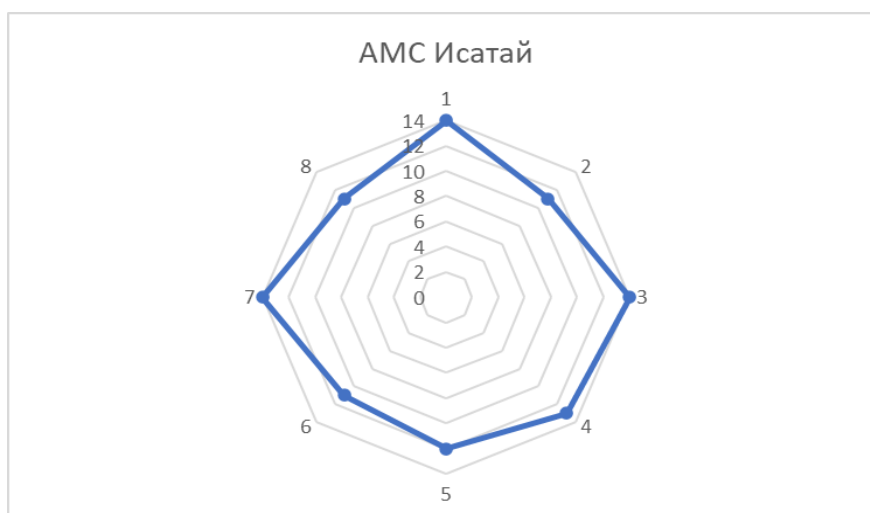


Рисунок 7.1 – Роза ветров

По данным «Центра гидрометеорологического мониторинга» РГП «Казгидромет» климатические характеристики для месторождений в Махамбетском районе Атырауской области представлены в таблицах 7.6-7.10 по наблюдениям на близлежащей метеорологической станции за 2025 г.

Таблица 7.6 - Общая климатическая характеристика

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) °С	+34,5 °С
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (февраль) °С	- 10,1 °С
Число дней с пыльными бурями	1 дн

Таблица 7.7 - Средняя месячная и годовая температура воздуха, °С:

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-2,2	- 6,6	5,2	14,2	20,0	24,4	27,8	25,6	18,2	11,2	5,4	-2,7	11,7

Таблица 7.8 - Средняя месячная и годовая скорость ветра, м/сек:

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
3,9	3,5	2,7	3,6	3,0	3,0	2,5	3,2	2,5	2,6	3,2	4,7	3,2

Таблица 7.9 – Количество осадков мм, по месяцам, за год и сезонам

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год	Сезон	
													XI-III	IV-X
7,0	13,1	9,2	16,1	7,4	17,3	3,5	8,4	2,3	11,1	1,2	16,5	113,1	47,0	66,1

Таблица 7.10 - Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %:

Направление	С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
Повторяемость	11	14	12	13	10	14	12	14	18

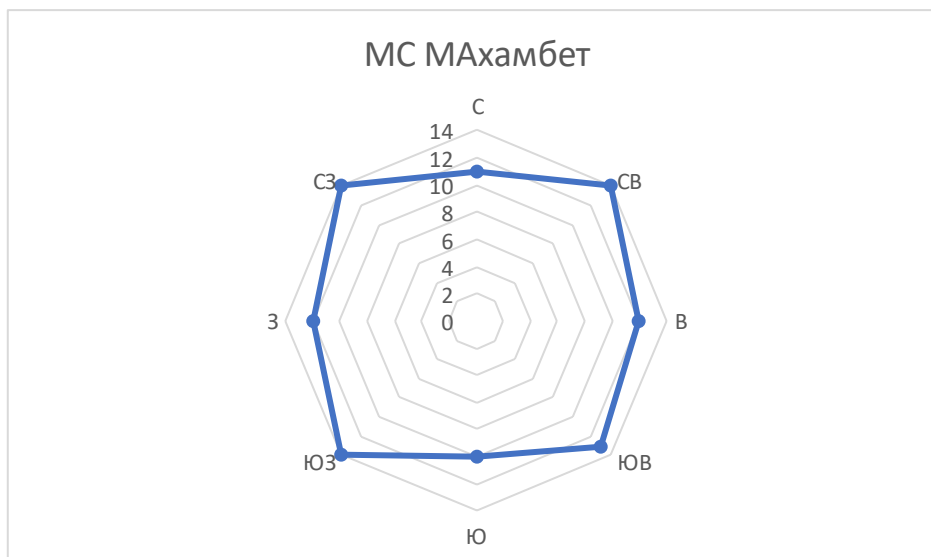


Рисунок 7.2 – Роза ветров

Примечание: Горный отвод месторождения Юго-Восточное Новобогатское частично относится к Махамбетскому району, однако технологические оборудования для эксплуатации месторождения находится на территории Исатайского района.

7.2 Характеристика современного состояния воздушной среды

Для АО «Эмбаунайгаз» 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 «Эмбаунайгаз».

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 СЗЗ приведены в таблице 7.11.

Таблица 7.11 - Результаты анализов проб атмосферного воздуха, отобранных на границе санитарно-защитной зоны за 2025 г

№ точки мониторинга	Число замеров	Фактические значения ингредиентов мг/м ³						
		Диоксид азота	Оксид азота	Диоксид серы	сероводород	Оксид углерода	Углеродороды	Пыль
	ПДК м.р	0,2	0,4	0,5	0,008	5,0	50,0	0,3
НГДУ «ЖАЙЫКМУНАЙГАЗ»								

I квартал 2025 год								
Месторождение Ю.З. Камышитовое								
Ж-1-01	1.	0,002	0,010	<0,025	<0,004	1,003	0,365	<0,05
Ж-1-02	2.	0,002	0,014	<0,025	<0,004	0,957	0,461	<0,05
Месторождение Ю.В. Камышитовое								
Ж-2-01	1.	0,001	0,018	<0,025	<0,004	0,821	0,426	<0,05
Ж-2-02	2.	0,002	0,020	<0,025	<0,004	0,807	0,395	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,019	<0,025	<0,004	0,772	0,356	<0,05
Месторождение Жанаталап								
Ж-3-01	1.	0,006	0,018	<0,025	<0,004	0,476	0,251	<0,05
Ж-3-02	2.	0,004	0,019	<0,025	<0,004	0,607	0,381	<0,05
Ж-3-03	3.	0,004	0,019	<0,025	<0,004	0,456	0,319	<0,05
Месторождение Ю.В. Новобогатинское								
Ж-4-01	1.	0,004	0,014	<0,025	<0,004	0,721	0,315	<0,05
Ж-4-02	2.	0,006	0,019	<0,025	<0,004	0,617	0,277	<0,05
Месторождение Ровное								
Ж-5-01	1.	0,001	0,011	<0,025	<0,004	0,211	0,291	<0,05
Ж-5-02	2.	0,002	0,012	<0,025	<0,004	0,210	0,362	<0,05
Месторождение Гран								
Ж-6-01	1.	0,005	0,017	<0,025	<0,004	0,900	0,415	<0,05
Ж-6-02	2.	0,004	0,014	<0,025	<0,004	0,910	0,405	<0,05
Месторождение Забурунь								
Ж-7-01	1.	0,006	0,044	<0,025	<0,004	1,05	0,427	<0,05
Ж-7-02	2.	0,005	0,017	<0,025	<0,004	0,975	0,385	<0,05
Ж-7-03	3.	0,004	0,018	<0,025	<0,004	0,908	0,336	<0,05
Ж-7-04	4.	0,007	0,016	<0,025	<0,004	0,948	0,449	<0,05
Месторождение Карашаганак								
Ж-8-01	1.	0,005	0,011	<0,025	<0,004	0,380	0,263	<0,05
Ж-8-02	2.	0,007	0,014	<0,025	<0,004	0,493	0,359	<0,05
Месторождение С.Балгимбаева								
Ж-9-01	1.	0,002	0,016	<0,025	<0,004	0,922	0,439	<0,05
Ж-9-02	2.	0,002	0,015	<0,025	<0,004	0,907	0,321	<0,05
Месторождение Западный Новобогат								
Ж-10-01	1.	0,003	0,015	<0,025	<0,004	0,311	0,205	<0,05
Ж-10-02	2.	0,004	0,015	<0,025	<0,004	0,190	0,317	<0,05
II квартал 2025 год								
Месторождение Ю.З. Камышитовое								
Ж-1-01	1.	0,006	0,035	<0,025	<0,004	1,22	0,522	<0,05
Ж-1-02	2.	0,007	0,045	<0,025	<0,004	1,45	0,580	<0,05
Месторождение Ю.В. Камышитовое								
Ж-2-01	1.	0,004	0,043	<0,025	<0,004	1,83	0,503	<0,05
Ж-2-02	2.	0,004	0,039	<0,025	<0,004	1,51	0,652	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,041	<0,025	<0,004	1,63	0,041	<0,05
Месторождение Жанаталап								
Ж-3-01	1.	0,004	0,025	<0,025	<0,004	1,31	0,550	<0,05
Ж-3-02	2.	0,004	0,030	<0,025	<0,004	1,13	0,434	<0,05
Ж-3-03	3.	0,005	0,030	<0,025	<0,004	1,64	0,467	<0,05
Месторождение Ю.В. Новобогатинское								
Ж-4-01	1.	0,001	0,024	<0,025	<0,004	1,11	0,263	<0,05
Ж-4-02	2.	0,002	0,027	<0,025	<0,004	0,946	0,236	<0,05
Месторождение Ровное								
Ж-5-01	1.	0,003	0,030	<0,025	<0,004	0,844	0,279	<0,05
Ж-5-02	2.	0,004	0,014	<0,025	<0,004	0,791	0,304	<0,05
Месторождение Гран								
Ж-6-01	1.	0,004	0,025	<0,025	<0,004	1,28	0,473	<0,05
Ж-6-02	2.	0,005	0,029	<0,025	<0,004	1,13	0,345	<0,05
Месторождение Забурунь								
Ж-7-01	1.	0,005	0,034	<0,025	<0,004	2,05	0,523	<0,05
Ж-7-02	2.	0,005	0,040	<0,025	<0,004	1,65	0,468	<0,05

Ж-7-03	3.	0,005	0,029	<0,025	<0,004	1,49	0,549	<0,05
Ж-7-04	4.	0,006	0,041	<0,025	<0,004	1,71	0,424	<0,05
<i>Месторождение Карашаганак</i>								
Ж-8-01	1.	0,002	0,025	<0,025	<0,004	0,750	0,230	<0,05
Ж-8-02	2.	0,002	0,023	<0,025	<0,004	0,788	0,254	<0,05
<i>Месторождение С.Балгимбаева</i>								
Ж-9-01	1.	0,002	0,036	<0,025	<0,004	1,79	0,611	<0,05
Ж-9-02	2.	0,002	0,047	<0,025	<0,004	1,50	0,538	<0,05
<i>Месторождение Западный Новобогат</i>								
Ж-10-01	1.	0,002	0,028	<0,025	<0,004	0,922	0,285	<0,05
Ж-10-02	2.	0,002	0,030	<0,025	<0,004	0,896	0,269	<0,05
III квартал 2025 год								
<i>Месторождение Ю.З. Камышитовое</i>								
Ж-1-01	1.	0,005	0,034	<0,025	<0,004	2,02	0,634	<0,05
Ж-1-02	2.	0,007	0,044	<0,025	<0,004	1,84	0,517	<0,05
<i>Месторождение Ю.В. Камышитовое</i>								
Ж-2-01	1.	0,006	0,023	<0,025	<0,004	1,69	0,618	<0,05
Ж-2-02	2.	0,007	0,025	<0,025	<0,004	2,22	0,567	<0,05
Ж-2-03	3.	0,005	0,028	<0,025	<0,004	1,90	0,500	<0,05
<i>Месторождение Жанатаалап</i>								
Ж-3-01	1.	0,007	0,036	<0,025	<0,004	1,50	0,583	<0,05
Ж-3-02	2.	0,006	0,047	<0,025	<0,004	2,08	0,652	<0,05
Ж-3-03	3.	0,006	0,043	<0,025	<0,004	1,75	0,550	<0,05
<i>Месторождение Ю.В. Новобогатинское</i>								
Ж-4-01	1.	0,005	0,028	<0,025	<0,004	1,30	0,462	<0,05
Ж-4-02	2.	0,005	0,025	<0,025	<0,004	1,56	0,321	<0,05
<i>Месторождение Ровное</i>								
Ж-5-01	1.	0,004	0,026	<0,025	<0,004	1,17	0,309	<0,05
Ж-5-02	2.	0,004	0,024	<0,025	<0,004	1,04	0,284	<0,05
<i>Месторождение Гран</i>								
Ж-6-01	1.	0,006	0,039	<0,025	<0,004	1,69	0,551	<0,05
Ж-6-02	2.	0,006	0,034	<0,025	<0,004	1,45	0,578	<0,05
<i>Месторождение Забурунь</i>								
Ж-7-01	1.	0,006	0,041	<0,025	<0,004	1,43	0,473	<0,05
Ж-7-02	2.	0,006	0,040	<0,025	<0,004	1,92	0,520	<0,05
Ж-7-03	3.	0,006	0,046	<0,025	<0,004	2,03	0,558	<0,05
Ж-7-04	4.	0,005	0,043	<0,025	<0,004	1,80	0,614	<0,05
<i>Месторождение Карашаганак</i>								
Ж-8-01	1.	0,004	0,024	<0,025	<0,004	0,957	0,274	<0,05
Ж-8-02	2.	0,004	0,028	<0,025	<0,004	0,867	0,309	<0,05
<i>Месторождение С.Балгимбаева</i>								
Ж-9-01	1.	0,007	0,044	<0,025	<0,004	2,18	0,575	<0,05
Ж-9-02	2.	0,006	0,048	<0,025	<0,004	1,95	0,616	<0,05
<i>Месторождение Западный Новобогат</i>								
Ж-10-01	1.	0,005	0,022	<0,025	<0,004	1,08	0,273	<0,05
Ж-10-02	2.	0,004	0,025	<0,025	<0,004	0,987	0,228	<0,05
IV квартал 2025 год								
<i>Месторождение Ю.З. Камышитовое</i>								
Ж-1-01	1.	0,006	0,035	<0,025	<0,004	1,22	0,522	<0,05
Ж-1-02	2.	0,007	0,045	<0,025	<0,004	1,45	0,580	<0,05
<i>Месторождение Ю.В. Камышитовое</i>								
Ж-2-01	1.	0,004	0,043	<0,025	<0,004	1,83	0,503	<0,05
Ж-2-02	2.	0,004	0,039	<0,025	<0,004	1,51	0,652	<0,05
Ж-2-03	3.	0,004	0,041	<0,025	<0,004	1,63	0,041	<0,05
<i>Месторождение Жанатаалап</i>								
Ж-3-01	1.	0,004	0,025	<0,025	<0,004	1,31	0,550	<0,05
Ж-3-02	2.	0,004	0,030	<0,025	<0,004	1,13	0,434	<0,05
Ж-3-03	3.	0,005	0,030	<0,025	<0,004	1,64	0,467	<0,05
<i>Месторождение Ю.В. Новобогатинское</i>								

Ж-4-01	1.	0,001	0,024	<0,025	<0,004	1,11	0,263	<0,05
Ж-4-02	2.	0,002	0,027	<0,025	<0,004	0,946	0,236	<0,05
<i>Месторождение Ровное</i>								
Ж-5-01	1.	0,003	0,030	<0,025	<0,004	0,844	0,279	<0,05
Ж-5-02	2.	0,004	0,014	<0,025	<0,004	0,791	0,304	<0,05
<i>Месторождение Гран</i>								
Ж-6-01	1.	0,004	0,025	<0,025	<0,004	1,28	0,473	<0,05
Ж-6-02	2.	0,005	0,029	<0,025	<0,004	1,13	0,345	<0,05
<i>Месторождение Забурунь</i>								
Ж-7-01	1.	0,005	0,034	<0,025	<0,004	2,05	0,523	<0,05
Ж-7-02	2.	0,005	0,040	<0,025	<0,004	1,65	0,468	<0,05
Ж-7-03	3.	0,005	0,029	<0,025	<0,004	1,49	0,549	<0,05
Ж-7-04	4.	0,006	0,041	<0,025	<0,004	1,71	0,424	<0,05
<i>Месторождение Карашаганак</i>								
Ж-8-01	1.	0,003	0,025	<0,025	<0,004	0,750	0,230	<0,05
Ж-8-02	2.	0,002	0,023	<0,025	<0,004	0,788	0,254	<0,05
<i>Месторождение С.Балгимбаева</i>								
Ж-9-01	1.	0,004	0,036	<0,025	<0,004	1,79	0,611	<0,05
Ж-9-02	2.	0,006	0,047	<0,025	<0,004	1,50	0,538	<0,05
<i>Месторождение Западный Новобогат</i>								
Ж-10-01	1.	0,003	0,028	<0,025	<0,004	0,922	0,285	<0,05
Ж-10-02	2.	0,004	0,030	<0,025	<0,004	0,896	0,269	<0,05

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 2153 стационарных источников выбросов загрязняющих веществ: из них 296 организованных; 1857 неорганизованных.

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

Таблица 8.1 – Количество источников по месторождениям НГДУ «Жайыкмунайгаз»

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	Цех спецтехники и технологического транспорта (ЦСТТТ);	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
ИТОГО:		264	1857	2121

Примечание: Количество источников 2153 ед., из них:

- организованных действующих – 237 ед, бездействующих – 27 ед;
- неорганизованных действующих – 1846 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 диоксиды азота и серы, оксид углерода, метан;

На факелах 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 «Жайыкмунайга» представлены в таблице 8.2.

Разрешение на сжигания газа в факелах сырого газа на объектах НГДУ «Жайыкмунайга» 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
		2026г	по состоянию на 01.01.2026г.
НГДУ «Жайыкмунайгаз»			
С.Балгимбаев	Добыча нефти, тыс.год	50,734	Протокол ЦККР №56/1 от 24.10.2024г
	Добыча газа, тыс.м³	1100	
	Кол-во скважин, ед.	134	
Юго-Западный Камышитовый	Добыча нефти, тыс.год	55,7	Протокол ЦККР №5/16 от 30.11.2018г
	Добыча газа, тыс.м³	2394	
	Кол-во скважин, ед.	208	
Юго-Восточный Камышитовый	Добыча нефти, тыс.год	48,303	Протокол ЦККР №57/5 от 21-22.11.2024г
	Добыча газа, тыс.м³	2034,225	
	Кол-во скважин, ед.	115	
Юго-Восточный Новобогатинское	Добыча нефти, тыс.год	29,067	Протокол ЦККР №68/8 от 20.11.2025 г
	Добыча газа, тыс.м³	24602,4	
	Кол-во скважин, ед.	31	
Новобогат Юго- Восточный (надкарнизный)	Добыча нефти, тыс.год	11,682	Протокол ЦККР №65/12 от 21.08.2025г
	Добыча газа, тыс.м³	2601,05	
	Кол-во скважин, ед.	13	
Жанаталап	Добыча нефти, тыс.год	51,089	Протокол ЦККР №66/16 от 23-24.09.2025г.
	Добыча газа, тыс.м³	1890,293	
	Кол-во скважин, ед.	125	
Гран	Добыча нефти, тыс.год	27,467	Протокол ЦКРР РК № 66/15 от 23-24.09.2025
	Добыча газа, тыс.м³	828,667	
	Кол-во скважин, ед.	42	
Забурунье	Добыча нефти, тыс.год	27,967	Протокол ЦКРР РК №66/11 от 23-24.09.2025
	Добыча газа, тыс.м³	818,333	
	Кол-во скважин, ед.	83	
Итого по НГДУ «Жайыкмунайгаз»	Добыча нефти, тыс.год	302,009	
	Добыча газа, тыс.м³	36268,968	
	Кол-во скважин, ед.	751	

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
С.Балгимбаев	Добыча нефти, тыс.тн/год	178,8	171,3	169,3	154,8	152,9	145,151
	Добыча газа, тыс.м3/год	3937	3768	3728	3405	3400	2280,322
Ю.З.Камышитовый	Добыча нефти, тыс.тн/год	181,7	1659,9	177,7	158,7	170,0	151,423
	Добыча газа, тыс.м3/год	7780	6878	7596	6822	7300	5262,855
Ю.В.Камышитовый	Добыча нефти, тыс.тн/год	150,2	156,3	147,4	152,3	152,4	142,525
	Добыча газа, тыс.м3/год	5847	6095	5056	5178	6075	6102,825
Жанаталап	Добыча нефти, тыс.тн/год	161,6	163,8	153,7	155,1	152,4	153,694
	Добыча газа, тыс.м3/год	5208	5241	4979	4963	4920	4749,997

Гран	Добыча нефти, тыс.тн/год	79,9	64,8	84,3	83,3	84,8	83,237
	Добыча газа, тыс.м3/год	2486	2080	2545	2498	2632	2251,47
Забурунье	Добыча нефти, тыс.тн/год	101,8	93,2	82,7	92,0	88,1	80,89
	Добыча газа, тыс.м3/год	2987	2890	2519	2761	2600	2667,14
Новобогатинское Ю.В.	Добыча нефти, тыс.тн/год	0,7	0,69	40,7	0,13	16,8	40,55
	Добыча газа, тыс.м3/год	259	8687	255	76	8278	9755,155

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

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

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

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

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

№№	Наименование месторождений	объем сжигаемого газа по разрешению, млн.м ³		Номер разрешения на сжигание газа
	Итого объем сжигаемого газа	0,016732		
		категория V ₇	категория V ₈	
	Общий объем сжигаемого газа	0,002247	0,015106	
	в том числе по месторождениям:			
1	2	3	4	5
1	ЮЗК	0,000204	0,000457	
2	Забурунье	0,000090	0,000106	
3	Жанаталап	0,000408	0,000442	
4	С.Балгимбаев	0,000174	0,000213	
5	ЮВК	0,000204	0,000168	
6	Гран	0,000090	0,000164	
7	ЮВН	0,000247	0,000374	

Примечание: Данная таблица составлена на основе данных разрешений на сжигание сырого газа. Расчеты произведены согласно данным ПТО на период 01.09.2026-31.12.2026гг. Данные ПТО предоставлены в приложении 17.

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 хозяйственно-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»

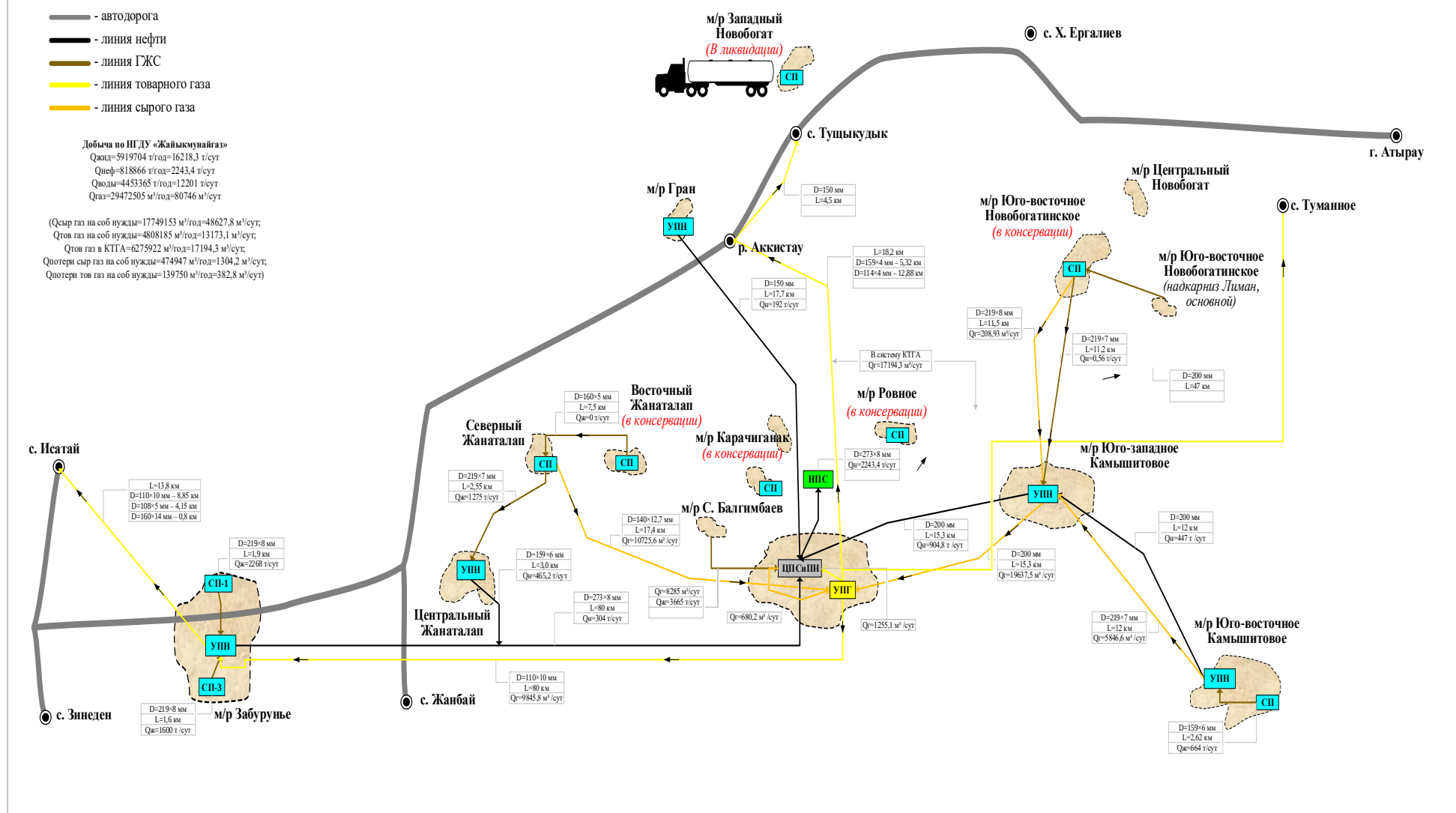


Рисунок 8.1 – Обзорная карта НГДУ «Жайыкмунайгаз»

Технология системы сбора, транспортировки и подготовки нефти, применяемая на месторождениях в НГДУ «Жаикмунайгаз», 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 сепараций и замер дебита жидкости отдельно по каждой скважине в автоматическом периодическом или ручном режиме работы.

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

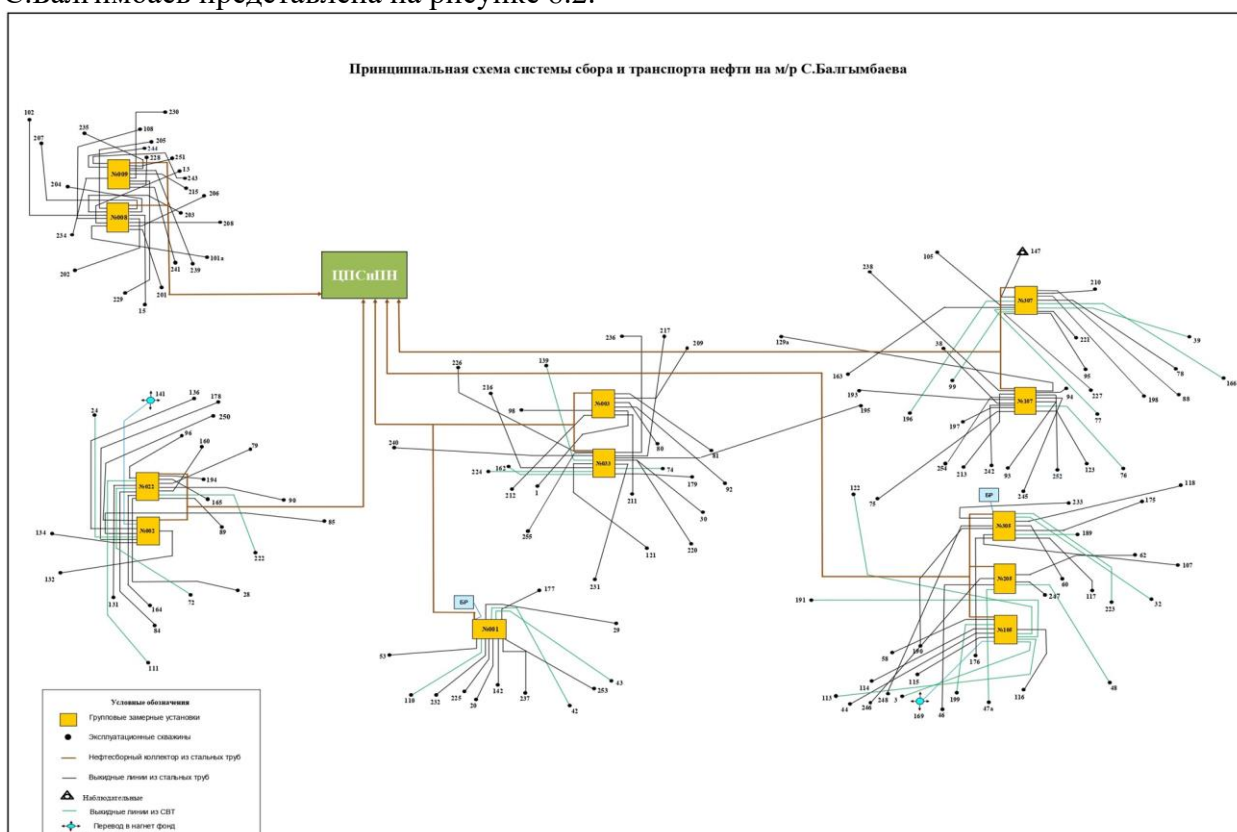


Рисунок 8.2 - Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения С.Балгимбаев

Описание технологического процесса ЦПС и ПН «С. Балгимбаева»

На ЦПС и ПН «С. Балгимбаева» осуществляется сбор нефти с месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз», для дальнейшей подготовки смеси нефти до I товарной группы согласно СТ РК 1347-2005, и сдачи её в систему АО ЗФ «КазТрансОйл».

Предварительно подготовленная нефть с месторождений НГДУ «Жаикмунайгаз» транспортируются по 5 межпромысловым нефтепроводам:

- Ю.З.Камышитовое - С.Балгимбаев из СВТ ф224*11 мм, протяженностью 15,374 км -смесь нефти месторождения Ю.З.Камышитовое, Ю.В.Камышитовое Ю.В.Новобогатинск, блок Лиман, Ровное;
- Гран - С.Балгимбаев из СВТ ф160.8*5.9 мм, протяженностью 17,600 км;
- Карачиганак - С.Балгимбаев из СВТ ф160*5 мм, протяженностью 5.100 км,

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, Карачиганак на данный момент находятся во временной консервации.

Смеси нефти перекачиваемые на ЦПС и ПН С.Балгимбаева, проходят лабораторный контроль для ведения оперативного учета поступающих объёмов. Жидкость с месторождения З.Новобогат транспортируется автотранспортом, и сливается в дренажную ёмкость №7 типа ЕП-40м³.

Сырьём 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/см². Также на линию усреднителя потока через задвижку №12 поступает газожидкостная смесь с участка Карачиганак.

Перед поступлением газожидкостной смеси в ЦПС и ПН, на месторождении С.Балгимбаева в нефтесборные коллекторы АГЗУ №001 и №305 с дозирочных 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 промысловый поток газожидкостной смеси до поступления на I ступень трехфазного сепаратора, и №2 в межпромысловый 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 °С, и летний 20-25°С, давлением 1,5-1,8 кгс/см², 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-5000м³.

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/см² 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/см² 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 обезвоживания 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 YEWFLOW марки DY080, и далее по газопроводу Ø114мм давлением 1-1,5 кгс/см² 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 подается 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/см² 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 производится при полном заполнении, вытеснение осуществляется через верхний патрубок аппаратов. Сброс подтоварной 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.

Подтоварная 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 м³ №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/см² при температуре 40-50°C поступает на концевую сепарационную установку (КСУ) V-25м³, для окончательной дегазации нефти.

КСУ снабжены предохранительным клапаном от повышения давления выше установочного, сброс осуществляется в дренажную систему на ЕП-16 м³ №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/см² с содержанием хлористых солей до 200 мг/дм³ и обводненностью до 0,5% поступает в технологический резервуар РВС №6 V= 2000м³.

С резервуара РВС №6 через переточную линию 7,9 м нефть поступает в товарные резервуары №1т, №5т, №11т, №12т V=5000 м³. 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 м³ №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 м³.

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/см². 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 «Мартыши»

АО ЗФ «КазТрансОйл».

В процессе перекачки нефти, на НПС «Мартыши» проводится 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 «Мартыши» сбрасывается через дренажную линию в дренажную емкость ЕП-100 м³ №6, для вторичной подготовки.

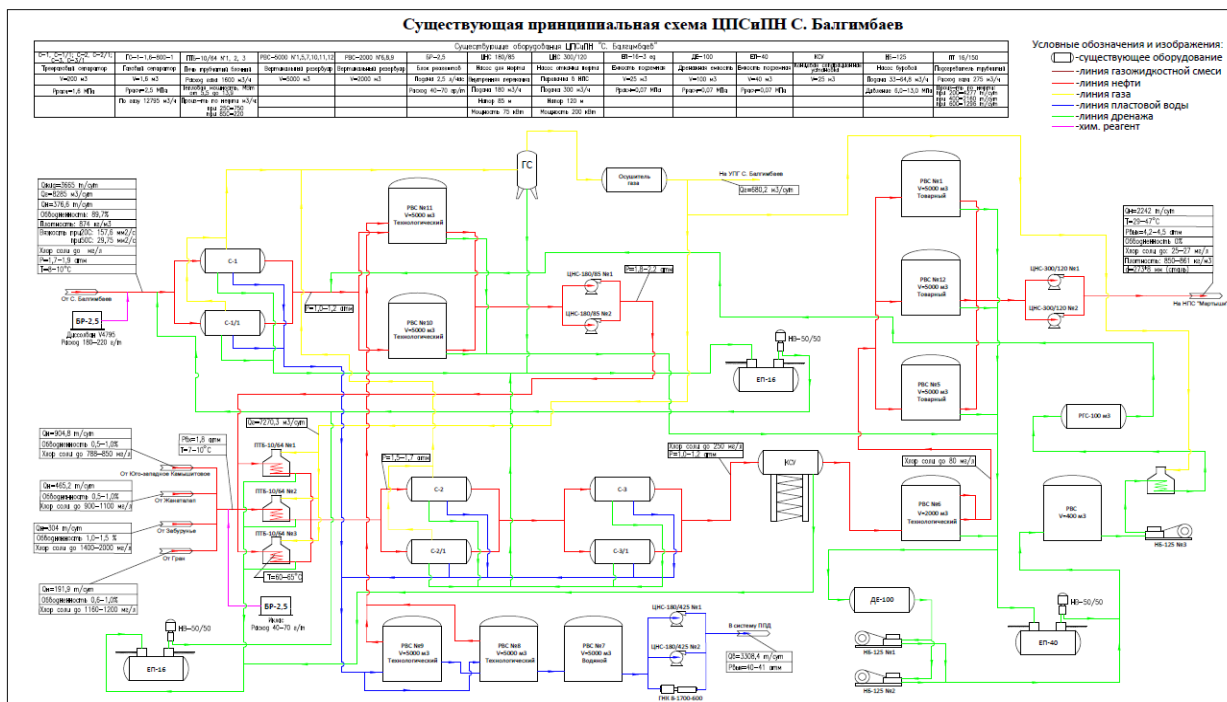


Рис. 8.3 - Существующая принципиальная схема ЦПСиПн С.Балгимбаев

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. нм³/год. Установка компримирует попутный газ и приводит его в состояние, соответствующее ГОСТ 5542-87.

Комплекс предназначен для сжатия и обезвоживания 2360 нм³/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, CBA-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°С до -26°С.

Затем газ проходит через расширительный клапан Джоуля Томпсона, PV-3001, который еще больше охлаждает газ до -46°С. Расширительный клапан JT поддерживает противодействие 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°С.

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 ребойлере (испарителе).

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

Рейбейлер регенератора является электрическим обогревателем. Температура в Регенераторе поддерживается путем регулирования термостата рейбейлера.

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 газа проходит через отводную линию установок с клапаном - отсекаателем, 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°С.

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 х 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 ребойлера до менее 40 кВт. Ребойлер 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.Балгимбаев

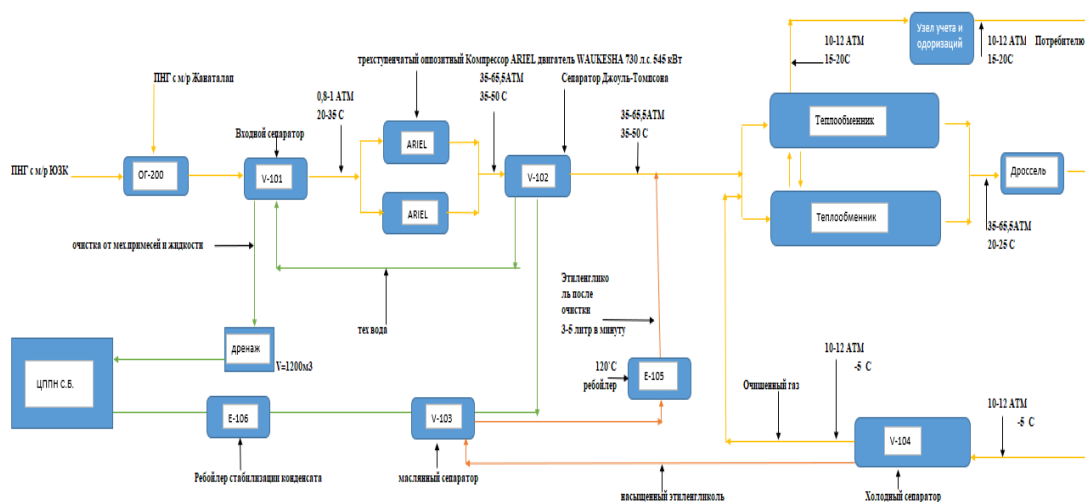


Рисунок 8.4 - Принципиальная схема УПГ С.Балгимбаев

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 м³. Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Камышитовое Юго-Западное представлена на рисунке 8.5.

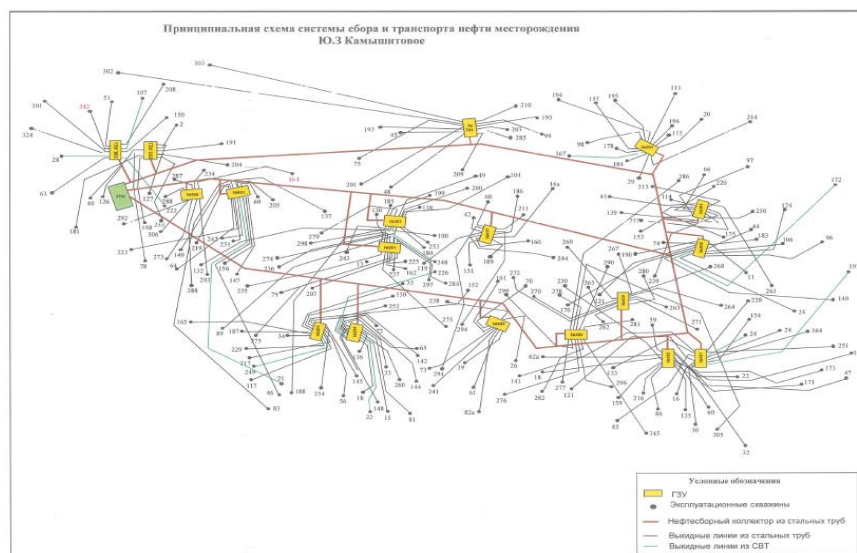


Рисунок 8.5 - Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти месторождения Камышитовое Юго-Западное

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. Осушенный 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.3.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 в 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

32

После замера жидкость по нефтяному коллектору Ø159х6 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.

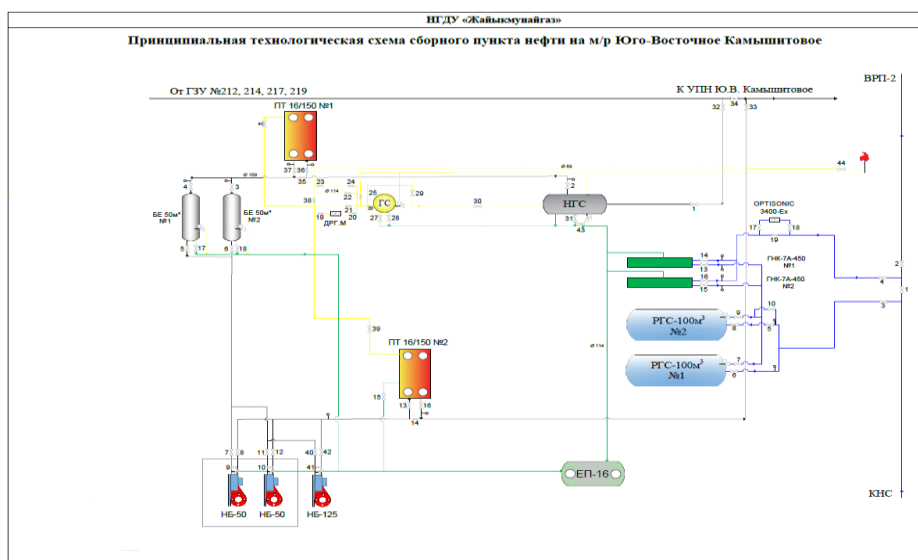


Рисунок 8.8 – Принципиальная технологическая схема сборного пункта нефти месторождения УПН ЮВК

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 нефтесборным коллекторам Ø159х6 поступает жидкость с АГЗУ в параллельные нефтегазосепараторы, где производится дегазация нефти и удаления из нее попутного газа. Рвхода = 2,3-2,8 кгс/см², Рвыхода=1,9-2,3 кгс/см².

По нефтесборным трубопроводам Ø159х6 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 поступает 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 Камышитовое Юго-Западное. Пластовая вода, подготовленная в 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 Камышитовое Юго-Восточное представлен в рисунке 8.9.

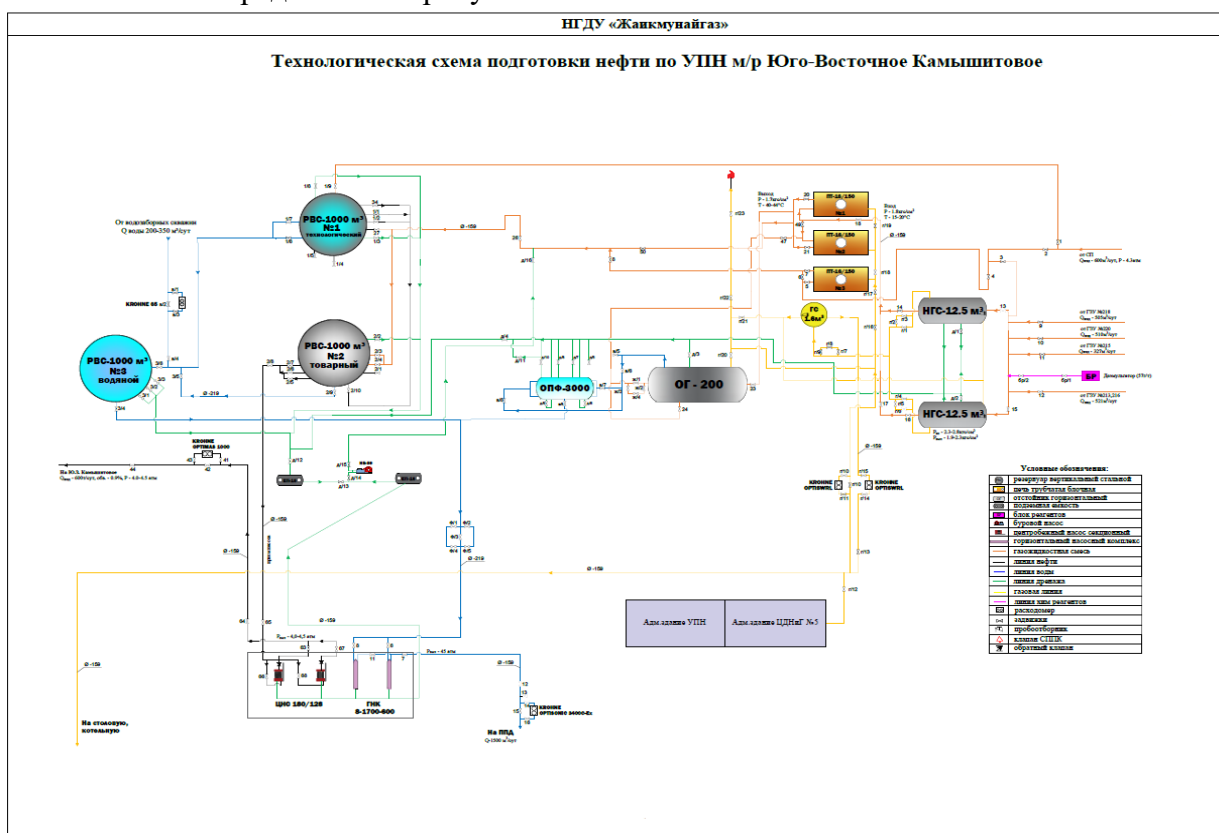


Рисунок 8.9 – Технологическая схема УПН месторождения Юго-Восточное Камышитовое

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/см² 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 Камышитовое Юго-Западное (ЮЗК).

С ОГ-100 нефтяная эмульсия давлением $P=2,2-2,4$ кгс/см² 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.3.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» (подкарниз) 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.

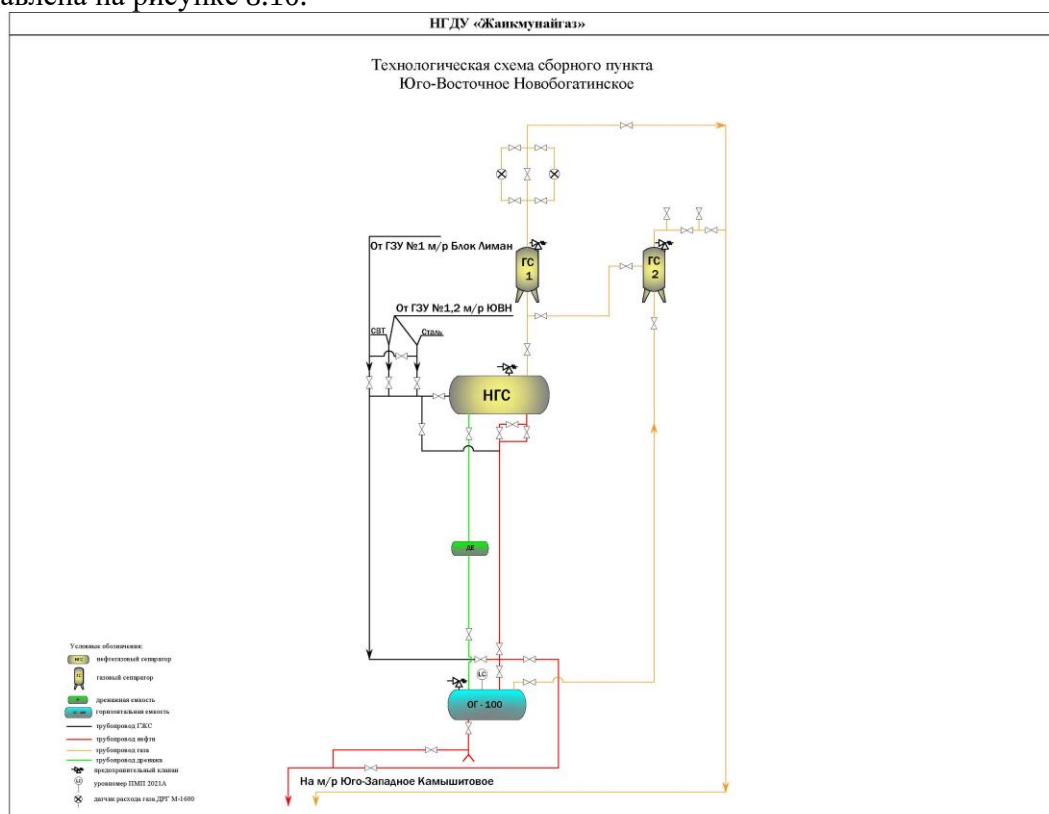


Рисунок 8.10 – Технологическая схема сборного пункта месторождения Новобогат Юго-Восточный

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, однострубно-самотечной
 - С.Жанаталап с применением герметизированной, однострубно-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

Сброс дренажа, а также при необходимости опорожнения или вывода сепараторов на ремонт, сброс с аппаратов осуществляется в дренажную систему на ЕП-12,5 м³ №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.

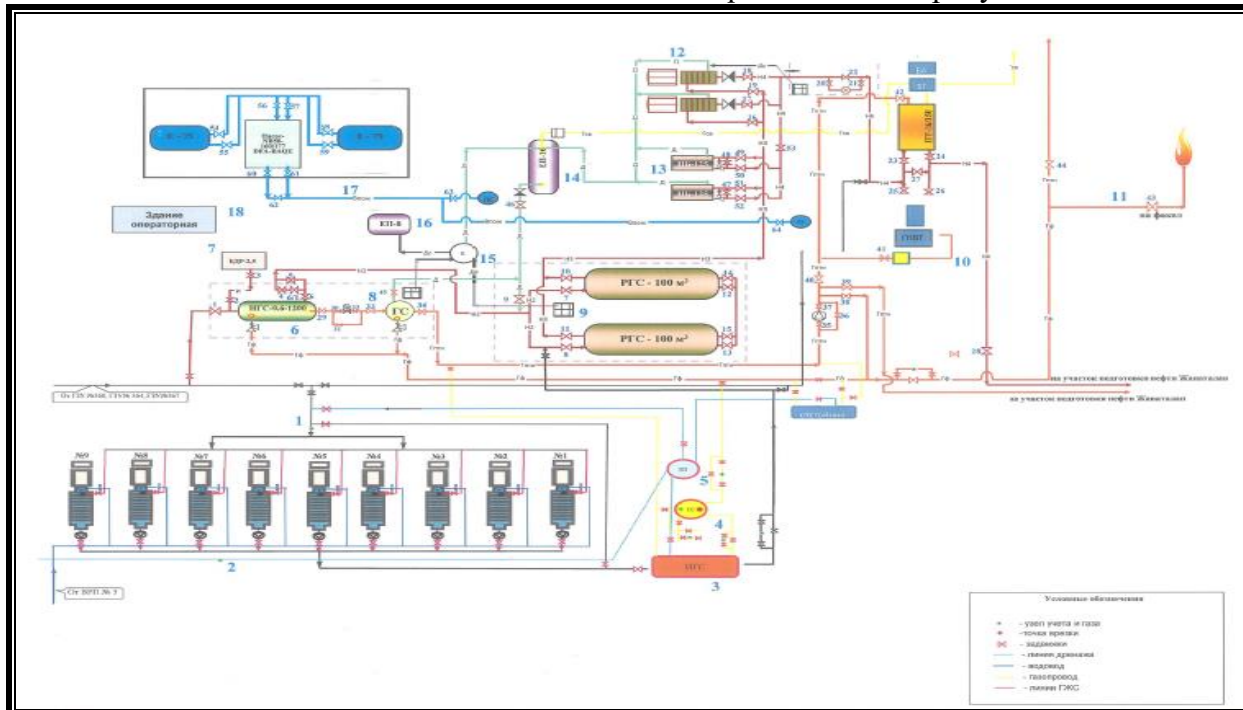


Рисунок 8.12 - Принципиальная схема сборного пункта «Северный Жанаталап»

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 «КНЛАС-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 системе 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.

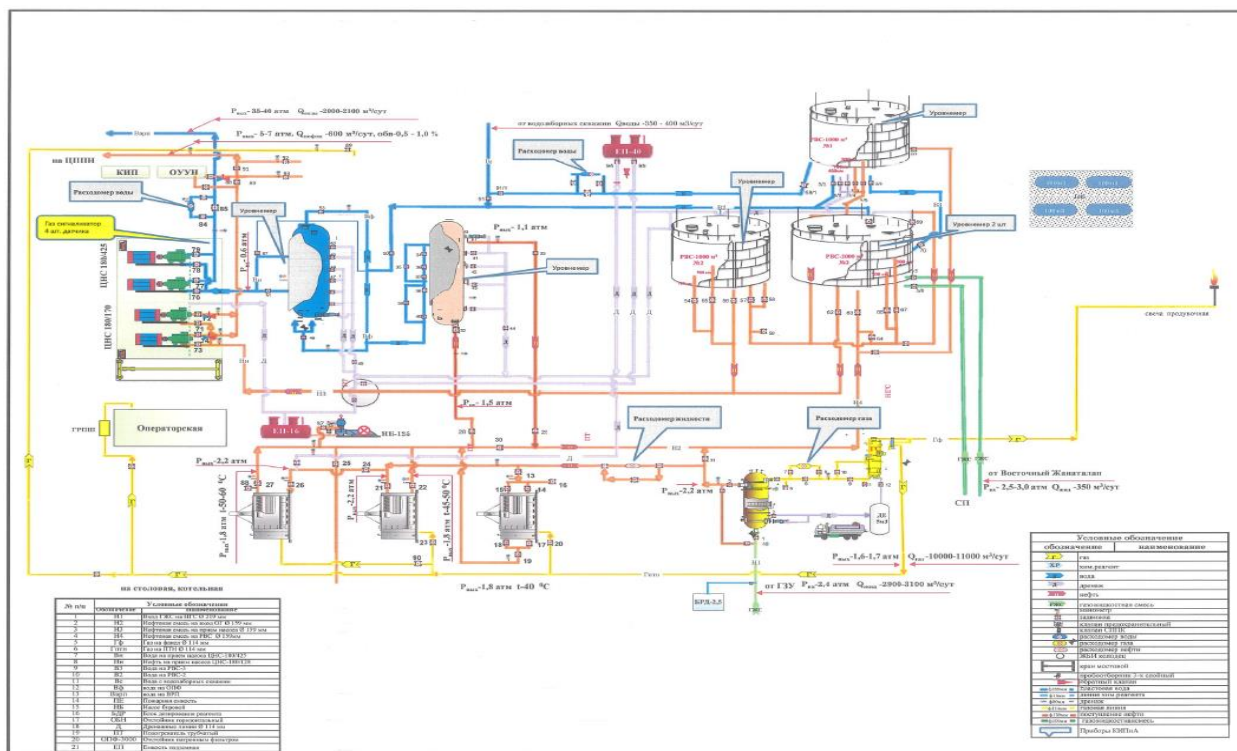


Рисунок 8.13 – Принципиальная технологическая схема УПН «Жанаталап»

Месторождение Гран

Система сбора месторождения «Гран» эксплуатируется с применением герметизированной, однострубно-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 $P=2,5-3,0$ кгс/см² 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 деэмульгаторс. 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.

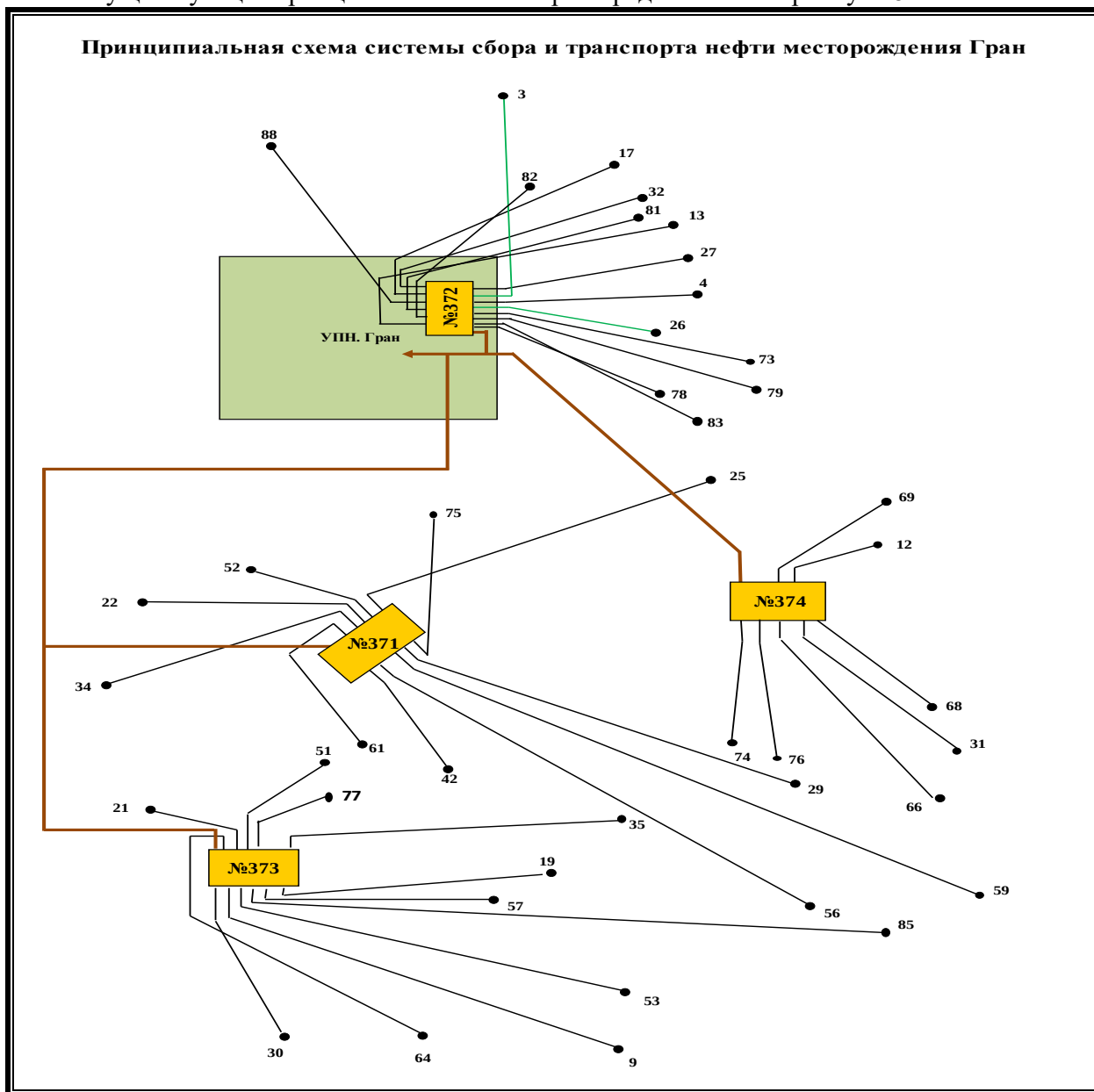


Рисунок 8.14 Принципиальная схема системы сбора скважинной продукции месторождения Гран



Рисунок 8.15 Существующая принципиальная схема УПН Гран

Месторождения Забурунье

Система сбора месторождения «Забурунье» эксплуатируется с применением герметизированной, однострубно-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 автоматическом 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 нефтесборным трубопроводам Ø273*8 мм поступает на внутри промысловый нефтепровод НК-1 Ø219*7 мм, и далее давлением 2-2,5 кгс/см² 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 нефтесборным трубопроводам Ø273*8 мм поступает на внутри промысловый нефтепровод НК-3 Ø219*7 мм, и далее давлением 2-2,5 кгс/см² 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.

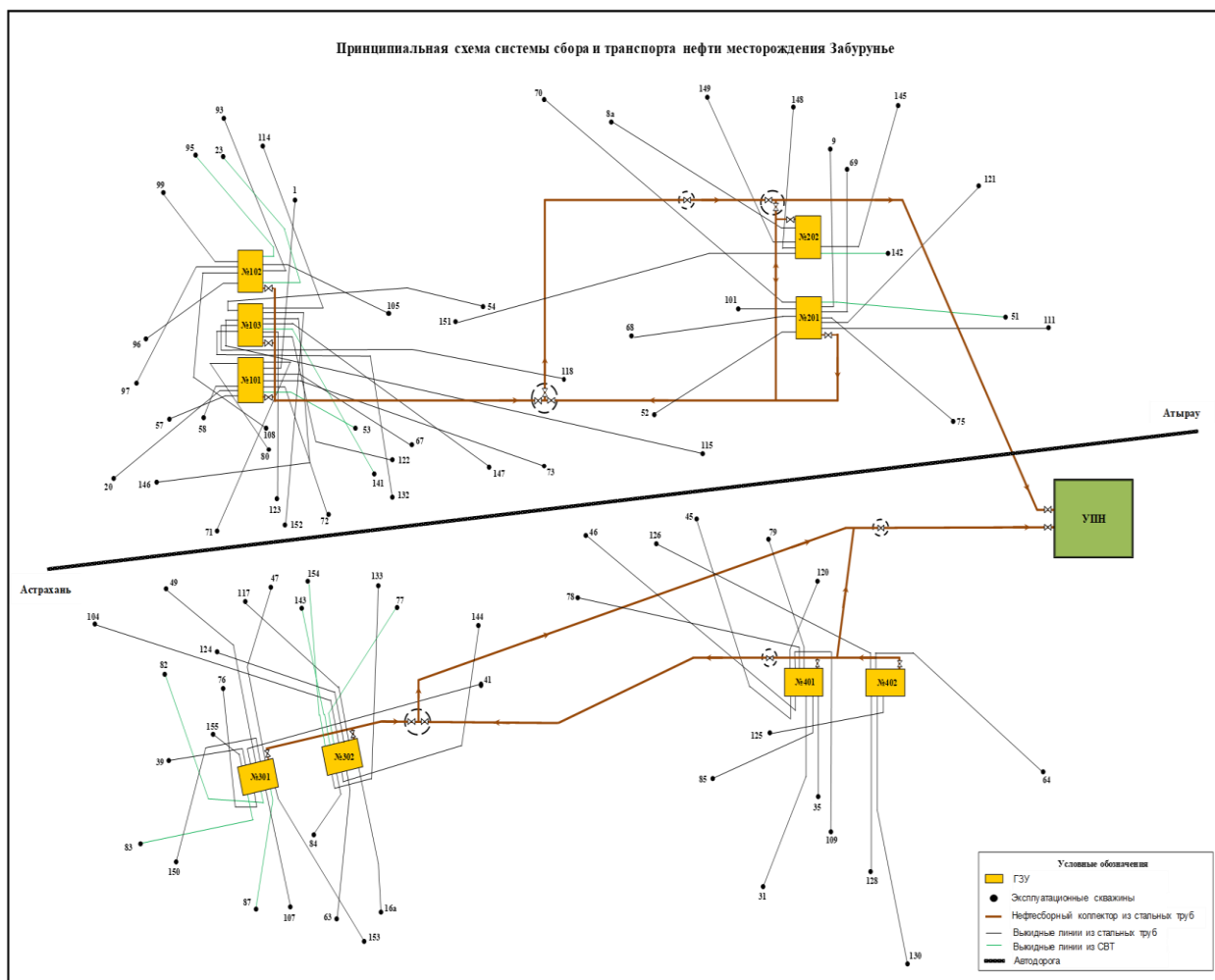


Рисунок 8.16 Принципиальная схема системы сбора и транспорта нефти на м/р «Забурунье»

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/см² поступает на нефтегазовый сепаратор НГС-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/см² 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 нефтесборных 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 $T=45-50^{\circ}\text{C}$, $P=1-1,2$ кгс/см² нефтяная эмульсия с печей подогрева поступает в технологические резервуары РВС-1000 м³ №2 и РВС-2000 м³ №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 $T=55-60^{\circ}\text{C}$, $P=1-1,2$ кгс/см² нефть поступает обратно в РВС-2000 №3. С резервуара №3 через переточную линию Нверх.=9,9

м, Ниж.=7,3 м технологическими насосами ЦНС 60/66 №4 и №5 перекачивается в товарные резервуары РВС-1000 м³ №1, РВС-2000 м³ №4, РВС-2000 м³ №5. (на данный момент товарные резервуары РВС №1 и №4 ожидают списания, планируется строительство одного резервуара V-2000 м³).

По мере заполнения товарных резервуаров, производится откачка подготовленной нефти (обводненностью до 1% и содержанием хлористых солей до 2000 мг/дм³) 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/см².

Сдача нефти сторонних организаций согласно договорам, производиться по утвержденному ежемесячному графику в РВС-2000 м³ №5.

Пластовая вода, дренируемая с технологических резервуаров №2, №3 собирается в резервуарах №6 и №7 V=2000 м³, 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 P=38-40 кгс/см² на выходе.

Дренажная система на территории УПН Забурунье предусматривает:

- сброс дренажа с резервуарного парка, и утечек с сальников насосов производиться в дренажную емкость ЕП-16 м³, откачка ёмкости подземной осуществляется насосом НБ-125 №6 в технологический резервуар РВС-2000 м³ №3;
- сброс дренажа с технологических аппаратов НГС и ГС, а также в случае аварийных ситуаций производиться в дренажную емкость ЕП-12,5 м³, 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.

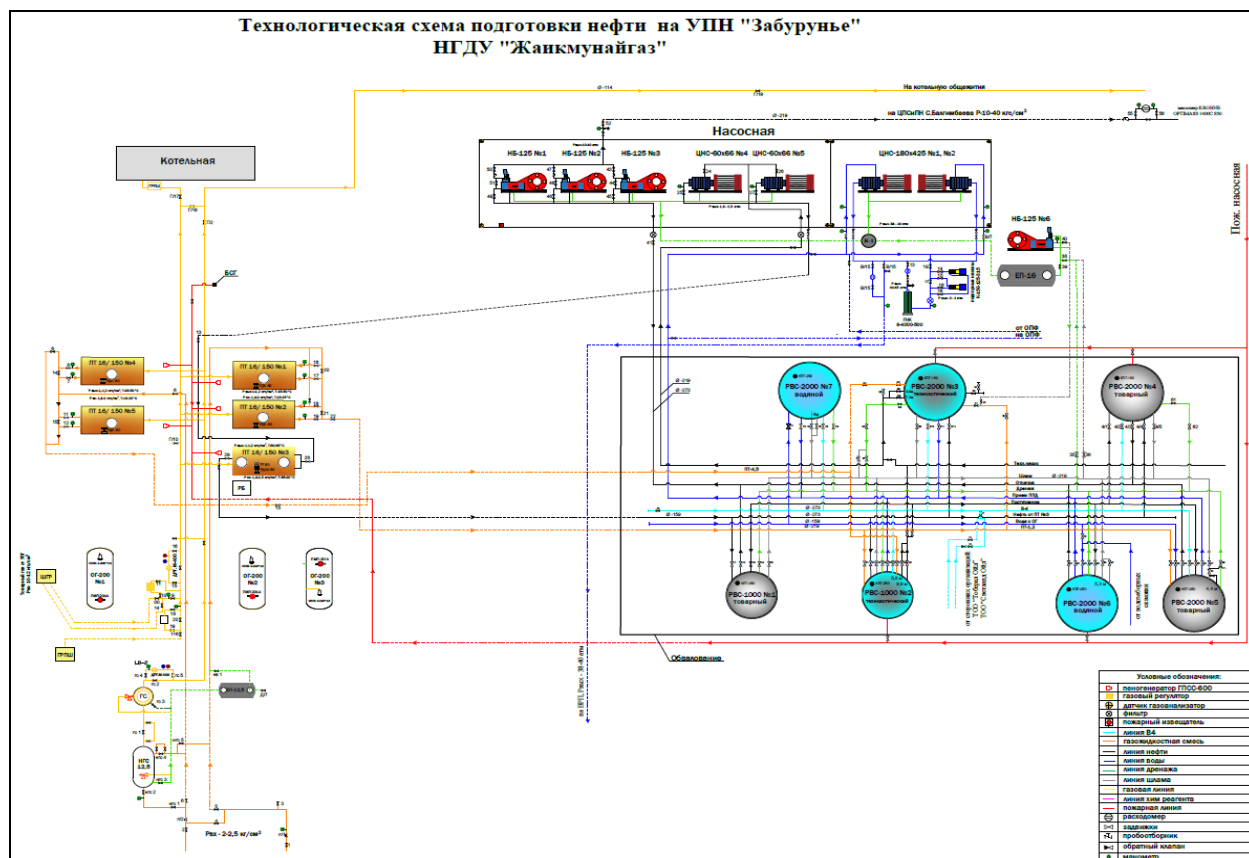


Рисунок 8.17 Технологическая схема подготовки нефти на УПН «Забурунье»

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 «Жайкмунайгаз» 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 месторождений 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 отсутствует.						

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 стволах 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, (М)	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	0,381737426	1,9312327	48,2808175
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,014585244	0,0454368	45,4368
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	8,752485503	35,053775946	876,344399
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,0004333	0,0045677	0,03045133
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	7,28988616	72,17430301	1202,90505
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	0,92900026	2,068386824	41,3677365
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	2,63877070465	6,91294844629	138,258969
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,00862468472	0,11582604326	14,4782554
0337	Углерод оксид (Оксид углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	24,85348381	132,08460207	44,0282007
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00411868	0,0074725	1,4945
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	0,009856222	0,018975	0,6325
0410	Метан (727*)				50		1,973183616	13,747832598	0,27495665
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		12,80136838	163,06615706	3,26132314
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		2,44313814	36,88971871	1,22965729
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,0342094	0,5140125	5,140125

0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,1887078	1,1598888	5,799444
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,9793002	3,8154069	6,3590115
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,000003475	0,000011783	11,783
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
1078	Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)				1		0,28943094	3,05083362	3,05083362
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0,7		0,1539108	0,4876	0,69657143
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	0,17809272	0,3488003	34,88003
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,17920372	0,46701176	46,701176
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	0,00052486014	0,00510854364	102,170873
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,0216667	0,228384	0,152256
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)				0,05		0,00034306	0,000065	0,0013
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,179627	1,0158514	1,0158514
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	7,95250825	91,66087455	91,6608745
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,44102	1,56024578	10,4016385
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,13629392	1,43664697	28,7329394

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	0,006530696	0,0328076	0,328076
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0144	0,0505958	1,264895
	В С Е Г О :						73,68248987	572,5942548	2791,456172
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ,т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

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

Таблица 8.11 - Валовые выбросы по промплощадкам на 2026г

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опас- ности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год (М)
1	2	3	4	5
ЦСТ и ТТ				
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,02197074	0,0600308
0143	Марганец и его соединения	2	0,00055488	0,0012982
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	2,42600003	6,20150561
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	3,0879878	7,88041415
0322	Серная кислота (517)	2	0,0000821	0,0001231
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,36654578	0,9080404
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	1,56878274	4,74881916
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000034176	0,00049211
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	5,00399552	15,53793313
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00008823	0,000155
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00018784	0,00033
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,01433298	0,15108093
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00006813	0,00071802
0621	Метилбензол (349)	3	0,60764	1,05
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	3	0,12153	0,21
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	4	0,18229	0,315
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)		0,09722	0,168
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	4	0,12153	0,21
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,07902668	0,186503
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,07902668	0,186503
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	4	0,08507	0,147
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000000042	0,00000066
2735	Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716*)		0,00034306	0,000065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,80188706	2,03447774
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)	3	0,00007969	0,00014

	В С Е Г О :		14,66627416	39,99863001
ЦПРС				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,1076494	0,36273541
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,01749303	0,0589445
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,01006652	0,03392013
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,001023652	0,00046228
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,38011793	1,28084539
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,1630464	0,1631221
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,4278559	0,0236221
0602	Бензол (64)	2	0,0055875	0,000303
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0017565	0,0000945
0621	Метилбензол (349)	3	0,0035115	0,0001905
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000000042	0,00000044
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,01162038	0,02242238
	В С Е Г О :		2,129728754	1,94666273
СМТС				
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)		0,0023487	0,0247576
	В С Е Г О :		0,0023487	0,0247576
ПРЭО				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,093325426	0,6710436
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,002818884	0,0136374
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,0020833	0,0009
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,340016594	0,620394
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0040278	0,00174
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0138889	0,006
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000000516	0,00000544
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	4,229679257	2,254758
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00069299	0,001725
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,001988062	0,00495
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,00477766	0,05036031
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00002271	0,00023934
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	3	0,1789769	1,009

	изомеров) (203)			
0621	Метилбензол (349)	3	0,2547006	1,4359
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,0000016	0,0000006
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	3	0,0900827	0,50785
1048	2-Метилпропан-1-ол (Изобутиловый спирт) (383)	4	0,0008426	0,00475
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	4	0,1135235	0,64
1119	2-Этоксизэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)		0,0566908	0,3196
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	4	0,0612672	0,3454
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	4	0,0454094	0,256
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00000002	0,00000022
2752	Уайт-спирит (1294*)		0,1789769	1,009
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,6944444	0,3
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,44058	1,5598276
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)	3	0,000843336	0,0021
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0144	0,0505958
В С Е Г О :			6,824062056	11,06577731
ЦППН				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0830501	0,6123118
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0015194	0,0112012
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,7146452	1,69979776
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004333	0,0045677
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,46831011	0,47133317
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06970762	0,03695072
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,2037815611	0,2746845621
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,001143292	0,0425765035
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,33818479	3,63342409
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0001051	0,000775
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0002238	0,00165
0410	Метан (727*)		0,50431686	2,35138482
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,77146149	55,02596167
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,30944861	17,20020517
0602	Бензол (64)	2	0,0072714	0,2583764
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-	3	0,0012639	0,0705346

0621	изомеров) (203) Метилбензол (349)	3	0,0350277	0,4836453
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0127739	0,0086973
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0127739	0,0086973
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00000148729	0,00001461782
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0216667	0,228384
2752	Уайт-спирит (1294*)		0,0002167	0,0022838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,1277385	0,0869725
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)	3	0,0000949	0,0007
В С Е Г О :			5,68516032	82,51512998
С.Балгимбаев				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0225531	0,0792424
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00063026	0,0022146
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,51722604	2,51368196
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,22940673	0,87644387
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,02170574	0,07
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,07755646	0,32791824
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00047642	0,00324461
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,41274888	7,49821242
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000121	0,000425
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0002818	0,00099
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,6678998	4,82069267
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,12974412	0,64965773
0602	Бензол (64)	2	0,0016935	0,008475
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0005323	0,0026636
0621	Метилбензол (349)	3	0,0010645	0,0053271
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00520938	0,0168
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00520938	0,0168
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00000006	0,00000065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	4	3,11863002	32,49174525

2908	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10) 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)	3	0,0001195	0,00042
В С Е Г О :			6,21280899	49,3849551
УПГ				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	1,1645772	5,72068306
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,3007634	1,066111
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,01633987	0,02
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,04319126	0,09539986
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0000759303	0,0008003455
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,27827935	6,67973496
0410	Метан (727*)		0,451785696	3,602619827
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,64120588	6,75882318
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00298708	0,03148599
1078	Этан-1,2-диол (Гликоль, Этиленгликоль) (1444*)		0,28943094	3,05083362
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00392157	0,0048
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00392157	0,0048
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00004223074	0,00002645728
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,03921569	0,048
В С Е Г О :			4,235737667	27,0841183
Юго-Западный Камышитовый				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02316154	0,27267
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00068267	0,005285
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,6296085	9,12752849
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,65891899	41,67273902
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0721349	0,43507762
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0762730717	0,2043250703
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00086695654	0,02494377699
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,70293356	57,27317494
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00016365	0,000575
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0004696	0,00165
0410	Метан (727*)		0,17245827	1,73392263

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,43949468	34,1557737
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,11446653	8,32004499
0602	Бензол (64)	2	0,0014881	0,1085855
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0004677	0,0341269
0621	Метилбензол (349)	3	0,0334353	0,4108298
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000005	0,000006987
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00897085	0,0228
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00963745	0,10746579
2752	Уайт-спирит (1294*)		0,0002167	0,0022838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,33137537	30,71072871
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)	3	0,00019923	0,0007
В С Е Г О :			5,277423669	184,6252377
Юго-Восточный Камышитовый				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02831505	0,0746158
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00143831	0,0037902
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,49070694	1,60287558
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,32880084	0,72970182
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,052743	0,07065844
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0773553464	0,1498774359
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0010180104	0,01113724089
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,17264309	4,36801062
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00042502	0,00112
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00100182	0,00264
0410	Метан (727*)		0,10300134	1,04571632
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,48729693	14,89692643
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,32993715	3,23526401
0602	Бензол (64)	2	0,003765	0,0420605
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0011833	0,0132189
0621	Метилбензол (349)	3	0,0023667	0,0264381
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00900032	0,0168
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00900032	0,0168
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (	3	0,0000698786	0,000733792

2754	Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526) Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,11803121	0,17708108
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)	3	0,00042502	0,00112
В С Е Г О :			4,218524595	26,48658627
Юго-Восточный Новобогатинск				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,00256698	0,0067645
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0002884	0,00076
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,18121127	0,182139326
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,19117648	0,234
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0471073	0,030976184
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0492160745	0,0600084
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0024550999	0,0158140649
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,35079519	0,16574714
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00015843	0,0004175
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00056352	0,001485
0410	Метан (727*)		0,09056923	0,895367011
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		3,18217499	21,4193686
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,95536967	5,57403553
0602	Бензол (64)	2	0,0124632	0,0726146
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0039173	0,022834
0621	Метилбензол (349)	3	0,0078341	0,0456675
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00588236	0,0072
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00588236	0,0072
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,0000451627	0,000475064
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,05882352	0,072
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	3	0,00023907	0,00063

	месторождений) (494)			
		В С Е Г О :	5,148739707	28,81550442
Жанаталап				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0223358	0,0625238
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00058626	0,0020382
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,43655446	1,30836283
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,39257294	0,8525595
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06400783	0,0956851
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,1097304057	0,2806385409
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00058249895	0,00587041009
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,76771954	2,70469374
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,0001138	0,0005
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0003	0,00132
0410	Метан (727*)		0,12362189	1,26145379
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,85218648	8,67109847
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,13747871	1,33355698
0602	Бензол (64)	2	0,0017948	0,0174086
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0005641	0,0054713
0621	Метилбензол (349)	3	0,0011281	0,0109425
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01155578	0,0228
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01155578	0,0228
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00007059971	0,00074358254
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,11555768	0,228
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)	3	0,000128	0,00056
		В С Е Г О :	3,050145454	16,88902734
Северное крыло Жанаталап				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,1211808	0,32118692
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,09913508	0,15438658
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,02947134	0,01574375
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,02470343	0,03204109
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00014069	0,00148293
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,29919731	0,77558424
0410	Метан (727*)		0,13386073	1,36581639

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,40484898	3,63219695
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,02090927	0,00824741
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00294118	0,0036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00294118	0,0036
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,0001922	0,00202604
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,04342576	0,04054054
В С Е Г О :			1,18294795	6,35645284
Гран				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,41408304	1,97057293
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,58682331	9,56902989
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,07251318	0,1502288
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,12272682	0,15228594
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00026727	0,00309123
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,62600514	12,50029487
0410	Метан (727*)		0,33730281	0,91635932
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,44361965	5,00549479
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00463011	0,17096902
0602	Бензол (64)	2	0,0000582	0,0022093
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0000183	0,0006943
0621	Метилбензол (349)	3	0,0000366	0,0013887
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000002	0,00000154
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01470589	0,018
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01492809	0,036694
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00010103	0,00106483
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,38075711	19,06555813
В С Е Г О :			4,018576567	49,56393759
Забурунье				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02227499	0,051584
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00058106	0,001639
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,0000417	0,000051
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,55659242	2,42889338
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,60100382	8,07894088
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06823265	0,16980581
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,14937666525	0,34647362709
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00053911163	0,00589396139
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,12785638	12,0585524
0342	Фтористые газообразные соединения	2	0,00010957	0,000385

0344	/в пересчете на фтор/ (617) Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00028176	0,00099
0410	Метан (727*)		0,05626679	0,57519249
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,70958774	8,11039991
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,01016843	0,34112738
0602	Бензол (64)	2	0,0000877	0,0039796
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п-изомеров) (203)	3	0,0000275	0,0012507
0621	Метилбензол (349)	3	0,0325551	0,3450774
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,000000049	0,000001264
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01449696	0,0264
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01471916	0,04125167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000002005	0,000021102
2752	Уайт-спирит (1294*)		0,0002167	0,0022838
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,2510343	5,63934822
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)	3	0,00011954	0,00042
В С Е Г О :			3,616172101	38,22996259
Котел адм здания				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,11592093	0,23284245
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,10247686	0,1402119
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0122549	0,015
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,03479279	0,06464956
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00000052	0,00000544
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,21879352	0,60577605
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,00477766	0,05036031
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00002271	0,00023934
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00294118	0,0036
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00294118	0,0036
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000000020	0,00000022
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,02941176	0,036
В С Е Г О :			0,52433403	1,15228527
Котлы узла учета				

0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,00066534	0,00448385
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00010812	0,00072863
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0002285	0,00153993
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,00350031	0,0235893
В С Е Г О :			0,00450227	0,03034171
Служебные дома				
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,0010417	0,0009
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,141477469	0,1472858
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,00042064	0,00443394
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0020139	0,00174
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00785834	0,01563358
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	2,097333333	1,9475712
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,0000008	0,0000007
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,34722222	0,3
В С Е Г О :			2,597368402	2,41756522
ЭСР Жайык				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0621837	0,040446
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00548512	0,003573
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,00125	0,0009
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,39436987	0,60880659
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,22448801	0,38432416
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,03019445	0,04674
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,06924182	0,11873332
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000000025	0,00000026
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	2,84370071	2,77669958
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00214089	0,001395
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00455802	0,00297
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,0098794	0,10413673
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0000063	0,00006636
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,000000958	0,00000069
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00666667	0,0108
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00666667	0,0108
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000000060	0,00000065
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19	4	0,48333327	0,408

	(в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)			
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,00044	0,00041818
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)	3	0,00193371	0,00126
В С Е Г О :			4,146539653	4,52007052
УБМТС				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000000516	0,00000544
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,00477766	0,05036031
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,00002271	0,00023934
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000000021	0,000000218
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	3	0,13629392	1,43664697
В С Е Г О :			0,141094827	1,487252278
ИТОГО:			73,68248987	572,5942548

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

	МС Исатай	МС Махамбет
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200	200
Коэффициент рельефа местности, η	1,0	12,0
Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль) °С	+35,7 °С	+34,5
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (февраль) °С	- 9,6 °С	-10,1
Годовое количество осадков за холодный период года (XI-III)	25,9 мм	47,0
Годовое количество осадков за теплый период года (IV-X)	64,0 мм	66,1
Число дней с пыльными бурями		1 дн
Среднегодовая роза ветров, % за 2025 год		
Румбы	Среднегодовая	
С	14	11
СВ	11	14
В	14	12
ЮВ	13	13
Ю	12	10
ЮЗ	11	14
З	14	12
СЗ	11	14
Штиль	1	18

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 концентрации, 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 в 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; передано товарного газа – 5373680 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).
2022	1704,35756	533,4994842	Добыча нефти за год – 600 902 тн. Добыча газа 2023 год –	К концу 2022 года ожидается увеличения фактических выбросов вредных веществ в

			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.	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	933,6276	Добыча нефти за год – 592 670 тн. Добыча газа за год – 21 332 009 м3;	Факт выбросов за 9- мес.2025г. по осн. производству - 933,6276 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	187,4212 (1 квартал)	Добыча нефти за год – 525 204 тн. Добыча газа за год – 63 233 630 м3;	-

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 №Е.04.Х.КЗ33VBZ00034960 от 10.06.2022г выданным Департаментом санитарно-эпидемиологического контроля Атырауской области на «Проект установления санитарно-защитной зоны (окончательная) для НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» размер санитарно-защитной зоны для площадок НГДУ «Жайыкмунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» 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 отдаленности 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 годовые 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 принята с размером 1000 метров.

Предприятие относится 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 №Е.04.Х.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 загрязняющих веществ с целью достижения нормативов допустимых выбросов 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				
Ю.В. Камышитовое Ж-2-01 Ж-2-02	Пыль	1 раз в квартал	3 раза	Сторонняя организация по договору	С использованием газоанализатора, либо средств для отбора проб с последующим их анализом в стационарной
	Диоксид азота				
	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 Ка-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				
Забурунье 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
	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
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 жилой 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 (тугоухость), 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 оборудования, 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 свыше 100дБ.

В соответствии с требованиями 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 свыше 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 соответствии 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 (А), или когда импульсный шум превышает 140 дБ (С), участок идентифицируется, отмечается на карте и обозначается указателями.

- *Рабочие участки.* Уровень шумового воздействия не должен превышать значения 85дБ(А) 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 уравнивания вращающихся 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-І «О радиационной безопасности населения» и «Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности», утвержденной Приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 15 декабря 2020 года № ҚР 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 - миллизиверт; 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 радиоз экологического 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 № ҚР 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» № ҚР 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.