

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

Государственная лицензия №02354Р

**УТВЕРЖДАЮ:**

Заместитель генерального директора  
по производству  
А.А. Кутжанов  
2026г



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

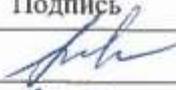
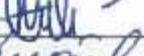
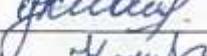
Заместитель генерального директора  
по производству Атырауского филиала  
ТОО «КМГ Инжиниринг»



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.

## 1. АННОТАЦИЯ

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

Целью настоящей работы является определение количественных и качественных характеристик выбросов вредных веществ в атмосферу источниками предприятия, разработка нормативов НДВ и мероприятий по контролю экологической ситуации в зоне влияния. Административный корпус АО «Эмбаунайгаз» расположен в г.Атырау по улице Валиханова 1. Проект составлен для установления лимитов загрязняющих веществ от источников загрязнения по объектам ЦППН Прорва, С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское, БПО, Каспий Самалы, Спецтехника Прорва, Карасор Западный, Терень-Узек, Каратон, Акингень, Кулсары, Косшагыл, Кисымбай, Аккудук, ЦПРЭО Промбаза, РММ, Спецтехника Кулсары, УКПГ Завод, Газопровод Толкын, ЭСР Кулсары, ЭСР Прорва, ПРС НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбунайгаз»

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;

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 «Жылыоймунайгаз» в атмосферный воздух выявлены **1571** источников загрязнения вредных веществ в атмосферу.

**Расчет выбросов вредных веществ приведен на 01.04.2026г-31.12.26гг.**

Валовой выброс загрязняющих веществ в атмосферу по НГДУ «Жылыоймунайгаз» **на 01.04.2026г-31.12.26гг.** составляет **1947,6602 т/год.**

Максимально-разовые и средне-суточные 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 3, НПО «Логос», г. Новосибирск, согласованный с ГГО имени Воейкова, г.Санкт-Петербург и МООС Республики Казахстан. Расчет рассеивания в приземном слое атмосферы показал, что превышение ПДК не наблюдается на границе санитарно-защитной зоны месторождений НГДУ.

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

**Таблица 1.1 - Перечень загрязняющих веществ от стационарных источников в атмосферу на 01.04.2026г-31.12.26гг (основная деятельность НГДУ «Жылыоймунайгаз»)**

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)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)			0,04		3	0,627438	6,254021
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,015232	0,12456
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				0,01		0,00000056	0,00002642
0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (Олово (II) оксид) (446)			0,02		3		0,00001
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,00083	0,00062
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	32,450792	143,2604545
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,002008	0,051892
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	19,751699	73,112829
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000025	0,001188
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,00004303	0,00004949
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	14,5190379	41,69231
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера		0,5	0,05		3	186,525748947	576,65539976

	(IV) оксид) (516)							
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,2847035529	2,23300629112
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	143,719968019	491,663441558
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00286	0,014002
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	0,0066065	0,039677
0410	Метан (727*)				50		7,1280842	73,5014599
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		119,38218	345,20540434
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		40,6024337	41,6304686006
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1,5			4	0,03963	0,01177
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,560023	0,537338
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,628933	3,091829
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,3610651	1,997533936
0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00092	0,00028
0639	1,2-Диметилбензол (о-Ксилол) (204)		0,3			3	0,0082	0,00001
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0000009	0,00000344
1023	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0,2		4	0,1580156	3,4671148
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1			3	0,00018	0,55636
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0168	0,4005
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0,0019	0,7116792
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля,				0,7		0,000111	0,41296

	Этилцеллозольв) (1497*)							
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,000121	0,47144
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,493498	1,69528
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,506061	1,73304
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,000091	0,2688
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0,006			4	0,00017994	0,003432537
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,00096300113	1,28214717832
1880	Ди(2- гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)				0,05		0,134053049	3,1140353
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,1108000001	2,595375
2752	Уайт-спирит (1294*)					1	0,4142	1,6403
2754	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12- С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	10,0860389	118,82869056
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2%, масло минеральное - 2%) (1435*)				0,05		0,0000106	0,00005275
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,60726	4,5749894
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,1796484	4,26768
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного		0,3	0,1		3	0,107148	0,47351

	производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)							
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (доломит, пыль цементного производства - известняк, мел, огарки, сырьевая смесь, пыль вращающихся печей, боксит) (495*)		0,5	0,15		3	0,0019506	0,015526
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0178	0,067747
<b>В С Е Г О :</b>							<b>579,4552925</b>	<b>1947,660244</b>

## 4. СОДЕРЖАНИЕ

3. АННОТАЦИЯ.....	3
4. СОДЕРЖАНИЕ .....	8
5. ВВЕДЕНИЕ.....	9
6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ.....	10
6.1 Почтовый адрес оператора .....	11
6.2 Карта-схема объекта.....	12
6.3 Ситуационная карта-схема района.....	12
7. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ УСЛОВИЙ И СОСТОЯНИЯ КОМПОНЕНТОВ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ РАЙОНА РАСПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ .....	13
7.1 Климатические условия.....	13
7.1.1. Атмосферный воздух .....	13
8. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОМПЛОЩАДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ, КАК ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ.....	15
8.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Кайнармунайгаз» .....	31
8.2. Характеристика залповых выбросов.....	56
8.3. Перспектива развития предприятия.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.4. Передвижные источники выбросов .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.5. Обоснование полноты и достоверности исходных данных (г/с, т/г) принятых для расчета НДВ.....	64
8.6. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.7. Проведение расчетов и определение предложений нормативов НДВ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.7.1. Расчет приземных концентраций .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.7.2. Предложения по установлению нормативов НДВ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.7.3. Размер санитарно-защитной зоны.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.8 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.8.1 Мероприятия по защите населения от воздействия выбросов вредных химических примесей в атмосферный воздух .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
8.11 Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу .....	57
9. ФИЗИЧЕСКИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ И РАДИАЦИОННАЯ ОБСТАНОВКА.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.1 Физические воздействия .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.2 Характеристика производственного шума .....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
9.3 Мероприятия по смягчению воздействия физических факторов.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
10.4 Радиационная безопасность.....	<b>Ошибка! Закладка не определена.</b>
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	84

## **5. ВВЕДЕНИЕ**

Проект нормативов НДВ для промплощадок НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» на 01.04.2026г-31.12.26гг 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 «Инструкция по инвентаризации выбросов вредных веществ в атмосферу» (Приказ и.о. Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Казахстан от 21 декабря 2000 г. № 516-п), 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 Министр 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»;
- Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом Министра здравоохранения РК от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2;

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, строительство 10  
Атырауский Филиал  
ТОО «КМГ Инжиниринг»  
тел: (7122) 305404***

## 6. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

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

Нефтяные месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» размещены по территории Жылыойского района, Атырауской области, частично на территории Бейнеуского района Мангистауской области (на территории ГСП «Толкын»).

В каждом месторождении имеется вахтовый поселок для персонала. Ближайшими населенными пунктами являются поселок: Новый Каратон, Кульсары, Косшагыл. Районным центром является город Кульсары. Ближайшая железнодорожная станция расположена в г. Кульсары и в поселке Боранкул.

Административное здание НГДУ «Жылыоймунайгаз» находится в г.Кульсары. Связь с городом Атырау осуществляется по автомобильной дороге с твердым покрытием, а также по железной дороге через г.Кульсары.

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

Добыча нефти на месторождениях ведется с 1935 года.

Большинство месторождений предприятия истощены и находятся на завершающей стадии эксплуатации. Месторождения Кисымбай, Аккудык, Акинжень разрабатываются с 1993 года.

Территория месторождения Терень-Узек граничит с Каспийским морем. От нагонных вод моря месторождение Терен-Узек защищено дамбой, протяженностью 12,9 км, а месторождение Западная Прорва дамбой протяженностью 17,5 км.

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

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

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

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

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» 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 «Жылыоймунайгаз» (в приложении) показано взаиморасположение месторождений и граничащих с ними характерных объектов и границы нормативных санитарно-защитных зон.

***В состав НГДУ «Жылыоймунайгаз» входят 2 куста: куст «Прорвинской группы», куст «Кульсары».***

***В состав куста «Провинской группы» входят 6 месторождений, из которых 4 месторождения находятся в промышленной разработке: м/р Актобе, м/р***

Досмухамбетовское, м/р С.Нуржанов (в составе ЦППН Прорва и УКПГ), м/р Западная Прорва и 2 месторождений на стадии разведки (м/р Карасор Западный, НСВ (блок Каратон-Саркамыс), а также Цех подготовки и перекачки нефти Прорва (ЦППН), Установа комплексной подготовки газа (УКПГ).

В состав куста «Кульсары» входят 7 месторождений промышленной разработки: м/р Терень-Узек, м/р Каратон, м/р Косчагыл, м/р Акинген, м/р Кульсары, м/р Кисимбай, м/р Аккудук.

Также в г. Кульсары находятся колонна спецтехники технологического транспорта, в Прорве база производственного обслуживания (БПО), колонна спецтехники технологического транспорта. Все месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» находятся на территории Жылыойского района Атырауской области и частично на территории Бейнеуского района Мангистауской области. В качестве топлива для печи подогрева используется попутный нефтяной газ (Кисимбай, Акинген, Аккудук, Актобе, Досмухамбетовское, С.Нуржанов, Западная Прорва), для печей остальных месторождений в качестве топлива используется Тенгизский природный газ.

Жилые зоны вблизи месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» отсутствуют.

Расстояние расположение до ближайших жилых зон:

№	Месторождение	Жилая зона	Расстояние(км)
1	м/р Кульсары	город Кульсары	6
2	м/р Косчагыл	пос Косчагыл	0,5
3	м/р Акинген	город Кульсары	42
		поселок Майкомген	12
4	м/р Кисымбай	город Кульсары	78
		с.Боранкул	12
5	м/р Аккудук	город Кульсары	62
		пос.Майкомген	25
6	ПСН Опорный	с.Боранкул	2
7	м/р Терен-Узек	пос Жана Каратон	12
8	м/р Каратон	пос Жана Каратон	66
		город Кульсары	132
9	м/р С.Нуржанова	пос.Жана Каратон	125
10	м/р Западная Прорва	город Кульсары	140
11	м/р Досмухамбетовское	город Кульсары	113
12	м/р Актобе	город Кульсары	122

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

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

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

## 6.1 Почтовый адрес оператора

Заказчик: Юридический адрес предприятия:

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

Адрес объекта:

Атырауская область, Жылыойский район, г.Кульсары,

ул. Бисенбі Бисенқұлов, здание 50, НГДУ «Жылыоймунайгаз».

## **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 «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» приведена в приложении 5.

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

### 7.1 Климатические условия

#### 7.1.1. Атмосферный воздух

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

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

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 «Жылыоймунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК по метеостанции Кульсары.

Метеорологическая информация за 2024 год по данным МС Кульсары Жылыойского района Атырауской области:

**Таблица 7.6. - Общая климатическая характеристика**

Средняя максимальная температура наружного воздуха самого жаркого месяца (июль)°С	+34,6
Средняя минимальная температура наружного воздуха самого холодного месяца (январь)°С	-10,1
Число дней с пыльными бурями	-
Абсолютный максимум скорости ветра при порыве м/сек	22
Средняя высота снежного покрова, см	3

**Таблица 7.2 – Среднемесячная и годовая температура воздуха в (°С)**

I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
-6,8	-3,8	2,5	18,0	17,3	27,9	28,3	26,2	19,7	10,4	2,4	-3,6	11,5

**Таблица 7.3 – Среднемесячная и годовая скорость ветра м/сек**

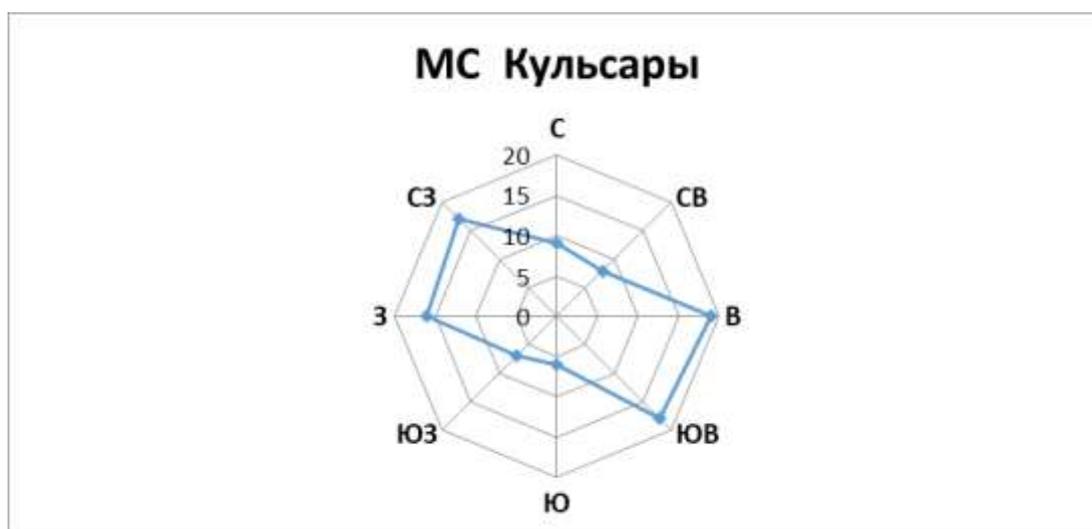
I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год
4,7	5,1	3,6	3,6	2,9	3,4	3,0	3,2	3,9	3,8	4,0	4,2	3,8

**Таблица 7.1 – 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
14,4	17,7	17,7	9,4	31,5	2,8	0,7	9,4	2,7	59,8	17,4	11,5	195,0	78,7	116,3

**Таблица 7.2 – Средняя повторяемость направлений ветра и штилей, %**

С	СВ	В	ЮВ	Ю	ЮЗ	З	СЗ	Штиль
9	8	19	18	6	7	16	17	18



**Рисунок 7.1 - Роза ветров**

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

Основной задачей НГДУ «Жылыоймунайгаз» является добыча нефти и газа. На промплощадках НГДУ расположено 1571 источников выбросов загрязняющих веществ: из них 338 организованных; 1233 неорганизованных.

Ниже представлена таблица по количеству источников загрязняющих веществ по месторождениям.

Таблица 8.1 – Количество источников по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз»

№№	Наименование промплощадок	Количество источников		Всего
		организованные	неорганизованные	
1.	ЦППН Прорва	27	51	78
2.	м. С.Нуржанов	15	257	272
3.	м.Карасор Западный	17	28	45
4.	м.Западная Прорва	6	89	95
5.	м.Актобе	8	50	58
6.	м.Досмухамбетовское	8	77	85
7.	БПО	10	5	15
8.	Каспий Самалы	4	2	6
9.	УППВ	-	1	1
10.	РММ-Прорва	10	3	13
11.	ТВГС	2	4	6
12.	спецтехника Прорва	6	26	32
13.	м.Терен Узек	38	256	294
14.	м.Каратон	22	50	72
15.	м.Акинген	17	57	74
16.	м. Кульсары	6	18	24
17.	м.Косчагыл	5	50	55
18.	м. Кисимбай	19	72	91
19.	м. Аккудук	7	20	27
20.	ЦПРЭО (Промбаза)	27	18	45
21.	РММ	9	9	18
22.	Адм.здания	5	2	7
23.	Колонна спецтехники и ТТ (месторождение) Кульсары	8	12	20
24.	УПКГ	21	37	58
25.	ГСП Толкын	3	2	5
26.	ЭСР Кулсары	4	1	5
27.	ЭСР Прорва	10	4	14
	ПРС	14	-	14
	<b>ИТОГО:</b>	<b>338</b>	<b>1233</b>	<b>1571</b>

***Перечень стационарных источников на промплощадках НГДУ «Жылыоймунайгаз»  
01.04.2026г-31.12.26гг:***

**ЦППН Прорва**

***Организованные источники***

- Источник №0001-0003-01 Печь ПТБ-10 для нефти попутном газе  
Источник №0001-0003-02 Печь ПТБ-10 для нефти природном газе  
Источник №0004-0005-01 Печь ПТ-16-150 для отопления попутном газе  
Источник №0004-0005-02 Печь ПТ-16-150 для отопления природном газе  
Источник №0007-0009-01 Печь марки ПТ-16-150 для утилизации воды попутном газе  
Источник №0007-0009-02 Печь марки ПТ-16-150 для утилизации воды природном газе  
Источник №0012-0020,0464 Резервуары 5000м<sup>3</sup>  
Источник №0021 Пункт налива нефти  
Источник №0022 Электроснабжение ДЭС 200 АДД-200С-Т400  
Источник №0024-0025 Пункт приема и отправки скребка  
Источник №0028 Химическая лаборатория  
Источник №0339 Передвижной сварочный агрегат САГ  
Источник №0349-001,002 Дежурная горелка при сжигании  
Источник №0364 Электроснабжение (ДЭС)  
Источник №0424 Электроснабжение ДЭС ЯМЗ ДГУ-АД-315С-Т400-11  
Источник №0469 Печь подогрева ПТ-9/100 (технол.для нефти)  
Источник №0470 Печь подогрева ПНЭ-2,7 (технол.для нефти)

***Неорганизованные источники***

- Источник №6001-6007 Насосы  
Источник №6012-6015 Нефтегазосепаратор 16-1600-1,6 - 3ед.; А-60- 1ед.  
Источник №6016-6021 Сепаратор УПС ЦППН Прорва  
Источник №6022-6023 Концевая сепарационная установка  
Источник №6025-6028 Газосепаратор  
Источник №6029-6032, 7138 Отстойники ОГ  
Источник №6033-6036 Дренажная емкость  
Источник №6038 Пост газорезки  
Источник №6039-6040 Счетчик газа 1-ой и 2-ой ступени  
Источник №7153 Сварочный пост  
Источник №7154 Сварочный трансформатор  
Источник №7267-7272 Насос ЦНС 300/240, ЦНС 300/120  
Источник №7365 Неподвижные уплотнения (КУН)  
Источник №7366-7367 Дренажные емкости ЕП 16-2000-1-2 (КУН)  
Источник №7380-7381 ГРПШ-400 (РДНК-400М), ШГРП-16-1ВУ (РДГ-150В)

**Месторождение С.Нуржанов**

***Организованные источники***

- Источник №0041 Дизельная электростанция АД-100  
Источник №0042-0044 Передвижной сварочный агрегат АДД-4004  
Источник №0351-0355 Емкость (скважин)  
Источник №0356,0465 Насос 9 МГР  
Источник №0357 Газосепаратор  
Источник №0358 Нефтегазосепаратор  
Источник №0359 Емкость 200 м<sup>3</sup>  
Источник №0385-0390 Емкость Чан ЭТО-25

***Неорганизованные источники***

- Источник №6043-6220,7233-7235, 7273, 7405, 7552, 7596-7602, 7650-7653 Скважина

Источник №7137-7140, 7247, 7541 скважина НСВ  
Источник №6241-6257, 7155-7156 ГЗУ  
Источник № 6258-6267,7406-7414 Дренажная емкость  
Источник №6285 Газовый сепаратор бм3 УБС  
Источник №6286-6295, 7157,7274-7275 Насосы  
Источник №6301 Сварочный трансформатор  
Источник №6304-6306 Пост газорезки  
Источник №6307 Отстойник блочный (УБС Зап.поле)

### **Месторождение Карасор Западный**

#### ***Организованные источники***

Источник №0361,0362,0363 Резервуары  
Источник №0477 ДЭС АД-60С-Т400-Р ЯМЗ-236  
Источник №0478 ДЭС  
Источник № 0481-0483 Буферная емкость  
Источник №0402-0403 Экологическая емкость  
Источник №0404-0406 Стояк налива нефти  
Источник №0407 Дежурная горелка  
Источник №0139 ДЭС-100АД-100-Т-400  
Источник №0476 ГПЭС

#### ***Неорганизованные источники***

Источник №7165,7166,7167, 7662-7664 Скважина  
Источник №7223-7225 Дренажная емкость от скважин 10м  
Источник №7226-7228 Дренажная емкость от скважин 1м  
Источник №7162,7212-7213 НГС  
Источник №7164,7214-7215 ГС  
Источник №7161,7216-7217 Насосная установка НБ-50  
Источник №7218,7219,7220 Насосная установка НБ-125  
Источник №7163 АГЗУ  
Источник №7160 Сварочный трансформатор  
Источник №7222 Сварочный пост  
Источник №7229 Пост газорезка

### **Месторождение Западная Прорва**

#### ***Организованные источники***

Источник №0366 Котельная CRONOS BB 400 на попутном газе  
Источник №0367 Котельная CRONOS BB 400 GA на попутном газе  
Источник №0085 Агрегат сварочный  
Источник №0086 Дизельная электростанция  
Источник №0391 Экологический Чан ЭТО-25  
Источник №0396 Электроснабжение (ДЭС)

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 6320-6355, 7554-7566, 7604-7613, 7654-7661 Скважина  
Источник №6376-6378, 7593-7595 Газомерная установка  
Источник №6381-6386 Насосная установка НБ-2,5  
Источник №6387-Газосепаратор ЗапПрорва  
Источник №6388-6389, 7060, 7105 Дренажная емкость  
Источник №6390-6394, 7312 Емкость сепарационная  
Источник №6395 Сварочный трансформатор  
Источник №6396 Пост газорезки  
Источник №6399-6401 Буферная емкость

Источник №7382 ГРПШ-400 (РДНК-400М)

Источник №7632-7646 Газовая скважина

### **Месторождение Актобе**

#### **Организованные источники**

Источник №0095, 0334 Печь ПТ16/150

Источник №0097, 0368 Резервуар для нефти

Источник №0369-001-002 Факел

Источник №0393 экологический Чан ЭТО-25

Источник №0413 Передвижной САГ

Источник №0464 ДЭС АД-100С-Т400

#### **Неорганизованные источники**

Источник № 6402-6427 Скважины

Источник №6433 Дренажная емкость на ГЗУ

Источник №6435-6436, 7178 Газомерная установка

Источник №6439 Газосепаратор

Источник №6443-6445 Насосная установка НБ-125

Источник №6446 Шламонакопители

Источник №7148 Пост газорезки

Источник №7179 Дренажная емкость ЕП-40

Источник №7180 Нефтегазосепаратор

Источник №7383 ГРПШ-400 (РДНК-400М)

### **Месторождение Досмухамбетовское**

#### **Организованные источники**

Источник №0105 Печь марки ПТ-16-150

Источник №0106-0107 Резервуары в количестве 1единиц V-700 м<sup>3</sup>, 2ед. V-1000м<sup>3</sup>,

Источник №0108 Передвижной САГ

Источник №0109 Дизель генератор

Источник №0372-001-002 Факел

Источник №0395 Экологический чан

#### **Неорганизованные источники**

Источник № 6447-6485,7141,7142,7181-7183,7252-7255, 7318-7321, 7415-7417, 7616, 7665  
Скважина

Источник №6487, 7184 Нефтегазосепаратор

Источник № 6488-6491, 7419 Замерная установка

Источник №6492 Газосепаратор

Источник №6493-6495, 7185-7187, 7568 Насосная установка НБ-125

Источник №6499-6501, 7238 Дренажная емкость V-60,90,25,8

Источник №6502 Пост газорезки

### **Второстепенные объекты, находящиеся на территории месторождения Западная Прорва:**

#### **БПО Промбаза (находится на территории месторождения Западная Прорва)**

##### **Организованные источники**

Источник №0111-0114-01 Котел ВКШ-0,9 попутном газе

Источник №0111-0114-02 Котел ВКШ-0,9 природном газе

Источник №0117-01 Кузнечный горн попутном газе

Источник №0117-02 Кузнечный горн природном газе

Источник №0119-0120, 0373 Агрегат сварочный ПРЭО

Источник №0122-0123 Дизельная электростанция ПРЭО

***Неорганизованные источники***

Источник №6503-6504 Сварочный электрод САГ

Источник №6505-6506 Сварочный трансформатор ПРЭО

Источник №6507 Пост газорезки

**Каспий Самалы (вахтовый поселок, для сотрудников Прорвинской группы)**

***Организованные источники***

Источник №0124 ДЭС Volvo TAD

Источник №0125-01 Котельная Rexterm 1480 попутном газе

Источник №0125-02 Котельная Rexterm 1480 природном газе

Источник №0126-01 Котельная Rexterm 1480 попутном газе

Источник №0126-02 Котельная Rexterm 1480 природном газе

Источник №0127-01 Котельная для горячей воды попутном газе

Источник №0127-02 Котельная для горячей воды природном газе

***Неорганизованные источники***

Источник №7384-7385 ГРПШ-50 (РДНК-50), ГСГО-100 (РДБК1-100)

**УППВ (находится на территории месторождения Западная Прорва)**

***Неорганизованные источники***

Источник №6509 Газорезки

**РММ-Прорва(находится на территории месторождения Западная Прорва)**

***Организованные источники***

Источник №0128 - 0137 Механическая мастерская

***Неорганизованные источники***

Источник №6510 Пост газорезки

Источник №7057 Расчет выбросов от резки металлов

Источник №7188 Сварочный трансформатор

**ТВГС (находится на территории месторождения Западная Прорва)**

***Организованные источники***

Источник №0138 Дизельный генератор АД-200

Источник №0023 Электроснабжение ДЭС 400

***Неорганизованные источники***

Источник №6513 Электрод сварочных работ ТВГС

Источник №6514 Сварочный трансформатор ТВГС

Источник №6515 Пост газорезки

Источник №7420 ГРПШ-50 (РДНК-50)

**Спецтехника Прорва (находится на территории месторождения Западная Прорва)**

***Организованные источники***

Источник № 0142 АЗС АИ-80

Источник № 0143-0145 АЗС Дизельное топливо

Источник № 0146 АЗС АИ-92,95

Источник № 0147 Шероховочный станок

***Неорганизованные источники***

Источник № 6517 Емкость отработанного масла

Источник № 6518 Пост зарядка аккумуляторных батарей

Источник № 6519-6521 Сварочный пост

Источник № 6522 Газосварка (газорезка)

Источник № 6523 Покрасочные работы ПФ-115  
Источник № 6524 Пост покраски НЦ-132  
Источник № 6526 Вулканизация  
Источник № 7143,7368-7372 Передвижная паровая установка (ППУ)  
Источник № 7144,7373, 7569 Агрегат депарафинизации скважин АДПМ-120/150  
Источник № 7145,7374-7378 Агрегат специальный ремонтный АСР  
Источник №7150 Расчет выбросов от резки металлов  
Источник №7379 Покрасочные работы

### **Куст «Кульсары»**

#### **Месторождение Терен-Узек**

##### **Организованные источники**

Источник № 0148-0163, 0336-0342 Резервуары  
Источник №0165-0166,0380 Печь марки ПТ-16-150М для отопления  
Источник №0167 -0168, 0425 Дизельная электростанция  
Источник №0169-0170 Котельная REX-75  
Источник №0171-0172 Котельная BB-1535 RD  
Источник №0173 Котельная BB-150 GA  
Источник №0174-0176,0419 Передвижной сварочный агрегат САГ

##### **Неорганизованные источники**

Источник № 6527-6694 Скважина  
Источник №6720 – 6729,7324-7325 Насосная 9-МГР  
Источник №6737-6739 Сварочный пост  
Источник №6740-6742 Сварочный трансформатор  
Источник №6743-6745 Пост газорезки  
Источник №6746-6772 Замерная установка  
Источник №7328-7331 Дренажный емкость  
Источник №7387-7388 ГРПШ-10МС (РДГК-10М), ГСГО -100 (РДБК1-100)  
Источник №7436-7450 АГЗУ  
Источник №7451-7465 Дренажный емкость на ГЗУ

#### **Месторождение Каратон**

##### **Организованные источники**

Источник №0178-0184 РВС  
Источник №0185 Стояк налива нефти Каратон -2  
Источник №0187 Стояк налива нефти Каратон -5  
Источник №0190 Дизельная электростанция  
Источник №0194 -0195 Печь ПТ-16/150М технол. для нефти  
Источник №0196 Печь ПТ-16/150М для подогрева ППВ  
Источник №0197 - 0201 Резервуар  
Источник №0203 Химическая лаборатория  
Источник №0346 Котельная ВВ-200GA  
Источник №0377 Электроснабжения ДЭС Volvo Penta TAD734 GE  
Источник №0466 РГС (подземный) 50м3 рядом НБ-50  
Источник №0472 Котел БМК ВВ-1000

##### **Неорганизованные источники**

Источник №6786-6802,7466-7467 Скважина  
Источник №6815-6816 Насосная НБ-50  
Источник №6817-6822 Групповая установка  
Источник №6823 - 6824, 7065, 7066 Шламонакопители  
Источник №6825 Пост газорезки

Источник №6826-6830 Насосы  
Источник №6831 Дозировочный насос  
Источник №6832-6834 Отстойник ОБН-3000  
Источник №6837 Пост газорезки  
Источник №7201 Сварочный пост САГ  
Источник №7204 Сварочный трансформатор ППН  
Источник №7389-7390 ГРПШ-10МС (РДГК-10М), ГСГО -08 (РДБК1П-50)  
Источник №7583 ЕП-1м3 Емкость подземный Насосная  
Источник №7584 ЕП-50м3 Емкость подземный НПС  
Источник №7585 ЕП-5м3 Емкость подземный Печь погрева

### **Месторождение Акинген**

#### ***Организованные источники***

Источник №0204 Передвижной сварочный агрегат САГ  
Источник №0205 Диз. Генератор АД-200  
Источник №0206-0207 Печь марки ПТ16/150 для нефти  
Источник №0208-0209 Печь марки ПТ16/150 ППВ  
Источник №0211-0212 Котельная Burgan -174  
Источник №0213-0214 Котельная Burgan -116  
Источник №0216-0217 резервуары  
Источник №0218, 0428 Емкость для ПРС  
Источник №0219 Химическая лаборатория  
Источник № 0376-001 Факел  
Источник №0420 ДЭС

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 6838-6870 Скважина  
Источник № 6874-6876, 7482-7483 Насосная установка НБ-50, ЦНС-60-264  
Источник №6877- 6879 АГЗУ  
Источник №6880-6881 Сварочный трансформатор  
Источник №6882 Сварочный пост САГ  
Источник №6883 Пост газорезки  
Источник № 6884-6885,7484-7485 Дренажная емкость на ГЗУ-2ед  
Источник №6886 Нефтегазосепаратор  
Источник №6888 Газосепаратор  
Источник №6889, 7335 Отстойник ОГ-200  
Источник №6890 Концевая сепарационная установка КСУ  
Источник №6891-6892 Шламонакопители  
Источник №7391 ГРПШ-15-1Н-У1 (РДГ-80)

### **Месторождение Кульсары**

#### ***Организованные источники***

Источник №0220 РГС  
Источник №0221 Стояк налива нефти  
Источник №0333 РВС 200м<sup>3</sup>  
Источник №0222 Химическая лаборатория  
Источник №0423 Печь ПП-0,63  
Источник №467 Дизельная электростанция КГЗ-30 33 кВт

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 6893-6898, 7243,7620-7621 Скважина  
Источник №6906 ГЗУ  
Источник №6908 Насосная НБ-50

Источник №7189 Пост газорезки  
Источник №7245 Сварочный трансформатор  
Источник №7338-7339 Дренажный емкость ЕП-12,5  
Источник №7340 Дренажный емкость ЕП-10  
Источник №7403 Нефтегазосепаратор  
Источник №7402 Газосепаратор

### **Месторождение Косшагыл**

#### ***Организованные источники***

Источник №0223 Передвижной сварочный агрегат САГ  
Источник №0224 Резервуар  
Источник №0226 Стояк налива нефти  
Источник №0347 ДЭС 100-АД-100 Т400  
Источник №0410 РГС 45м<sup>3</sup>

#### ***Неорганизованные источники***

Источник №6911-6931,7113-7115,7190, 7623-7627, 7666-7670 Скважины  
Источник №6948 Сварочный пост САГ  
Источник №6949 Сварочный трансформатор  
Источник №6950-6951, 7586 Насосы НБ-50  
Источник №6952 -6958 Групповая установка  
Источник №6960 Пост газорезки  
Источник №7506,7587 Дренажный емкость ЕП-25 на СП

### **Месторождение Кисимбай**

#### ***Организованные источники***

Источник №0230 Передвижной сварочный агрегат САГ  
Источник №0231 Дизель генератор  
Источник №0377 Дизель генератор

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 6961-6976 Скважина  
Источник №6989-6991 ГЗУ Спутник Б-40-14-500  
Источник №6992 Сварочный пост  
Источник №6993 сварочный трансформатор  
Источник №6995 Пост газорезки  
Источник №7507-7534 Дренажный емкость на скважинах  
Источник №7535-7537 Дренажный емкость на ГЗУ

### **ППН Кисимбай**

#### ***Организованные источники***

Источник №0236-0239 Печь подогрева нефти  
Источник №0240-0244 Резервуары  
Источник №0248 Стояк налива нефти ППН Кисимбай  
Источник №0250 Хим. Лаборатория  
Источник №0379 Факел  
Источник №0311, 0312-0313 Котельная УТГВС  
Источник №0468 Модульная котельная Buran Boiler Ква-500Лж/ГН ВВ-500 500кВт

#### ***Неорганизованные источники***

Источник №6996,7592 Нефтегазосепаратор  
Источник №6997 Газосепаратор  
Источник №6998-7002 Насос ЦНС 60/264

Источник №7005-7007 Насосная НБ-50  
Источник №7008-7010 Отстойник ОБН-200, ОГ-200, ЭГ-200  
Источник №7011-7016 Дренажная емкость  
Источник №7018, 7350 Дозировочный насос НД -2,5  
Источник №7020 Пост газорезки  
Источник №7210 Сварочный трансформатор  
Источник №7392-7393 ГРПШ-50 (РДСК-50М), ГРПШ-13-1НУ (РДГ-50Н)

### **Месторождение Аккудук**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0252 Котел ВВ-735 RDE  
Источник № 0253 Котел КВГ -90-10  
Источник № 0255 -0257 Резервуары  
Источник № 0258 Дизельный генератор ГС-200-400  
Источник № 0384 Факел  
Источник №0427 Печь подогрева ПП-0,63

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 7022-7030,7067 Скважина  
Источник № 7031-7032 Насосная установка  
Источник № 7033 Дренажная емкость  
Источник № 7034 Автоматизированная газомерная установка (АГЗУ)  
Источник № 7035 Нефтегазосепаратор  
Источник № 7036 Концевая сепарационная установка КСУ  
Источник № 7037 Газосепаратор  
Источник № 7038 Сварочный трансформатор  
Источник № 7039 Пост газорезки  
Источник №7394 ГРПШ-13-2НУ(РДГ-50Н)

### **ЦПРЭО (Промбаза Кулсары)**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0259-0260 Котельная КОВ-63  
Источник № 0261 Котельная ПРС  
Источник № 0263 Кузнечный горн  
Источник № 0264-0281 Лучистое отопление PANRAD FRBS на природном газе  
Источник № 0282 Агрегат сварочный  
Источник № 0284 Дизельная электростанция  
Источник № 0416 Дизельная электростанция  
Источник №0397, 0398 Электроснабжение (ДЭС)

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 7040 Сварочный пост  
Источник № 7041-7042, 7128,7129 Сварочный трансформатор  
Источник № 7043, 7353-7356 Резак  
Источник № 7044, 7357-7360 Расчет выбросов от резки металлов  
Источник №7395-7397 ГРПШ-07-1У1 (РДНК-1000-02), УГРШ-50Н (РДП-50), ГРПШ-10МС (РДГК-10М)

### **РММ (ремонтно-механические мастерские)**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0285 -0292 Механическая мастерская  
Источник № 0293 Передвижной сварочный агрегат САГ

#### ***Неорганизованные источники***

Источник №7045 Сварочный пост  
Источник №7046, 7146,7147 Сварочный трансформатор  
Источник №7047-7049 Пост газорезки  
Источник №7050 Расчет выбросов от резки металлов  
Источник №7051 Площадка разгрузки и хранения интерных материалов

### **Адм.здания**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0295 Дизельная электростанция  
Источник № 0296-0297 Котельная (гостиница) КСГВ-20 Т  
Источник № 0298-0299 Котельная ВВ-2035 RD

#### ***Неорганизованные источники***

Источник №7052 Стоянка автомашин по НГДУ  
Источник №7398 ГРПШ-400 (РДНК-400М)

### **Колонна спецтехники и ТТ (месторождение) Кульсары**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0301-0303 АЗС Дизельное топлива  
Источник № 0304, 7540 АЗС АИ-92,95  
Источник № 0305 Котельная КСГВ -20  
Источник № 0306-0307 Котельная VIТОРPLEX-100  
Источник № 0337 ДЭС -100 АД-100-Т400

#### ***Неорганизованные источники***

Источник № 7053 Емкость отработанного масла  
Источник № 7055 Аккумуляторный цех  
Источник № 7056 Сварочный пост  
Источник № 7058 Медницкий цех  
Источник № 7059 Вулканизация  
Источник № 7130,7131, 7132 Сварочный трансформатор АСР АДД-4004.  
Источник № 7205 Газосварка (ацетилен)  
Источник №7399-7401 ГРПШ -15-1Н-У1 (РДГ-80Н), ГРПШ-10МС (РДГК-10М), ГРПШ-10МС (РДГК-10М)

### **Завод УКПГ**

#### ***Организованные источники***

Источник № 0315-001 Факел  
Источник № 0315-002 Факел  
Источник № 0315-003 Факел  
Источник № 0316-001 Факел  
Источник № 0316-002 Факел  
Источник № 0316-003 Факел  
Источник № 0317 – Печь подогрева нефти теплоносителя  
Источник № 0318-0324 – Компрессор  
Источник № 0325 – Сбросная свеча  
Источник № 0326 – Емкость для хранения топлива  
Источник № 0327 – Дренажная емкость  
Источник № 0328 – Котельная УКПГ  
Источник № 0329 – Котельная Поджепо  
Источник № 0330 – Ремонтно-механическая мастерская  
Источник № 0331 – Химическая лаборатория  
Источник № 0332 – Дизельная электростанция

Источник № 0417 – Дизельная электростанция  
Источник № 0418 - Дизельная электростанция  
Источник № 0473 - Дизельная электростанция АД-400

**Неорганизованные источники**

Источник № 7069 - Площадка: БКУ входного сепаратора (SK-0101)  
Источник № 7070 - Площадка: БКУ компрессорной станции  
Источник № 7071 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника сырого газа (SK-0201)  
Источник № 7072 – Площадка УАС, Блок фильтра сырого газа (SK-0202)  
Источник № 7073 – Площадка УАС, Блок абсорбера аминового раствора (SK-0203)  
Источник № 7074 – Площадка УАС, Блок сепаратора очищенного газа (SK-0204)  
Источник № 7075 – Площадка УАС, Блок испарительной емкости аминового раствора (SK-0205)  
Источник № 7076 – Площадка УАС, Блок рекуперационного теплообменника и фильтра насыщенного амина (SK-0206)  
Источник № 7077 – Площадка УАС, Блок колонны регенерации амина и ребойлера колонны (SK-0207)  
Источник № 7078 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника десорбера (SK-0208)  
Источник № 7079 – Площадка УАС, Блок насосов орошения десорбера (SK-0209)  
Источник № 7080 – Площадка УАС, Блок воздушного холодильника бедного амина (SK-0212)  
Источник № 7081 – Площадка УАС, Блок насоса горячего бедного амина (SK-0213)  
Источник № 7082 – Площадка УАС, Блок резервуара аминового раствора (SK-0215, SK-0216)  
Источник № 7083 – Площадка УАС, Блок фильтра бедного амина (SK-0218)  
Источник № 7084 – Площадка УАС, Блок насоса орошения абсорбера (SK-0219)  
Источник № 7085 – Площадка УАС, Блок печи подогрева теплоносителя (SK-0404, SK-0405)  
Источник № 7086 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок рекуперационного теплообменника (SK-0302)  
Источник № 7087 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок низкотемпературного сепаратора и теплообменника (SK-0303)  
Источник № 7088 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок низкотемпературного сепаратора и теплообменника (SK-0303)  
Источник № 7089 - БКУ низкотемпературной конденсации, Блок колонны стабилизации конденсата и ребойлера (SK-0305)  
Источник № 7090 - БКУ регенерации гликоля, Площадка теплообменника горячего/холодного гликоля  
Источник № 7091 - БКУ регенерации гликоля, Площадка ребойлера десорбера гликоля  
Источник № 7092 - БКУ регенерации гликоля, Площадка насосов подачи гликоля  
Источник № 7093 - БКУ регенерации гликоля, Площадка насоса подпитки гликоля  
Источник № 7094 - БКУ пропановой холодильной установки  
Источник № 7095 - Установка нагрева теплоносителя, Блок расширительной емкости и фильтра (SK-0401, SK-0402)  
Источник № 7096 - Установка нагрева теплоносителя, Блок циркуляционного насоса (SK-0403)  
Источник № 7097 - Блок печи подогрева теплоносителя (SK-0404, SK-0405)  
Источник № 7098 - Блок шестеренного насоса заполнения теплоносителем (SK-0406)  
Источник № 7099 - Блок емкости хранения теплоносителя (SK-0407)  
Источник № 7100 - Блок манифольдов подачи и приема теплоносителя (SK-0409)  
Источник № 7101 - Блок факельной установки высокого/низкого давления (SK-0801, SK-0802)  
Источник № 7102 - Блок закрытой дренажной емкости (SK-0901)

Источник № 7103 - Склад стабильного конденсата

Источник № 7104 - Площадка: ДЭС.

Источник №7361 - Подземный емкость отработанных масел V-5м3

### **ГСП Толкын**

#### **Газопровод Атырауской области**

##### **Организованные источники**

Источник № 0340 – Продувочная свеча на площадке камеры очистных устройств;

Источник № 0341 – Продувочная свеча на площадке №1 узла линейной арматуры;

Источник № 0342 – Емкость дозирования реагентов на площадке камеры очистных устройств;

##### **Неорганизованные источники**

Источник № 7151- ЗРА и ФС на площадке камеры очистных устройств;

Источник № 7152 - ЗРА и ФС на площадке №1 узла линейной арматуры.

### **ЭСР Кулсары**

#### **Организованные источники**

Источник №0437-0439 Газовый обогреватель

Источник №0442 Сверлильный станок

#### **Неорганизованные источники**

Источник №7543 Сварочный пост

### **ЭСР Прорва**

#### **Организованные источники**

Источник №00443 Передвижной САГ

Источник №00444-0449 Передвижной САГ

Источник №0450 Бензиновая станция

Источник №0451 Сверлильный станок

Источник №0452 ДЭС

#### **Неорганизованные источники**

Источник №7548 Сварочный пост

Источник №7549 Сварочный пост

Источник №7550 Газорезка

Источник №7551 ГРПШ

### **ПРС**

#### **Организованные источники**

Источник №0453-0463 Подъемный агрегат АПРС

Источник №0484-Емкость технологический

Источник №0485- Подъемный агрегат ПАП-60

Источник №0486- Подъемный агрегат А-5-40

Неорганизованные источники НГДУ «Жылыоймунайгаз» 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;

При 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 фонд скважин по НГДУ «ЖЫЛЫЙМУНАЙГАЗ» представлены в таблице 8.2.

**Таблица 8.2 - Показатели по добычи нефти и попутно нефтяного газа по месторождениям НГДУ «Жылыоймунайгаз» на 01.04.2026г-31.12.26гг**

<b>НГДУ «Жылыоймунайгаз»</b>		
<i>Прорвинская группа</i>		
С.Нуржанов	Добыча нефти, год	685000
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	171212
	Кол-во скважин, ед.	170
С.Нуржанов (Северо-Западное крыло)	Добыча нефти, год	71500
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	11223
	Кол-во скважин, ед.	9
Карасор Западный	Добыча нефти, год	42360
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	1480
	Кол-во скважин, ед.	6
Западная Прорва	Добыча нефти, год	111900
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	30140
	Кол-во скважин, ед.	35
Актобе	Добыча нефти, год	77100
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	12423
	Кол-во скважин, ед.	26
Досмухамбетовское	Добыча нефти, год	181200
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	10853
	Кол-во скважин, ед.	51
Кульсары	Добыча нефти, год	14000
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	-
	Кол-во скважин, ед.	11
Косчагыл	Добыча нефти, год	17800
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	-
	Кол-во скважин, ед.	35
Акинген	Добыча нефти, год	54990
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	2449
	Кол-во скважин, ед.	33
Кисимбай	Добыча нефти, год	4200
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	376
	Кол-во скважин, ед.	16
Аккудук	Добыча нефти, год	9800
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	123
	Кол-во скважин, ед.	10
Терен-Узек	Добыча нефти, год	72800
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	-
	Кол-во скважин, ед.	168
Каратон	Добыча нефти, год	6100
	Добыча газа, тыс.м <sup>3</sup>	-
	Кол-во скважин, ед.	19
<b>Итого по НГДУ «Жылыоймунайгаз»</b>	<b>Добыча нефти, год</b>	<b>1348750</b>
	<b>Добыча газа, тыс.м<sup>3</sup></b>	<b>240279</b>
	<b>Кол-во скважин, ед.</b>	<b>589</b>

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

Ниже представлена таблица с разрешенными объемами газа по категории V<sub>7</sub>, V<sub>8</sub> (Приказ МЭ РК №164 от 05.05.2018г «Об утверждении методики расчетов нормативов и объемов сжигания сырого газа при проведении операций по недропользованию») (Разрешения на сжигания газа по месторождениям прилагается в приложении проекта НДВ).

Категория V<sub>7</sub> – норматив и объем сжигания сырого газа при эксплуатации технологического оборудования, определяется технической документацией по режиму эксплуатации, техническими характеристиками, паспортами и проектной документацией технологического оборудования;

Категория V<sub>8</sub> – норматив и объем сжигания сырого газа при техническом обслуживании и ремонтных работах технологического оборудования определяется технической документацией по эксплуатации технологического оборудования и планами графиками технического обслуживания, планово-предупредительного, текущего, восстановительного (среднего) и капитального ремонтов.

**Таблица 8.3 – Распределение фактических и прогнозных объемов сжигаемого газа на факелах НГДУ «Жылыоймунайгаз»**

№ п/п	Месторасположения источника загрязнения атмосферного воздуха	Вид сжигания по категориям	Объем газа согласно разрешению на период 01.01.26-31.12.26, млн.м3,	Номер источника по ПДВ	Объем для сжигания газа по источникам, млн.м3	Примечание
1	Акинген	V7	0,000066	0376-01	0,000066	Дежурная горелка 0376-01 находится на месторождении Акинген, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-100 на м/р Акинген, при эксплуатации техоборудования и сжигание затворного газа, только при ремонте и тарировке клапанов СППК, согласно ППР
		V8	0,002505	0376-02	0,002505	ФУ-20-ФОК-100 на м/р Акинген, время -96 час, при ТО и ТР оборудования
2	Аккудук	V7	0,000072	0384-01	0,000072	Дежурная горелка 0384-01 находится на месторождении Аккудук, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-80 на м/р Аккудук, при эксплуатации техоборудования и сжигание затворного газа, только при ремонте и тарировке клапанов СППК, согласно ППР
		V8	0,000207	0384-02	0,000207	Дежурная горелка 0384-02 находится на месторождении Аккудук, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-80 на м/р Аккудук, время -96 час, при ТО и ТР оборудования
3	Кисымбай	V7	0,0000720	0379-01	0,000072	Дежурная горелка 0379-01 находится на месторождении Кисымбай, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-80 на м/р Кисымбай, при эксплуатации техоборудования и сжигание затворного газа, только при ремонте и тарировке клапанов СППК, согласно ППР
		V8	0,0014350	0379-02	0,001435	Дежурная горелка 0379-02 находится на месторождении Кисымбай, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-80 на м/р Кисымбай, время -96 час, при ТО и ТР оборудования
4	Актобе	V7	0,000126	0369-01	0,000126	Дежурная горелка 0369-01 находится на месторождении Актобе, т.е. сжигается на местах.ФУ-20-ФОК-80 находится на месторождении Актобе, только при ремонте и тарировке клапанов СППК, согласно ППР
		V8	0,000269	0369-02	0,000269	Факел 0369-02 находится на месторождении Актобе, т.е. сжигается на местах. ФУ-20-ФОК-80 находится на месторождении Актобе, время -96 час, при ТО и ТР оборудования
5	Досмухамбетовское	V7	0,0000660	0372-01	0,000066	Дежурная горелка 0372-01 находится на месторождении Досмухамбетовское, т.е. сжигается на местах. ФУ-20-ФОК-80 находится на месторождении Досмухамбетовское, только при ремонте и тарировке клапанов СППК, согласно ППР
		V8	0,0005270	0372-02	0,000527	Факел 0372-02 находится на месторождении Досмухамбетовское, ФУ-20-ФОК-80 находится на месторождении Досмухамбетовское, время -96 час, при ТО и ТР оборудования
6	С. Нуржанов	V7 УКПГ	3,2835	0316-01	0,011550	ФВД УКПГ, время-8712час.Расход - 1,75м3/час.при эксплуатации технологического оборудования
				0316-02	0,066000	ФВД УКПГ, время-8712час.Расход - 10м3/час,сжигание затворного газа

				0315-01	0,011550	ФНД УКПГ, время-8712час.Расход - 1,75м3/час.при эксплуатации технологического оборудования
				0315-02	0,092400	ФНД УКПГ, время-8712час.Расход - 14м3/час,сжигание затворного газа
				0315-02-01	3,10200	ФНД УКПГ, время-6600час,расход -470м3/час, сжигание экспанзерного газа
		V8 УКПГ	17,75132	0316-03	7,10053	ФВД УКПГ, время -24*31сут-744час, сжигание при ТО и ТР техоборудования УКПГ
				0315-03	10,65079	ФНД УКПГ, время -24*31сут-744час, сжигание при ТО и ТР техоборудования УКПГ
		V7 ЦППН	0,00264	0349-01	0,001128	Факел ФВД ЦППН, время -96 час.Расход - 1,75м3/час при эксплуатации техоборудования и 10м3/час при сжигании затворного газа
				0488-01	0,001512	Факел ФНД ЦППН, время -96 час.Расход - 1,75м3/час при эксплуатации техоборудования и 14м3/час при сжигании затворного газа
		V8 ЦППН	0,03358	0488-02	0,03358	Факел ФНД ЦППН, время -96 час, сжигание при ТО и ТР техоборудования УКПГ
7	Карасор Западный	V7	0,007358	0407-01	0,0004816	Сжигание будет производиться во время ремонта ГПЭС.
		V8		0407-02	0,006876	Сжигание будет производиться во время ремонта ГПЭС.

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

### **Куст «Прорвинская группа»**

В состав Прорвинской группы входят месторождения такие как, С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское, Карасор Западный, НСВ (блок Каратон-Саркамыс), а также ЦППН Прорва и Установка комплексной подготовки газа (УКПГ). Месторождения С.Нуржанов, Западная Прорва, Актобе, Досмухамбетовское находятся на стадии промышленной разработки, а Карасор Западный и НСВ (блок Каратон-Саркамыс) на стадии разведки.

#### **Месторождение С.Нуржанов**

Месторождение С. Нуржанов в административном отношении находится в Жылыойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г. Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря.

Ближайшими населенными пунктами является г. Кульсары ближайшие железнодорожные станции ст. Кульсары и ст. Опорная.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную многочисленными балками и оврагами.

Характерной особенностью рельефа местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые не высыхают летом и не замерзают зимой. Почва здесь, в основном, представлена “пухляком”, закрепленным слабой растительностью. Естественных водных источников на площади нет. Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Северо-западная часть площади, находится в зоне подтопления нагонными водами Каспийского моря и представляет собой болотистую труднопроходимую местность.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом плюс 42<sup>0</sup>С. Зима холодная, малоснежная, с непостоянным снежным покровом, толщина которого не превышает 15-20см. Температура воздуха временами достигает минус 32-35<sup>0</sup>С. Характерны постоянные ветры юго-западного направления. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.

Район работ характеризуется развитой инфраструктурой. Недалеко от территории площади работ проходят: газопровод «Средняя Азия-Центр», нефтепровод «Косчагыл-НПСЗ», автодороги Прорва-Кулсары, Прорва-Опорный, Атырау-Актау, Кульсары-Тенгиз. С севера на юг проходит железная дорога Мангышлак-Макад.

В целом, участок работ расположен в условиях сложной топографии с заболоченными и залитыми нагонной водой из Каспийского моря территориями, развитой трубопроводной сетью.

Связь с населенными пунктами осуществляется по дорогам с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

На территории работ строительных материалов и других полезных ископаемых, используемых для хозяйственных нужд не имеется.

#### **Месторождение Западная Прорва**

Месторождение Западная Прорва расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района. По административному делению месторождение входит в состав Жылыойского района Атырауской области республики Казахстан. Районным центром

является город Кульсары, находящийся в 105 км к северо-востоку. Областной центр – город Атырау расположен на расстоянии 215 км к западу.

Ближайшим населенным пунктом является г Кульсары месторождения Каратон, Косчагыл и Кульсары. Связь с населенными пунктами осуществляется по автодорогам с асфальтовыми и гравийно-щебеночными покрытиями.

Ближайшие разрабатываемые месторождения – Тенгизское, Королевское, С. Нуржанов, Досмухамбетовское, Актобе. Территория месторождения представляет собой полупустынную равнину, покрытую рыхлыми, вязкими современными наносами. До 1930г местность была покрыта морем. В настоящее время при сильном западном ветре море так же покрывает часть площади. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от минус 22,0 до минус 24,0 метра ниже Балтийского моря. Растительность скудная, представлена в основном полынью и верблюжьей колючкой. Скудность растительного мира сказывается на бедности животного мира, который в основном представлен колониями грызунов. Источники пресной воды отсутствуют.

Климат района резко континентальный с сухим жарким летом и холодной малоснежной зимой. Летом температура колеблется в пределах плюс 38-42°С, а зимой достигает минус 42°С. Преобладающее направление ветров в течении года юго-восточное.

В экономическом плане район благоприятный, с развитой инфраструктурой.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- водовод Астрахань-Мангышлак.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями. Подрядные организации по выполнению буровых работ, промыслово-геофизических, лабораторных исследований расположены в г. Атырау и его окрестностях.

### **Месторождение Актобе**

Месторождение Актобе в географическом отношении расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины на восточном берегу Каспийского моря.

По административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Районный центр г. Кульсары расположен в 130км к северо-востоку, областной центр г. Атырау – в 170 км к северо-западу.

Ближайшие нефтепромыслы Каратон, Косчагыл и Кульсары.

Связь с населенными пунктами осуществляется по грунтовым дорогам, а с районным центром и г. Атырау по трассе Актау-Атырау. В 100 км к северо - востоку от месторождения проходит железнодорожная магистраль Актау – Атырау.

На юге и юго – востоке расположены разрабатываемые месторождения С.Нуржанов, Западная Прорва, Досмухамбетовское.

Климат района резко континентальный. Лето сухое жаркое (до плюс 40°С), зима суровая (до минус 30°С), малоснежная. Ветры, преимущественно, восточные и юго-восточные с частыми песчаными бурями. Среднегодовое количество осадков порядка 160 мм, выпадают они в весенний и осенний периоды.

Абсолютные отметки рельефа в среднем составляют минус 20м. Гидрографическая сеть отсутствует, источников пресной воды на площади не имеется. Глубина залегания грунтовых вод изменяется от 2 до 5м.

В орографическом отношении район представляет собой полупустынную равнину местами с незакрепленными песками образующим барханы высотой до 10м.

Растительность района типичная для полупустынь и представлена полынью, пыреем, сураном и др.

Животный мир беден.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр
- нефтепровод Тенгиз-Кульсары-Атырау-Новороссийск,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- Кульсары – Прорва.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Кульсары – Прорва. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. На месторождение питьевая вода доставляется автотранспортом.

Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

#### **Месторождение Досмухамбетовское**

Месторождение Досмухамбетовское расположено на южной окраине Прикаспийской впадины, в 6 км на север от месторождения Актюбе. По административному делению оно находится на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан.

Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары, находящийся в 165 км к северо-востоку от Досмухамбетовского месторождения.

В орографическом отношении район представляет собой пустынную песчаную равнину (западная часть Каракумов) с абсолютными отметками рельефа около минус 25м.

Климат района резко континентальный. Летом температура воздуха достигает плюс 40<sup>0</sup>С, зимой до минус 35<sup>0</sup>С. Количество атмосферных осадков не превышает 160мм в год, выпадающих, в основном весной и осенью.

Гидрографическая сеть отсутствует.

#### **Месторождение Карасор Западный**

Месторождение Карасор Западный расположено на юго-восточной окраине Прикаспийской синеклизы.

Административно месторождение относится к Жылойскому району Атырауской области. Площадь лицензионного блока Каратон-Саркамыс. с учетом исключенных из него месторождений других недропользователей. составляет 4000,24 кв.км. Данное месторождение находится на стадии разведки. Технологические показатели данного месторождения прияты согласно «Проекта пробной эксплуатации месторождения Карасор Западный».

Ближними населенными пунктами являются рабочие поселки Косчагыл, Саркамыс, Каратон. Районный центр Кульсары расположен в 140 км к северо-востоку от площади Карасор Западный. Указанные населенные пункты и г. Атырау связаны между собой автодорогами с гравийно-щебеночным и частично асфальтовым покрытием.

#### **Месторождение НСВ (блок Каратон-Саркамыс)**

Месторождение С. Нуржанов (НСВ (Нуржанов северо-восток) блок Каратон Саркамыс) в административном отношении находится в Жылыойском районе Атырауской области, в 170 км на юг-юго-восток от г. Атырау, и расположено на северо-восточном побережье Каспийского моря. Ближайшие железнодорожные станции Кульсары и Опорная.

В орографическом отношении район работ является типичным для полупустынных районов юго-востока Прикаспийской впадины и представляет собой слабовсхолмленную равнину, осложненную многочисленными балками и оврагами.

Характерной особенностью рельефа местности является наличие широкой сети солончаков, так называемых “соров”, которые не высыхают летом и не замерзают зимой. Почва здесь, в основном, представлена “пухляком”, закрепленным слабой растительностью.

Естественных водных источников на площади нет. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу Атырау-Сарыкум.

Северо-западная часть площади, находится в зоне подтопления нагонными водами Каспийского моря и представляет собой болотистую труднопроходимую местность.

Климат района резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков. Максимальная температура летом +42°C. Зима холодная, малоснежная, с непостоянным снежным покровом, толщина которого не превышает 15-20 см. Температура воздуха временами достигает -32-35°C. Характерны постоянные ветры юго-западного направления. Нередки сильные ветра, сопровождаемые буранами и снежными заносами, летом – пыльными бурями. В зависимости от количества выпадающих осадков весной и осенью местность становится труднопроходимой для автотранспорта.

Растительный и животный мир беден, что характерно для пустынь и полупустынь. Распространены пресмыкающиеся и членистоногие.

#### **ЦППН (цех подготовки и перекачки нефти) Прорва**

Осуществляет перекачку прием сырьевой нефти с 6 нефтяных месторождений - Западная Прорва, С.Нуржанова, Актобе, Досмухамбетовское и НСВ (блок Каратон-Саркамыс), Карасор Западный очистку сырьевой нефти до товарного качества и перекачку на ЦПС "Прорва".

#### **УКПГ (Установка комплексной подготовки газа)**

УКПГ предназначена для утилизации попутного нефтяного газа на Прорвинской группе месторождений (м/р С.Нуржанова, З. Прорва, Актобе, Досмухамбетовское и НСВ (блок Каратон-Саркамыс), Карасор Западный) в Жылыойском районе Атырауской области. Мощность переработки газа составляет 150 млн.м3.

#### **Куст «Кульсары»**

В состав куста «Кульсары» входят нижеследующие месторождения (7 месторождений): Акинген, Кисимбай, Аккудук, Каратон, Косчагыл, Кульсары, Терен-Узек.

#### **Месторождение Акинген**

Месторождение Акинген расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины. Административно относится к Жылыойскому району Атырауской области и расположено в 40 км к юго-востоку от города Кульсары.

Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Косчагыл, Кульсары и Каратон расположенные соответственно на расстоянии 35 км, 50 км к северу и 45 км к юго-западу. Областной центр город Атырау, находится на расстоянии 315 км к северо-западу от месторождения. Связь с населенными пунктами и нефтепромыслами осуществляется по грунтовым и асфальтированным дорогам.

В 10 км к северо-востоку от месторождения проходит железнодорожная магистраль Актау – Атырау. На юге расположено разрабатываемое месторождение – Аккудук, Кисимбай. В орографическом отношении площадь исследования представляет собой слабо всхолмленную равнину полупустынного типа со сглаженными формами рельефа. Почва территории состоит, в основном, из солонцов и соров, и барханных песков. Соры иногда довольно больших размеров, часто сообщаются между собой, образуя соровые впадины.

Район характеризуется резко-континентальным климатом с колебаниями температуры воздуха от плюс 40°C (летом) до минус 30°C (зимой). Среднегодовое количество осадков не превышает 200 мм.

Растительность района типичная для полупустынь и представлена полынью, пыреем, сураном и др. Животный мир беден.

По территории района проходят действующие нефтепроводы, газопроводы и водоводы:

- магистральный газопровод Средняя Азия – Центр,
- нефтепровод Узень-Кульсары-Атырау-Самара,
- водовод Астрахань-Мангышлак.

Снабжение питьевой водой осуществляется из водовода Астрахань-Мангышлак. Очистные сооружения по подготовке воды расположены в районном центре г. Кульсары. Электроснабжение района осуществляется Атыраускими областными и районными электрическими сетями.

#### **Месторождение Кисымбай**

Месторождение Кисымбай расположено в юго-восточной части Прикаспийский впадины.

Районный центр Кульсары находится в 85 км от месторождения. Областной центр г. Атырау в 300 км.

В непосредственной близости от месторождения проходит железная дорога, соединяющая Атырау – Бейнеу – Мангышлак и нефтепровод Узень-Атырау.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от минус 3 м до минус 13 м. Характерным для этой площади является широкое распространение барханов, заросших скудной растительностью, а также наличие сор небольших размеров. Постоянно действующие естественные источники пресной воды отсутствуют. Для закачки попутная вода валанжинского горизонта месторождения.

Климат района резко континентальный, годовой перепад температур от плюс 40<sup>0</sup>С летом, до минус 35<sup>0</sup>С зимой. Среднегодовое количество атмосферных осадков не превышает 150-200 мм и в основном, приходится на осенне-зимний период.

Связь с г. Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной, асфальтированной дорогам.

#### **Месторождение Аккудук**

По административному делению площадь Аккудук относится к Жылыойскому району Атырауской области Республики Казахстан.

Районным центром и ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары, находящийся в 80 км к северо-востоку. Областной центр г. Атырау находится от района работ в 300 км к северо-западу.

Промышленная база находится в районном центре Кульсары.

В орографическом отношении район представляет собой слабо-всхолмленную равнину, покрытую сорами и слабо закрепленными песками, с абсолютными отметками рельефа от минус 12 до минус 24м. Растительный покров беден, характерный для зоны полупустынь. Гидрографическая сеть отсутствует. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал.

Климат района резко континентальный, с сухим жарким летом и малоснежной холодной зимой. Преобладающее направление ветров в течение года – северо-восточное. Снеговой покров маломощный, в отдельные годы совсем отсутствует.

#### **Месторождение Каратон**

Месторождение Каратон расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района.

В административном отношении территория месторождения относится к Эмбинскому району Атырауской области республики Казахстан. Административный и промышленный центр г.Атырау расположен в 150км к северо-западу.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыто сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях. Оно расположено вблизи разрабатываемых месторождений: Терен-Узек, Кара-Арна, Тенгиз.

Ближайшей железнодорожной станцией является г. Кульсары. Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дорогам. Лабораторные, научно-исследовательские и промыслово-геофизические базы находятся в г. Атырау и его окрестностях.

#### **Месторождение Косчагыл**

Месторождение Косчагыл расположено в юго-восточной части Южно-Эмбинского нефтеносного района. Впервые естественные выходы нефти обнаружены в 1926 году.

Месторождение Косчагыл расположено в 18 км юго-западу от месторождения Кульсары, в административном отношении нефтепромысел Косчагыл входит в состав Жылыойского района Атырауской области республики Казахстан.

Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дороге.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыта сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях.

#### **Месторождение Кульсары**

Месторождение Кульсары расположено в пределах юго-восточной части южно Эмбинской нефтяной провинции, в 20 км к северо-востоку от месторождения Косчагыл.

В административном отношении территория месторождения относится к Жылойскому району Атырауской области республики Казахстан.

Административный и промышленный центр г. Атырау расположен в 230 км к северо-западу. Связь осуществляется по асфальтированной, шоссейной и железной дорогам.

Юго-Восточная часть Южной Эмбы представляет собой полупустынную равнину, лишенную древесной растительности. Около половины площади месторождения покрыта сорами.

Климат Южной Эмбы резко континентальный, атмосферные осадки выпадают редко. Растительный и животный мир беден и представлен типичными видами полупустыни.

Месторождение расположено в экономически благоприятных условиях.

#### **Месторождение Терен-Узек**

Месторождение Терен-Узек расположено в юго-восточной части Южной Эмбы. Административно месторождение входит в Жылыойский район Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Кульсары (100 км), г. Атырау в 180 км к северо-западу.

В орографическом отношении площадь месторождения представляет собой засоленную равнину с абсолютными отметками от минус 21,5 м до минус 27 м по отношению к уровню океана, рассеченную ериками и покрытую солеными озерами «сорями». Климат района резко континентальный, с малым количеством осадков, холодной и ветреной зимой и сухим, жарким летом.

Связь с областным центром г.Атырау и другими населенными пунктами осуществляется по железной дороге и по асфальтированной дороге.

**Помимо месторождений существует вспомогательные объекты обслуживания:** по кусту «Прорва»:

– база производственного обслуживания (БПО), в балансе которой находятся кузнечные горны, сварочные посты, котлы для обогрева зданий и сооружений, посты газорезки;

- РММ (ремонтно-механические мастерские) имеет механические мастерские, постов газорезки, сварочный трансформатор и др;
- УТРО (Участок текущего ремонта объектов) – имеет станки для ремонта;
- Колонна спецтехники и технологического транспорта имеет Автозаправочные станции, посты покраски, газосварку, сварочного поста, вулканизацию, передвижную паровую установку (ППУ), Агрегата депарафинизации скважин АДПМ-120/150, Агрегата специального ремонтного АСР;
- ТВГС (цех тепловодогазоснабжения) имеет дизельные генераторы, посты газорезки, сварочные аппараты.
- И вахтовый поселок «Каспий самалы», имеющий котлы для обогрева зданий и сооружений.  
По кусту «Кулсары»:
  - участок проката и ремонта эксплуатационного оборудования (ЦПРЭО) имеет лучистых отоплений, котлов для обогрева, дизельную электростанцию, сварочные посты;
  - РММ (ремонтно-механические мастерские) имеет механические мастерские, постов газорезки, сварочный трансформатор и др;
  - УТРО (Участок текущего ремонта объектов) – имеет станки для ремонта, ДЭС, котельную;
  - Колонна спецтехники и технологического транспорта имеет Автозаправочные станции, посты покраски, газосварку, сварочного поста, вулканизацию, цеха.

**Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы НГДУ «Жылоймунайгаз»**  
***Описание технологического процесса подготовки нефти на ЦППН «Прорва»***

Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и Ж.Досмухамбетовское.

Продукция месторождения Актобе и Досмухамбетовское поступает по нефтяному коллектору Ø325 через на НГС №1 с объемом  $V=12,5 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№1  $P_{\text{раб}}=1,4-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура 25-28°C. На входе в НГС №1 производится дозировка деэмульгатора «Недра-1» с удельным расходом 40-50 г/т.

Продукция месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №3, 6 поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №2 с объемом  $V=25 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№2  $P_{\text{раб}}=1,5-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура 18-22°C.

Продукция месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №4, 5 поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №2а с объемом  $V=50 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№2а  $P_{\text{раб}}=1,4-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура 15-20°C.

Продукция месторождения Западная Прорва и С Нуржанов «Западное поле» ГЗУ №1, 7, 8, 9 поступает по нефтяному коллектору Ø325 через на НГС №3 с объемом  $V=80 \text{ м}^3$ . Рабочее давление на НГС№3  $P_{\text{раб}}=1,3-2,0 \text{ кгс/см}^2$ , температура 17-22°C. По нефтяному коллектору установлен фильтр, который улавливает механические примеси в поступающем потоке скважинной продукции и трехфазный расходомер, предназначенный для замера продукции по нефти, газу и воде.

По входным коллекторам предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет продукции месторождения С. Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №3, 6, С Нуржанов «Восточное поле» ГЗУ №4, 5, Актобе и Досмухамбетовское на трехфазный расходомер и фильтрацию.

На входе в нефтегазовые сепараторы НГС №2, 2а, 3 дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 75-100 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №1.

Далее в нефтегазовых сепараторах происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Отделившиеся жидкость из нефтегазовых сепараторов поступают на установки предварительного сброса воды.

От НГС №1 нефтяная эмульсия отдельно поступает на УПС №1. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №1. Также с НГС №1 предусмотрен дополнительные трубопроводы, который направляет поток газа на УКПГ и при аварийных случаях на факельную установку.

От НГС №2 и №3 нефтяная эмульсия поступает на УПС №2, 3, 4, 5, 6 от нефтегазовых сепараторов и от установок предварительного сброса воды. От НГС №2а нефтяная эмульсия поступает отдельным коллектором на УПС №2, 3, 4, 5, 6 от нефтегазовых сепараторов и от установок предварительного сброса воды. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №2. Также от НГС №2, 2а, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях направляет поток газа на факельную установку.

На УПС происходит отделение пластовой воды и попутного нефтяного газа от нефти.

Нефть от УПС №1 поступает на КСУ №1. Рабочее давление на УПС №1  $P_{\text{раб}}=1,3-1,5$  кгс/см<sup>2</sup>, температура 40-45°C. От УПС №2, 3 поступает на КСУ №2. Рабочее давление на УПС №2, 3  $P_{\text{раб}}=1,1-1,5$  кгс/см<sup>2</sup>, температура 30-60°C. От УПС №4, 5, 6 поступает на КСУ №3. Рабочее давление на УПС №4, 5, 6  $P_{\text{раб}}=1,1-1,6$  кгс/см<sup>2</sup>, температура 25-40°C.

В газосепараторах происходит отделение сырого газа от капельных жидкостей. Отделившиеся сырой газ от ГС №1 и ГС №2 поступает на ГС №4 для осушки от влаги и далее направляется на УКПГ для дальнейшей переработки. Сырой газ с ГС №3 напрямую поступает на УКПГ для дальнейшей переработки согласно требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам». Рабочее давление на газосепараторах 0,4-0,8 кгс/см<sup>2</sup>. От ГС №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях через задвижки направляет поток газа на факельную установку для сжигания.

Отделившиеся пластовая вода направляется на РВС №1  $V=5000$  м<sup>3</sup>.

С РВС №1 отстоявшаяся вода откачивается насосами ЦНС 180/85 №7, №8, №9 – 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» или ЦНСн 300-120 №1, №2, №3 - 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» откачивается по водяному коллектору Ø200 СВТ, протяженностью 5 км. с  $P=4,2-4,7$  кгс/см<sup>2</sup> на НС УППВ месторождения С.Нуржанов, где через ВРП №1, 2 закачивается в поглощающие скважины. Частично обезвоженная нефть из РВС №1 через линии перетоков на уровне 8, 9 метров самотеком поступает в сырьевые резервуары РВС №2, №3 или РВС №6.

Попутный нефтяной газ от УПС №1, 2, 3, 4, 5, 6 направляется на ГС №3.

В КСУ происходит окончательная дегазация нефти, далее нефть проходя через узел контроля задвижек поступает на сырьевой РВС №6  $V=5000$  м<sup>3</sup>. А также с помощью узла контроля задвижками можно направить поток нефти на резервуары РВС №2 №3, №9 с объемами  $V=5000$  м<sup>3</sup>. Рабочее давление на КСУ  $P_{\text{раб}}=0,4-0,7$  кгс/см<sup>2</sup>.

Отделившиеся попутный газ от КСУ №1, 2, 3 направляется на ГС №3. Также от КСУ №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет поток газа на факельную установку.

Сырую нефть с РВС №6 с помощью технологических насосов ЦНС 300-120 №4, 5, 6 (1-рабочий, 2-резервные) с давлением 8,2-8,6 кгс/см<sup>2</sup> либо насосами ЦНС 300-240 №4, 5, 6 направляются на прием печей подогрева ПТБ-10/64 (1-рабочий, 2-резервные). На входе в технологические насосы дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 45-70 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №2.

В качестве топлива на печах подогрева используют товарный газ поступающей с давлением 6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> от УКПГ. Газ проходит через ГРП направляется на печи подогрева с  $P_{\text{раб}}=1,2-1,5$  кгс/см<sup>2</sup>. На печах подогрева нефть подогревается до 70-75°C и с давлением 6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> направляется на прием в горизонтальные отстойники ОГ-200 №2, №3, №4 и ЭДГ №5, №6.

С печей подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно (последовательно) соединенные отстойники электродегидраторы ЭГД №5 и №6 для окончательного отделения пластовой воды, далее нефтяная эмульсия параллельно подается в отстойник №2 и последовательно в ОГ-200 №3 и №4. Рабочее давление на отстойниках  $P_{раб}=0,4-0,7$  кгс/см<sup>2</sup>.

В отстойник ЭДГ №5 и №6 в обезвоженную нефть через эжектор подается 12-16% пресная нагретая вода на ПТ 16/150 №5, №6 до  $T=80^{\circ}C$  для вымывания хлористых солей из нефти. Пресная вода поступает с РВС 1000 м<sup>3</sup>. В отстойники ОГ-200 №3 и №4 также предусмотрен подача пресной нагретой воды на ПТ 16/150 №5, №6 до  $T=75-80^{\circ}C$  для вымывания хлористых солей из нефти. Далее нефть через узел управления задвижками поступает в товарные резервуары №5, №7, №10.

Если в подготовленной нефти в отстойниках содержание хлористых солей составляет более 100 мг/дм<sup>3</sup>, то нефть поступает в технологические резервуары №4, №6 для повторной подготовки. Также при минимальных ухудшениях выходных анализов с ЭДГ №6, поток нефти направляется на РВС №4, для дополнительного отстоя и доведением до товарной кондиции. Далее через переток 13200 см направляется на товарные резервуары №5, 7, 10.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с  $P = 10-13$  кгс/см<sup>2</sup> насосами ЦНС 180/212 №1, №2, ЦНС 300/120 №3 – 1 насос рабочий, 2 насоса резервные, либо насосами ЦНС 300-240 №1, №2, №3 - 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

#### **Месторождение Карасор Западный**

Продукция скважин, представляющая собой газонефтяную эмульсию, от устья добывающих скважин №1, Г-2, Г-9 по выкидным линиям будут направляться для замера на проектный ГЗУ, расположенной на территории месторождения Карасор Западный. Автоматизированная групповая замерная установка типа «Спутник», обеспечивает поочередный индивидуальный замер дебита жидкости и газа каждой скважины, одновременно производится замер продукции с одной скважины, каждые 4 часа автоматически производится перевод линии для замера дебита следующей скважины. После объединения потоков нефти и газа в одну линию, продукция скважин будет направляться к проектному мультифазному насосу (МФНС) с последующей откачкой на ЦППН «Прорва».

Жидкость, отделившаяся от газа в сепараторе НГС, поступает в емкость накопления с объемом 1000 м<sup>3</sup>, далее автоцистернами транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское, для подготовки продукции скважин до товарной кондиции на период пробной эксплуатации месторождения.

В дальнейшем, в период промышленной эксплуатации на месторождении Карасор Западный, вся добываемая продукция скважин после замера дебита жидкости на АГЗУ направляется на мультифазные насосные станции (МФНС). Далее общим потоком промысловая продукция от МФНС по трубопроводу протяженностью 17,4 км транспортируется на сборный пункт м/р Досмухамбетовское.

#### **Месторождение Западная Прорва**

Продукция месторождения Западная Прорва поступает по нефтяному коллектору Ø325 на НГС №3 с объемом  $V=80$  м<sup>3</sup>. На нефтяном коллекторе установлен фильтр, который улавливает механические примеси в поступающем потоке скважинной продукции и трехфазный расходомер, предназначенный для замера продукции по нефти, газу и воде.

На входе в нефтегазовые сепараторы НГС №3 дозируется деэмульгатор «Недра-1» с удельным расходом 75-100 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №1.

Далее в нефтегазовых сепараторах происходит отделение попутного нефтяного газа от жидкости. Отделившиеся жидкость из нефтегазовых сепараторов поступают на установки предварительного сброса воды.

От НГС №2 и №3 нефтяная эмульсия поступает на УПС №2, 3, 4, 5, 6. Попутный нефтяной газ направляется на ГС №2. Также от НГС №2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который при аварийных случаях направляет поток газа на факельную установку.

На УПС происходит отделение пластовой воды и попутного нефтяного газа от нефти. Попутный нефтяной газ от УПС №1, 2, 3, 4, 5, 6 направляется на ГС №3.

В газосепараторах происходит отделение сырого газа от капельных жидкостей. Отделившиеся сырой газ направляется на УКПГ для дальнейшей переработки.

Отделившиеся пластовая вода направляется на РВС №1 V=5000 м<sup>3</sup>.

С РВС №1 отстоявшаяся вода насосами ЦНС 180/85 №7, №8, №9 – 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» или ЦНСн 300-120 №1, №2, №3 - 1 насос «рабочий», 2 насоса «резервные» откачивается по водяному коллектору Ø200 СВТ, протяженностью 5 км. с P=4,2-4,7 кгс/см<sup>2</sup> на НС УППВ месторождения С.Нуржанов, где через ВРП №1, 2 закачивается в поглощающие скважины. Частично обезвоженная нефть из РВС №1 через линии перетоков на уровне 8, 9 метров самотеком поступает в сырьевые резервуары РВС №2, №3 или РВС №6.

С РВС №1 нефтяная эмульсия поступает в КСУ, где происходит окончательная дегазация нефти, далее нефть через узел контроля задвижек поступает на сырьевой РВС №6 V=5000 м<sup>3</sup>.

Отделившиеся попутный газ от КСУ №1, 2, 3 направляется на ГС №3. Также от КСУ №1, 2, 3 предусмотрен дополнительный трубопровод, который направляет поток газа на факельную установку.

Сырую нефть с РВС №6 с помощью технологических насосов ЦНС 300-120 №4, 5, 6 (1-рабочий, 2-резервные) с давлением P=8,2-8,6 кгс/см<sup>2</sup> либо насосами ЦНС 300-240 №4, 5, 6 направляются на прием печи подогрева ПТБ-10/64 (1-рабочий, 2-резервные). На входе в технологические насосы дозируется деэмульгатор марки «Недра-1» с удельным расходом 45-70 г/т с блока дозировки химического реагента БР-2,5 №2.

В качестве топлива на печах подогрева используют товарный газ поступающей с давлением P=6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> от УКПГ. Газ проходит через ГРП и поступает на печи подогрева с P<sub>раб</sub>=1,2-1,5 кгс/см<sup>2</sup>. На печах подогрева нефть подогревается до 70-75°C и с давлением P=6,0-6,2 кгс/см<sup>2</sup> на прием в горизонтальные отстойники ОГ-200 №2, №3, №4 и ЭДГ №5, №6.

С печи подогрева нагретая нефтяная эмульсия поступает в параллельно (последовательно) соединенные отстойники электродегидраторы ЭДГ №5 и №6 для окончательного отделения пластовой воды, далее нефтяная эмульсия параллельно подается в отстойник №2 и последовательно в ОГ-200 №3 и №4. Рабочее давление на отстойниках P<sub>раб</sub>=0,4-0,7 кгс/см<sup>2</sup>.

В отстойник ЭДГ №5 и №6 в обезвоженную нефть через эжектор и подается 12-16% пресная нагретая вода на ПТ 16/150 №5, №6 до T=80°C для вымывания хлористых солей из нефти. Пресная вода поступает в РВС 1000 м<sup>3</sup>. В отстойники ОГ-200 №3 и №4 также предусмотрен подача пресной нагретой воды на ПТ 16/150 №5, №6 до T=75-80°C для вымывания хлористых солей из нефти. Далее нефть через узел управления задвижками поступает в товарные резервуары №5, №7, №10.

Если в подготовленной нефти в отстойниках содержание хлористых солей составляет более 100 мг/дм<sup>3</sup>, то нефть поступает в технологические резервуары №4, №6 для повторной подготовки.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км с P = 10-13

кгс/см<sup>2</sup> насосами ЦНС 180/212 №1, №2, ЦНС 300/120 №3 – 1 насос рабочий, 2 насоса резервные, либо насосами ЦНС 300-240 №1, №2, №3 - 1 насос рабочий, 2 насоса резервные откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

#### **Месторождение Актобе**

Продукция с эксплуатационных скважин по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки типа МЕРА М ГЗУ 6, «Спутник» АМС 40 -14 -400 ГЗУ №6Б, АГЗУ 40-14-400 ГЗУ №6А. На групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита жидкости, газа.

После замера дебита скважин по газу и пластовой жидкости ГЖС по нефтяному коллектору Ø159мм с Р-1,5кгс/см<sup>2</sup> поступает в нефтегазосепаратор НГС для сепарации и предварительного обезвоживания нефтяной продукции.

Перед НГС в продукцию скважин с БР – 2,5 с удельным расходом 45г/т дозируется деэмульгатор марки «Недра».

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ отводится на газосепаратор ГС, где происходит отделение водяных паров от газа и через счетчик учета газа «KROHNE OPTISWIRL 4200С» поступает на печи подогрева типа ПТ 16/150М №1, №2, а также на котлы отопления КВ-Г-90-10 для обогрева насосной.

Излишки газа с нефтегазосепарара НГС, газосепаратора ГС через предохранительные клапаны СППК сбрасываются на факельную линию.

Нефтяная эмульсия из нефтегазосепарара НГС поступает в РВС – 2000 №1 или РВС №2. Из РВС №1 поступает на насосы НБ-125 №1, №2. №3 и через счетчик учета нефти поступает в печи подогрева №1 или №2.

Подогретая ГЖС откачивается в нефтепровод СВТ Ø300мм «Актобе – ЦППН Прорва» протяженностью 16км на ЦППН «Прорва». В ЦППН производится подготовка нефти до товарной кондиции.

Сырьем для технологических сооружений ЦППН является продукция скважин месторождения Западная Прорва, С. Нуржанов, Актобе и Ж.Досмухамбетовское.

После проведения аналитического контроля качества нефти в соответствии с СТ РК 1347 – 2005 подготовленная нефть по нефтепроводу протяженностью 54 км откачивается в товарные резервуары №1, №2 V-5000 м<sup>3</sup> на НПС «Прорва».

После приемосдаточных операций в присутствии представителей – операторов сторон КНУ АО «КазТрансОйл» и ЦППН «Прорва» товарная нефть откачивается в магистральный нефтепровод «Узень – Атырау».

#### **Месторождение Ж. Досмухамбетовское**

Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Досмухамбетовское по внутривнепромысловому системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа «ОЗНА - ИМПУЛЬС» АГЗУ №7, АГЗУ №7А, АГЗУ №8, ГЗУ №9. На автоматизированных групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита продукции скважин.

После замера дебита скважин ГЖС по нефтяному коллектору Ø159мм, где в поток нефтяной эмульсии дозируется деэмульгатор марки «Недра-1» для сепарации в нефтегазосепаратор НГС и предварительного обезвоживания нефтяной продукции.

Деэмульгатор, проникая на поверхностный слой водяной капли в нефти, разрушает в себе защитный слой (асфальто-смолистые вещества и парафин) капли, способствует тем самым каплям воды соединяться между собой.

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ через электроприводы АУМА отводится на газосепаратор ГС, с газосепаратора через счетчик газа поступает на печи

подогрева. Нефтяная эмульсия из НГС поступает на печь №2 и поступает в резервуар №2  $V = 1000\text{м}^3$  (рабочий). Далее нефтяная эмульсия поступает на прием насоса НБ – 125 №1 или №2 через печь подогрева №1 по нефтепроводному коллектору через счетчик жидкости откачивается через трубопровод «Досмухамбетовское – Актобе» Ø200мм, протяженностью 9,5км с  $P = 8\text{--}12\text{кгс/см}^2$  поступает на СП Актобе в резервуар  $V = 2000\text{м}^3$  по 1 варианту.

Нефтяная эмульсия из НГС поступает в резервуар №2  $V = 1000\text{м}^3$  (рабочий) в резервуар №1  $V = 700\text{м}^3$  (резервный), откуда с уровня 80 – 30см насосом НБ – 125 №1 (рабочий) или с НБ-125 №2 (резервный) откачивается через подогреватели ПТ 16/150 №1, ПТ 16/150 №2 с  $T = 30^\circ\text{C}$  по нефтепроводному коллектору через счетчик жидкости «Досмухамбетовское – Актобе» Ø200мм, протяженностью 9,5км с давлением  $P = 8\text{--}12\text{кгс/см}^2$  поступает в резервуар  $V = 2000\text{м}^3$  на СП Актобе по 2 варианту.

Сброс дренажа с нефтегазосепаратор НГС газосепаратора ГС, через электроприводы АУМА производится в дренажную емкость  $V = 8\text{м}^3$ , сброс нефтяных утечек с сальников технологических насосов НБ-125 №1, с насоса НБ-125 №2 производится в дренажную емкость  $V = 4\text{м}^3$ , сброс нефтяных утечек с печей подогрева производится в дренажную емкость  $V = 1\text{м}^3$  дренажи с дренажных емкостей ДЕ – 8, ДЕ – 4, ДЕ – 1 агрегатом откачиваются в автоцистерну и сливаются в дренажную емкость ДЕ-60. Нефтяные утечки с АГЗУ 7, АГЗУ 7а производится в дренажную емкость ДЕ-60, с АГЗУ 8 производится в дренажную емкость ДЕ-90, с ГЗУ 9 тоже сливается в ДЕ20. откуда насосом НБ - 125 откачивается в нефтяной коллектор.

Газ с ГС, где происходит отделения водяных паров от газа и поступает на ШРП и поступает для котлов отопления, для обогрева операторской, насосной, пожарного депо. Излишки газа с нефтегазосепаратор НГС через предохранительные клапаны «СППК150 – 16», газосепаратора ГС через предохранительные клапаны «СППК100 – 16» сбрасываются на факельную линию.

Все дренажи из аппаратов I-степени сепарации СП: с нефтегазосепараторов НГС, газосепаратора ГС, технологических насосов НБ-125, печей подогрева ПП-16/150 производится по дренажным трубопроводам подземную дренажную емкость.

Содержимое ЕП откачивается один раз в 15 дней в передвижную АЦ, снабженную самовсасывающим насосом.

### **Месторождение Акингень**

Основной задачей в УСН Акингень является сбор добытой нефти на месторождениях Акингень, Косчагыл, и Кульсары.

На месторождении осуществляется сбор нефти, воды и закачка сточной воды в пласт.

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

- Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ) и групповые замерные установки представляющие собой гребенку (ГУ)
- выкидные линии,
- напорный нефтепровод от АГЗУ до площадки сбора нефти УСН, от ГУ до площадки сборного пункта (СП).
- блок хим. реагент через АГЗУ
- резервуары для хранения сырой нефти,
- печи для подогрева нефти,
- резервуары для воды закачиваемую на ППД
- насосы для откачки нефти и воды
- сосуды под давлением

Подача электроэнергии осуществляется с помощью воздушной линии ЛЭП, в качестве аварийного источника электроэнергии используется стационарная дизельная электростанция. Хозяйственно-питьевые нужды на месторождениях обеспечиваются по

водоводу АО «КазТрансОйл». Хранение питьевой воды предусматривается в вертикальных стальных резервуарах. На площадке УСН предусмотрены стальные вертикальные 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.

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении, заключается в следующем:

Продукция с эксплуатационных скважин месторождения Акингень по внутрипромысловой системе сбора и транспортирования нефти, по выкидным линиям поступает на автоматизированные групповые замерные установки типа АГЗУ типа «Спутник Б 40 – 14 – 500» №1, АГЗУ «Блок технологической установки измерительной типа «МЕРА – ММ» №2, АГЗУ «ОЗНА - ИМПУЛЬС 40 – 14 – 500» №3. На автоматизированных групповых замерных установках скважины подключены к измерительному устройству, где производится замер дебита продукции скважин и в котором данные о замерах отображаются в системе телемеханики, по общему нефтяному коллектору Ø 159мм поступает в нефтегазосепаратор НГС – 1 ступени ( $V = 80\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ , для разделения газожидкостной смеси от газа.

После замера дебита скважин ГЖС, где в поток нефтяной эмульсии дозируется деэмульгатор марки «Рандем – 2215» с удельным расходом 50г/т в летний период и 60г/т в зимний период производится на АГЗУ №1 дозирочным насосом НД – 2,5 – 100.

Отделившийся на НГС попутный нефтяной газ через выходную задвижку №1 отводится на газосепаратор ГС 1 - 1,6 – 1200 ( $V = 4\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,5 \text{ кгс/см}^2$ , где происходит отделения конденсата водяных паров от газа на выходе из ГС по дренажной линии в ЕП – 40  $\text{м}^3$  №1. После осушки отсепарированный газ по выходной задвижке №23, 24, 25, через газовый счетчик марки «ДРГ.М – 160» и через отстойник через ГРПШ – 15 используется на собственные нужды (печи подогрева, в котельную).

Водонефтяная эмульсия из НГС через выходную задвижку №6 ( $V = 80\text{м}^3$ ) при  $P = 1 - 1,2 \text{ кгс/см}^2$  и направляется в горизонтальный отстойник ОГ – 200 №1, для разделения нефтяной эмульсий от пластовой воды при котором уровень вод нефти и пластовой воды контролируется уровнемером.

Предварительный сброс пластовой воды производится в водяные резервуары РВС №3, 4 ( $V = 200\text{м}^3$ ) ППД, откуда насосами НБ – 125 №1, 2 (в зависимости какой насос запускается) при  $P = 5,0 - 6,0 \text{ Мпа}$  через печи подогрева ПТ 16/150М №2 при температуре 30 - 40° закачивается через ВРП в нагнетательные скважины №17, №110, №327, №314 и отдельно насосом НБ -125 №3, №4 (в зависимости какой насос запускается) закачивается в скважины №328, №2.

С отстойников ОГ – 200 №1 нефтяная эмульсия со средней обводненностью 15 – 30 % при  $P = 0,8 - 1,0 \text{ кгс/см}^2$  направляется в концевую сепарационную установку КСУ ( $V = 4\text{м}^3$ ), где происходит разделения остаточного газа от нефтяной эмульсий и поступает в РВС №3  $V = 1000\text{м}^3$ .

С РВС №3  $V = 1000\text{м}^3$  нефтяная эмульсия насосами ЦНС 60/264 №6, №7 (в зависимости какой насос запускается) через печи подогрева нефти ПТ 16/150 №1 при  $T = 60^\circ\text{C}$ , с  $P = 0,4 - 0,5 \text{ МПа}$  откачивается на ОГН – 200, где после отделения остаточной воды поступает на РВС №2  $V = 2000\text{м}^3$ , с обводненностью 5 – 10%.

Предварительно обезвоженные нефти месторождения Кульсары, Косчагыл, Акинген со средней обводненностью 5 – 10%, содержанием 10000 – 15000 мг/л хлористых солей, плотностью 0,860г/см<sup>3</sup>, объемом 310 – 320  $\text{м}^3/\text{сут}$ . С РВС №2  $V = 2000\text{м}^3$ , через печи подогрева ПТ 16/150 №3, №4 (один в резерве) при  $T = 50 - 60^\circ\text{C}$ , через узел учета нефти по нефтепроводу «Акинген – Аккудук» Ø159мм, протяженностью 23 км насосами ЦНС 60/264 №3, №4 (в зависимости какой насос запускается) перекачивается на сборный пункт

месторождения Аккудук в резервуар №3  $V = 700\text{ м}^3$ . Давления на выходе насоса 18 – 20 кгс/см<sup>2</sup>.

Подготовка нефти ведется в ЦДНГ Кисимбай.

Учет сырой нефти производится в калиброванных резервуарах.

### **Месторождение Кисимбай**

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождениях, заключается в следующем:

Продукция эксплуатационных скважин месторождения Кисимбай с ГЗУ-1, ГЗУ-2, ГЗУ-3 по нефтяному коллектору Ø159 через входную задвижку №1, №2, №3 поступает в нефтегазосепаратор НГС-1 с  $P=2,4-0,9$  кгс/см<sup>2</sup>. Перед нефтегазосепаратором производится подача дэмульгатора Рандем - 2204 с удельным расходом 50-70 г/т через БР 2,5 №1. С нефтегазосепаратора НГС-1 выделившийся газ через систему задвижек №17, №18, №19, №21 поступает в газосепаратор ГС 1-1,6-1200 с  $P=2,2-0,8$  кгс/см<sup>2</sup>.

После осушки газ расходуется на собственные нужды (печи подогрева нефти, котельную). Нефтяная эмульсия через задвижки №14 с НГС-1 с  $P=2,2-1,0$  кгс/см<sup>2</sup> через расходомер для учета жидкости OPTIMASS-1400 поступает в горизонтальный отстойник ОГ-200, где происходит разделение эмульсии на нефть и воду.

Подтоварная вода дренируется в буферную емкость БЕ-100  $V=100$  м<sup>3</sup> откуда насосом К-150 №1, №2 (рабочий, резервный) закачивается в отстойник с патронным фильтром ОПФ-3000 для подготовки. Уловленная нефть с ОПФ-3000 собирается в дренажную емкость ЕП-12,5, а затем откачивается в резервуар №4  $V=700$  м<sup>3</sup>. Подготовленная подтоварная вода собирается в отстойнике горизонтальном ОГ-200, откуда по водяному коллектору поступает в сборный резервуар №6  $V=400$  м<sup>3</sup> подтоварной воды для закачки в систему ППД. Откачка подтоварной воды из резервуара №6 производится насосами НБ-125 №1, №2 на ВРП №1, №2.

Предварительно обезвоженная нефть с ОГ-200 поступает с  $P_{\text{выхода}}= 1,0-1,5$  кгс/см<sup>2</sup> в КСУ через задвижку №113, №114 и направляется в РВС №4,  $V=700$  м<sup>3</sup> через задвижку №312. С нефтяного коллектора Аккудук-Кисимбай нефть месторождений Кульсары, Косчагыл, Акинжень, Аккудук через печь ПТ 16/150М №2 с  $T=40-50^{\circ}\text{C}$  и поступает в РВС №4,  $V=700$  м<sup>3</sup> через задвижки №78, №79, №214.

Из сборного резервуара №4,  $V=700$  м<sup>3</sup> через задвижки №215, №218 отделившаяся нефть по переточную линию (Н-640см) поступает в резервуар №5  $V=700$  м<sup>3</sup>. С резервуаров №4 подтоварная вода через задвижки №212 дренируется в буферную емкость БЕ-100  $V=100$  м<sup>3</sup>. Нефть с резервуара №5,  $V=700$  м<sup>3</sup> прокачивается насосами НБ-50 №2, №3, ЦНС 60/66 №4 через печи подогрева ПТ-16/150М №3, №4 на ОБН-200 через задвижку №116. До печи подогрева дозируется дэмульгатор марки РАНДЕМ-2204 с удельным расходом 210-230 г/т (II ступень). После печи ПТ 16/150М №3, №4 перед отстойником ОБН-200 в нефтяной коллектор через эжектор подается нагретая до  $T=70^{\circ}\text{C}$  пресная промывочная вода в объеме 22-25% суточной объем нефти. Сброс воды с отстойника ОБН-200 производится через выходную задвижку №121, №233, №234, №133, №134 и через клапан типа БИРС 12.1.050. в буферную емкость БЕ-100 м<sup>3</sup>,  $V=100$  м<sup>3</sup>.

Нефть с отстойника ОБН-200 через задвижку №119, №122Б поступает в электродегидратор (отстойник) ЭГ-200, а затем товарная нефть через задвижку №124, №177, №172, №184, №199, №193 поступает в резервуары №1, №2, №3  $V=1000\text{ м}^3$ . После заполнения поочередно товарных резервуаров №1, №2, №3 через 2 часа производится дренирования через задвижки №175, №188, №194, №65, №66 в дренажную емкость ЕП-40 м<sup>3</sup> и после 2 часа отстоя производится отбор проб нефти на аналитический контроль качества продукции.

Подготовленная товарная нефть 5 месторождений: Кисимбай, Аккудук, Акинжень, Косчагил, Кульсары с товарных резервуаров №1, №2, №3 ППН Кисимбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2, №3 прокачивается по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км

поступает в товарные резервуары №1 V=2000 м<sup>3</sup>, №2 РВС-400 м<sup>3</sup>, №3 V=3000 м<sup>3</sup> через задвижки №27, №1, №14, №9 НПС «Опорный».

В НПС «Опорный» поочередно заполняются товарные резервуары РВС №1 V-2000 м<sup>3</sup>; РВС №2 V -400 м<sup>3</sup>; РВС №3 V-3000 м<sup>3</sup>. После заполнения резервуара продукт отстаивается не менее 2 часа, после чего пробоотборником берется проба (ГОСТ2517-85) для определения содержания воды (ГОСТ2477-85) и хлористых солей (ГОСТ21534-76).

В случае получения некондиционной нефти, нефти с резервуаров РВС-2000 м<sup>3</sup> №1; РВС-400 м<sup>3</sup> №2; РВС-3000 м<sup>3</sup> №3; дренируется в дренаж ЕП-25м<sup>3</sup>. С дренажа ЕП-25 м<sup>3</sup> вертикальным насосом ВН-50/50 откачивается на автоцистерны, далее транспортируется на ППН Кисимбай для повторной подготовки. При получении 1-ой группы качества нефти, сообщает товарному оператору КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл» о времени заполнения и готовности резервуара к сдаче. Прием-сдача нефти проводится в лаборатории НПС «Опорный» совместно с представителями КНУ ЗФ АО «КазТрансОйл» по инструкциям совместных действий по приему и сдаче нефти на ПСН «Опорной»:

- Закрыть и опломбировать задвижки на сдаваемых резервуарах: РВС - 2000 № задв. - №1,2,3,4,5; РВС – 400 №2, задв. №14,15,16,17; РВС – 3000 №3 задв. - №9,10,11,12;
- Замерить базовую высоту, произвести ручной замер начального уровня нефти и проверить на наличие подтоварной воды;
- Отобрать точечную пробу с уровня нижнего среза приемо-сдаточного патрубка сдаваемого резервуара согласно ГОСТ-2517-85;
- Провести химический анализ пробы для определения массового содержания воды ГОСТ 2477-65 и концентрации хлористых солей согласно ГОСТ 21534-76, плотность нефти СТ РК 2.153, массовые содержание серы СТ РК АСТМ Д 4294, давления насыщенных паров ASTM D 6377, содержание хлорорганических соединений ГОСТ Р 52247;
- Оформить паспорт качества, подписать представителями сдающей и принимающей сторон.

После получения от диспетчера КНУ распоряжения на откачку нефти товарная нефть насосами ЦНС -180/425 №1, №2 откачивается на ПТБ-10. После печи подогрева нагретая нефть направляется в магистральный трубопровод «Узень-Атырау-Самара» через коммерческий узел учета нефти КУУН.

#### Месторождение Аккудук

Технология добычи и сбора нефти, применяемая на месторождении заключается в следующем:

Скважинная продукция месторождения Аккудук с 10 скважин по выкидным линиям поступает на АГЗУ «Спутник» Б 40 – 14 – 40, где осуществляется замер дебита жидкости каждой скважины. После замера нефтяная эмульсия со средней обводненностью 70% по нефтяному коллектору Ø 159 мм поступает на пункт сбора нефти Аккудук.

После замера нефтяная эмульсия по нефтяному коллектору Ø159мм поступает на пункт сбора нефти Аккудук в нефтегазосепаратор НГС-1 V = 25м<sup>3</sup>. Подача деэмульгатора марки «РАНДЕМ-2204» производится перед НГС-1 с удельным расходом 50г/т. Отсепарированный газ направляется в газосепаратор ГС 1 – 1,6 – 1200 и после осушки с P =1,2 – 1,0 кгс/см<sup>2</sup> через ШРП используется на собственные нужды (в котельной, в операторской).

Нефтяная эмульсия поступает на дегазацию на КСУ и с P = 1,0 кгс/см<sup>2</sup> заполняет резервуар №1 V = 300м<sup>3</sup>. Попутная пластовая вода дренируется в горизонтальную емкость РГС V = 23м<sup>3</sup>, откуда насосами НБ – 125 №1, №2 (1 рабочий, 1 резервный), НБ – 125 №3, №4 (1 рабочий, 1 резервный), СИН – 46, ГНК закачивается в нагнетательные скважины №5, №10. Нефть по перетоку с резервуара №1 H = 4,2м заполняет резервуар №2 V = 300м<sup>3</sup>, оттуда в резервуар №3 V = 700м<sup>3</sup>. С резервуара №3 насосами НБ-125 №1, №2 предварительно обезвоженная смесь нефти 5 месторождений Косчагыл, Акингень,

Кульсары, Аккудук и Кисымбай по нефтепроводу Ø219мм протяженностью 37км откачивается на ЦППН Кисымбай в резервуар №4 V = 700м<sup>3</sup>.

Подготовленная товарная нефть с месторождений Кисымбай, Аккудук, Акинжень, Косчагыл, Кульсары с товарных резервуаров ЦППН Кисымбай насосами ЦНС 60/264 №1, №2 и ЦНС 180/170 №3 прокачивается по нефтяному коллектору Ø 219 мм на расстояние 18 км поступает в товарные резервуары №1 V-2000м<sup>3</sup>, №2 PBC-400м<sup>3</sup>, №3 V - 3000м<sup>3</sup> ПСН «Опорный». Нефтеперекачивающая станция «Опорный» служит для приема нефти с и сдачи ее в соответствии с СТ РК 1347-2005 в систему магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл».

#### **Месторождение Каратон, участок № 2**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки:

В групповых установках, представляющие собой гребенку осуществляется замер продукции скважин, далее нефтяная жидкость направляется по главному коллектору в манифольд СП-2 Ø325 мм.

С манифольда нефтяная эмульсия поступает в РГС №2 V = 75м<sup>3</sup>, в РГС №3 V = 75м<sup>3</sup>. Далее с РГС №2, с РГС №3 поступает в РГС №4.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №4 подается к приему насосу НБ-50 и откачивается на автоналивную эстакаду и через счетчик наполняется автоцистерны.

Автоцистерны на ППН Каратон сливают нефть в дренажную емкость V = 50м<sup>3</sup> для дальнейшей подготовки на УПН. А попутная пластовая вода с РГС №4, с РГС №3, с РГС №2 поступает в РГС №1.

С РГС №1 поступает на линию приема центробежных насосов ППД 9МГР №1 или к насосу НБ – 125 №2. С насоса №1 или с насоса №2 и через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления (ППД).

Сброс дренажа с РГС №1, РГС №2, РГС №3, РГС №4 поступает в дренажную емкость V=18м<sup>3</sup>, откуда насосом типа НБ-50 откачивается в манифольд.

#### **Месторождение Каратон, участок № 5**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющие собой гребенку осуществляется замер продукции скважин, далее нефтяная жидкость поступает в СП-5 Ø 325 мм в PBC №1 V = 400м<sup>3</sup>.

С PBC нефтяная эмульсия поступает в РГС №2, в РГС №3 V = 50м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №2, №3 подается к приему насосу НБ-50. Насосными установками откачивается на автоналивную эстакаду и через электронный счетчик марки «PROMASS – 80» наполняется автоцистерны.

Автоцистерны на ППН Каратон сливают нефть в дренажную емкость V = 50м<sup>3</sup> для дальнейшей подготовки на УПН.

Попутная пластовая вода с PBC №1 поступает в РГС – 100м<sup>3</sup> №4. С РГС №4 поступает на линию приема центробежных насосов ППД 9МГР №1 или к насосу НБ – 125 №2 и через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

Утечки с сальников технологических насосов 9МГр №1, НБ-125 №2 собираются в дренажную емкость ДЕ – 5м<sup>3</sup> откуда агрегатом откачиваются в автоцистерну.

#### **Подготовка нефти на ППН Каратон**

Нефтяная эмульсия месторождения Терен-Узек, объемом 200-210 м<sup>3</sup>/сутки, поступает по Нефтяная эмульсия месторождения Терен-Узек по межпромысловому нефтепроводу Ø219 мм., протяженностью 23,1 км поступает на ППН Каратон. На входе в ППН Каратон, поступающая жидкость проходит через электронный расходомер, с условным диаметром 150

мм.

В нефтяной поток дозируется деэмульгатор типа «R-11» и прокачивается через печи нагрева нефти ПТ 16/150 №1, №2 и заполняет отстойники ОБН—3000/6 №1, №2, №3.

После печей подогрева нефти, в нефтяной поток, через эжектор, добавляется пресная вода, нагретая до температуры  $T=60-70^{\circ}\text{C}$ . Объем расхода пресной воды на эжекторе составляет 10—15%.

Поток жидкости поочередно проходит через отстойники ОБН-3000/6 №1, №2, №3, где происходит отстой нефти. С ОБН-3000/6 №3 обезвоженная нефть поступает в вертикальные резервуары РВС№1, №2  $V=1000\text{ м}^3$ . В данных резервуарах происходит накопление нефти до уровня 4,5м, далее через переточную линию, расположенную на уровне 4,5 м, нефть поступает в вертикальный резервуар РВС №3  $V=3000\text{ м}^3$ .

Пластовая вода из отстойников ОБН-3000/6 №1, №2, №3 с помощью автоматизированного датчика раздела фаз «нефть-вода» сбрасывается в дренажные емкости ДЕ №1  $V=25\text{ м}^3$ , ДЕ №2  $V=75\text{ м}^3$  и насосом НБ—50 откачивается в систему коллекторов ГУ на месторождении Каратон—2.

После заполнения и отстаивания не менее 3 часов с резервуара №3  $V=3000\text{ м}^3$  по ГОСТ 2517-85 производится отбор пробы для определения содержания воды, хлористых солей. Подготовленная нефть с РВС-3000 №3 насосами внешней откачки ЦНС 60/198 №1, №2 транспортируется в РВС—5000  $\text{ м}^3$  №6 НПС «Каратон». В холодное время года транспортировка нефти на НПС «Каратон» производится через печь подогрева нефти ПТ16/150 №3 для подогрева нефти до  $35-40^{\circ}\text{C}$ , прокачка вязкой нефти по нефтяному коллектору производится насосом НБ—50№3.

При возникновении остановки поступления нефти с межпромыслового нефтепровода, а также для необходимости внутренней повторной обработки имеющегося объема нефти, производится переключение схемы движения потока нефти перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №2. В результате данного переключения, поступление потока жидкости с межпромыслового нефтепровода прекращается. Поток нефтяной жидкости прокачивается через печь подогрева нефти ПТ 16/150 №2 с вертикального резервуара РВС№2  $V=1000\text{ м}^3$  насосами внутренней перекачки 9МГр №1, №2.

Нефтяная эмульсия месторождений Каратон—2, Каратон—5 транспортируется автоцистернами на ППН Каратон. На ППН Каратон, поступающая нефтяная эмульсия сливается в подземную емкость  $V=50\text{ м}^3$ . С данной емкости, нефтяная жидкость перекачивается насосом марки НБ—50 на технологическую линию поступления нефти с месторождения Терен-Узек. Вход в нефтяной поток происходит перед печью подогрева нефти ПТ 16/150 №1, №2.

Подготовленная нефть по нефтепроводу  $\text{Ø}219\text{ мм}$ , протяженностью 2,5 км транспортируется в резервуары НПС «Каратон». На НПС «Каратон», по мере заполнения резервуаров, товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347—2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

#### **Месторождение Косчагыл**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям  $\text{Ø}114\text{ мм}$ ,  $\text{Ø}89\text{ мм}$ ,  $\text{Ø}76\text{ мм}$  направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. С ГУ скважинная продукция по нефтесборным коллекторам  $\text{Ø}219\text{ мм}$  поступает в резервуар сбора жидкости №1  $V=400\text{ м}^3$ , где отделившаяся нефть по переточной линии  $h=4,33\text{ м}$  накапливается в резервуар №3 РГС  $V=45\text{ м}^3$ . Отстоявшаяся пластовая вода дренируется в резервуар №2  $V=400\text{ м}^3$ , а затем закачивается насосами НБ-125 №1, 2 в систему ППД.

Накопившийся за сутки объём нефти около с остаточным содержанием воды транспортируется с помощью АЦН на УСН месторождения Акинген в резервуар №1, №2  $V=1000\text{ м}^3$ ,  $V=2000\text{ м}^3$ . Объединенные в резервуарах №1 или №2 предварительно обезвоженные

нефтяная эмульсия месторождений Кульсары, Косчагыл, Акинген через печи подогрева ПТ 16/100 №3, №4 (Акинген) с  $T = 50 - 60^{\circ}\text{C}$ , через узел учета нефти по нефтепроводу «Акинген – Аккудук»  $\varnothing 159\text{мм}$ , протяженностью 24км насосами ЦНС 60/264 №1, №2 перекачивается в сборный пункт Аккудук в резервуар №3  $V-700\text{м}^3$ . С резервуара №3 насосами НБ-125 №1, №2 предварительно обезвоженная смесь нефти 5 месторождений по нефтепроводу  $\varnothing 219\text{мм}$  протяженностью 37км откачивается на ЦППН месторождения Кисымбай в резервуар №4  $V - 700\text{м}^3$ . Подготовленная товарная нефть 5 месторождений Кисымбай, Аккудук, Акинген, Косчагыл, Кульсары подготавливается и откачивается для сдачи нефти в НПС Опорный.

#### **Месторождение Кульсары**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГУ (групповая установка) представляющую собой гребёнку. В ГУ осуществляется замер продукции скважин передвижными замерными установками. После замера жидкость в объёме около  $310-320\text{ м}^3/\text{сут.}$  со средней обводненностью 96 % по нефтесборному коллектору  $\varnothing 159\text{ мм}$  поступает в резервуар сбора жидкости №1 с объёмом  $200\text{ м}^3$ , где отделившаяся нефть по переточной линии  $h-4,33\text{ м}$  накапливается в другом резервуаре №3 ( $V-43\text{ м}^3$ ). А попутная пластовая вода в объёме около  $280-300\text{ м}^3/\text{сут.}$  сбрасывается в резервуар (РГС-50  $\text{м}^3$ ) ППД для дальнейшей закачки воды насосами НБ-125 в скважины с целью ППД.(при ремонтах РВС №1 поступление направляется на РВС №2, переток  $h-4,33\text{ м}$ ) Накопившийся за сутки объём нефти около 8-10 т с остаточным содержанием воды в среднем около 2-3 % транспортируется с автоцистернами в УСН месторождения Акинген.

#### **Месторождение Терен-Узек**

##### **СП-1 (сборный пункт)**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям  $\varnothing 73, \varnothing 89, \varnothing 100, \varnothing 114\text{мм}$  направляется на групповые установки. В групповых установках, представляющих собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком TOP.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору  $\varnothing 219\text{мм}$  поступает в резервуар сбора жидкости №1 объёмом  $V-700\text{м}^3$  или в резервуар сбора жидкости №2 объёмом  $V-400\text{м}^3$ . Затем отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №3 объёмом  $V-100\text{м}^3$ .

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №3 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1 или к насосу НБ – 125. С помощью насосных установок нефтяная эмульсия откачивается на ПСН Терень-Узек в РВС №7( $V-1000\text{м}^3$ ).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №2 через поступает в РВС№4.

Пластовая вода с РВС №4 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС 180/340 к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

##### **СП-2 (сборный пункт)**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на групповые установки.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору  $\varnothing 150\text{мм}$  поступает в резервуар сбора жидкости №1 объёмом  $V-700\text{м}^3$  или в резервуар сбора жидкости №4 объёмом  $V-400\text{м}^3$ . Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №4 поступает в РГС №3 объёмом  $V-90\text{м}^3$ .

Далее накопившийся за сутки нефть с остаточным содержанием воды с РГС №3 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1 или к насосу 9МГР №2. С помощью насосных агрегатов через входную задвижку №19 и через выходную задвижку №21 через выходную задвижку №25 откачивается на ПССН Терень-Узюк Западный в РВС №7( $V-1000\text{м}^3$ ).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №4 поступает в РВС№2.

Пластовая вода с РВС №2 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС 180/425 к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается через нагнетательные скважины в пласт.

### **СП-3 (сборной пункт)**

Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям разного диаметра и разных длин направляется на групповые установки.

В групповых установках, представляющих собой гребенку осуществляется замер продукции скважин счетчиком ТОР.

После замера нефтяная жидкость с групповой замерной установки по нефтесборному коллектору Ø200мм поступает в РВС №1 объемом V-700м<sup>3</sup> или в РВС №2 объемом V-700м<sup>3</sup>. Далее отделившаяся нефть по переточной линии с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РГС №4 объемом V-75м<sup>3</sup>.

Далее накопившийся за сутки нефть в объеме с остаточным содержанием воды с РГС №4 подается к приему поршневого насоса 9МГР №1. С помощью этих установок откачивается на ПССН Терень-Узюк Западный в РВС №6 (V-1000м<sup>3</sup>).

А попутная пластовая вода с РВС №1 или с РВС №2 поступает в РВС №3.

Пластовая вода с РВС №3 поступает в линию приема центробежных насосов ППД ЦНС к насосу №1 или к насосу №2. С насоса №1 или с насоса №2 через узел учета закачивается в нагнетательные скважины для поддержания пластового давления.

### **Пункт сбора нефти - ПСН месторождения «Терень-Узек Западный».**

Дегазированная и обезвоженная нефть с четырех сборных пунктов на ПССН «Терень-Узек Западный» поступает двумя потоками:

- с первого участка – нефтяная эмульсия, откачиваемая поршневыми насосами 9МГР №1, №2 со сборного пункта СП – 1 и нефть со сборного пункта СП – 2, откачиваемая технологическими насосами 9МГР №1, №2 по нефтепроводу Ø219мм поступает в РВС – 1000 №7 и в РВС №6.
- со второго участка – нефтяная эмульсия, откачиваемая с СП – 3 поршневыми насосами – 9МГР №1, НБ-125 №2 со сборного пункта №3 и нефть со сборного пункта №7, в которую дозируется химреагент R – 11, откачиваемая технологическими насосами 9МГР №1, №2, НБ-50 №3 по нефтепроводу Ø219мм с поступлением в РВС – 1000 №7, в РВС №6.

С РВС №7 или с РВС №6 скважинная продукция по переточной линии насосами внутренней перекачки 9 МГр №3, №4 подается на подогрев в печи ПТ-16/150 №1 и ПТ16/150 №2, ПТ16/150 №3. Нагретая летом до T = 55-60°C, зимой до T=70-75°C по нефтяному коллектору заполняет РВС – 700 №1 или РВС – 300 №2. После заполнения резервуаров нефть отстаивается в течении 2 часов. На выходе из насоса перед подогревателями через БР-2,5 подается химический реагент R-11.

С РВС №7 или с РВС №6 нефть по переточной линии насосами внутренней перекачки 9 МГр №3, №4 подается на подогрев в печи ПТ-16/150 №1, ПТ16/150 №2. Нагретая нефть летом до T = 55-60°C, зимой до T=70-75°C по нефтяному коллектору заполняет РВС – 400 №3 или РВС – 400 №4. После заполнения резервуаров нефть отстаивается в течении 2 часов. На выходе из насоса перед подогревателями через БР-2,5 подается химический реагент R-11.

Из РВС №1, №2, №3, №4 предварительно подготовленная нефть насосами внешней перекачки НБ-125 №1, НБ – 125 №2 откачивается через печь подогрева ПТ 16/150 №1, ПТ 16/150 №3 на ППН Каратон, по коллектору СВТ 200мм, протяженностью – 23 км. На НПС «Каратон», по мере заполнения резервуаров, товарная нефть по 1 группе качества в соответствии с СТ РК 1347-2005 сдается в систему АО «КазТрансОйл», а затем откачивается в магистральный нефтепровод «Узень-Атырау».

Нефтяная промышленность обеспечивает поиск и разведку нефтяных месторождений, бурение и освоение нефтяных скважин, добычу нефти и конденсата, сбор, подготовка и транспортирование нефти и газа, обустройство промыслов и переработку нефтяного газа.

Процесс добычи нефти, начиная от притока ее по пласту к забоям скважин и до внешней перекачки товарной нефти с промысла, можно разделить условно на 3 этапа: движение нефти по пласту к скважинам благодаря искусственно создаваемой разности давлений в пласте и на забоях скважин; движение нефти от забоев скважин до их устьев на поверхности – эксплуатация нефтяных скважин; сбор нефти и сопровождающих ее газа и воды на поверхности, их разделение, удаление минеральных солей из нефти, обработка пластовой воды, сбор попутного нефтяного газа.

Под разработкой нефтяного месторождения понимается осуществление процесса перемещение жидкостей и газа в пластах к эксплуатационным скважинам. Управление процессом движения жидкостей и газа достигается размещением на месторождении нефтяных, нагнетательных и контрольных скважин, количеством и порядком ввода их в эксплуатацию, режимом работы скважин и балансом пластовой энергии. Принятая для конкретной залежи система разработки предопределяет технико-экономические показатели. Перед забуриванием залежи проводят проектирование системы разработки.

На основании данных разведки и пробной эксплуатации устанавливают условия, при которых будет протекать эксплуатация: ее геологическое строение, коллекторские свойства пород (пористость, проницаемость, степень неоднородности), физические свойства жидкостей в пласте (вязкость, плотность), насыщенность пород нефти водой и газом, пластовые давления. Базируясь на этих данных, производят экономическую оценку системы, и выбирают оптимальную.

Добыча нефти на месторождениях ведется как механизированным способом с поддержанием пластового давления путем обводнения – закачки морской воды в пласт из Каспийского моря и пластовой при отделении нефти и воды, так и фонтанным способом.

Механизированный способ добычи заключается в доставке продукции скважины из продуктивного пласта на земную поверхность с помощью различных насосов.

Добыча фонтанным способом. Возможность применения данного способа добычи обуславливается геологическими условиями и режимом отработки залежи. Он применяется при условии большого пластового давления, превышающего давление столба флюида, равного глубине добычи. За счет избыточного пластового давления флюид по колонне труб подается на поверхность. Наземное оборудование скважин состоит из скважинной и фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки устья скважины. Скважины, направленные на отработку фонтанным способом в единичных количествах имеются во всех НГДУ, кроме «Кайнармунайгаз», но чаще всего применяются на НГДУ «Жылыоймунайгаз» промыслах куста Прорва ввиду значительного остаточного давления залежей.

Продукцией скважин является пластовый флюид, состоящий из смеси нефти, растворенного в ней попутного газа и пластовой воды.

Доставленная на поверхность продукция скважин направляется в выкидную линию, по которой доставляется до групповых (ГУ) или групповых замерных установок (ГЗУ).

На ГУ проводится замер дебита скважин. ГЗУ являются автоматическим замерными установками позволяющими более точно учесть дебит жидкости скважин за счет исключения газовой составляющей при проведении замера.

Некоторые скважины врезаются в систему сбора, минуя ГУ (ГЗУ). В таком случае их дебит периодически контролируется передвижными замерными установками. Часть выкидных линий работает одновременно на несколько скважин.

Из ГЗУ наибольшее распространение получило оборудование типа «Спутник-А 40М». Для уточнения количества нефти, проходящей через ГЗУ, последняя оборудуется газовым сепаратором. Перед замером нефть частично дегазируется и после замера дебита скважины газ закачивается обратно в коллектор.

Большинство месторождений оборудовано ГЗУ, старые месторождения НГДУ «Жылыоймунайгаз» автоматическими ГЗУ не оборудованы. На них применяются ГУ,

представляющие собой блок гребенок. На трубах предусмотрены устройства для обеспечения возможности замера дебита передвижными замерными установками.

После замера дебита жидкость поступает в сборные промысловые коллекторы и поступает на установки, пункты подготовки нефти (ППН) или сборные пункты подготовки нефти (СП). СП оборудуются на месторождениях для предварительного отделения пластовой воды и закачки ее обратно в пласт. Оборудование сборных пунктов состоит из приемных резервуаров, куда поступает жидкость и происходит предварительный отстой, а также нефтяных РВС и резервуаров для отделенной пластовой воды. На СП устанавливаются насосные станции ППД, с помощью которых насосами производится закачка пластовой воды.

Так же на сборных пунктах имеются насосные перекачки частично обезвоженной нефти для ее дальнейшей подготовки. В НГДУ «Жылыоймунайгаз» СП имеются на месторождениях – Терек-Узек (4 сборных пункта) и по одному СП – Косшагыл и Каратон.

Замеренный на ГУ (ГЗУ) флюид поступает в сборные коллекторы и транспортируется на установку или пункт подготовки нефти (ППН,УПН,ЦППН). В практике АО «Эмбаунайгаз» название установки варьирует, применяются термины: центральный пункт сбора нефти, пункт подготовки нефти и т.д. в целом же, его основные функции неизменны и заключаются в следующем:

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

В зависимости от структуры предприятия и расстояния между промыслами ЦППН могут быть приурочены к цехам или НГДУ, т.е. в одном управлении может быть несколько ЦППН. Обычно ЦППН располагается на крупном месторождении и может иметь несколько технологических линий – как для собственной добытой нефти, так и для улучшения качества нефти доставленной с других месторождений. Собственная нефть проходит весь технологический цикл, с других промыслов, обычно только дополнительное обезвоживание. Доведенная до требуемого качества нефть транспортируется на нефтеперекачивающие станции НКТН КазТранОйл.

Доставка нефти может проводиться как автомобильным транспортом, так и по трубопроводу. При использовании автотранспорта доставка нефти осуществляется специально оборудованными машинами, на которые устанавливаются емкости для нефти. Межпромысловая транспортировка нефти автомобилями используется, в основном, при малых объемах доставки, на небольшие расстояния – куст «Кульсары» НГДУ «Жылыоймунайгаз». Основным же способом межпромысловой транспортировки является трубопроводный транспорт.

Дальнейшая подготовка осуществляется на ЦППН. Разница для больших месторождений состоит в количестве и модификациях технологического оборудования, его большой производительностью.

В процессе разработки месторождений, образующиеся при добычи нефти: нефтешламы, замазученный грунт и буровой шлам, складированы на специально оборудованных шламонакопителях.

В НГДУ «Жылыоймунайгаз» эксплуатируются шламонакопители, расположенные на территории следующих месторождений:

- куст «Прорва» месторождение Актюбе
- куст «Кульсары» месторождение Акинген, Каратон

Шламонакопители представляют собой земляные емкости, водонепроницаемость которых достигается за счет специальной конструкции. Дно и стенки накопителей оборудованы противофильтрационными экранами, которые состоят из уплотненного основания, полиэтиленовой пленки высокого давления, защитного слоя.

Для улучшения экологической обстановки и отчистки замазученных территорий нефтепромыслов, на территории месторождения Терень-Узек куст «Кульсары» действует мобильный комплекс финского производства KASC-30-M.

Установка по очистке загрязненного грунта предназначена для отделения замазученной нефтепродуктами почвы методом термического воздействия на загрязненную почву. В комплекс термической десорбции поступает замазученный грунт, доставляемый в самосвалах с замазученных территорий и шламонакопителей месторождений куста «Прорва» и куста «Кульсары».

Сырье (смешанный грунт: чистый грунт, нефтешлам или замазученный грунт) подается в бункер предварительной подачи колесным погрузчиком. Затем почва поступает в десорбирующий барабан, где грунт перемешивают до полного выпаривания масел из грунта. Очистка грунта происходит путем термической обработки при температурах 850<sup>0</sup>С до 1000<sup>0</sup>С. Нагревание заставляет масла испаряться и выжигает их из почвы. Выпаренные газы масел сторают в барабане. Дымовые газы из барабана уходят в дымовую трубу. Горячая и чистая почва выходит из барабана через почвенный конденсатор (ороситель), где вода смешивается с сухой почвой и охлаждается. Охлажденная почва удаляется из почвенного конденсатора колесным погрузчиком.

На месторождении Актюбе куста «Прорва» введена в эксплуатацию установка для утилизации твердых бытовых (ТБО) марки ЭЧУТО-150.03. Производительность установки 50 кг/час. Для работы установки в виде топлива применяется дизельное топливо. Но в 2018-2019гг. работа данной установки временно приостановлен из-за демонтажа.

Попутный газ при добыче нефти используется на собственные нужды в качестве топлива в печах, котлах и сжигается на факельных линиях высокого и низкого давления куста «Прорва», месторождений С.Нуржанова и Западная Прорва.

#### **Завод УКПГ по сероочистке**

Назначением УКПГ является подготовка попутного нефтяного газа, поступающего с ГС-1, ГС-2, ГС-3 ЦППН и газа, поступающего с УБС месторождения Западная Прорва, до товарной кондиции.

В качестве готовой продукции, получаемой на УКПНГ, выпускается:

- товарный газ;
- топливный газ на собственные нужды;
- товарная сера;
- стабильный конденсат.

Номинальная производительность комплекса месторождения по исходному (сырому) газу:

- Суточная – 450 000 м<sup>3</sup>/сут,
- Годовая суммарная 150 млн. м<sup>3</sup>/год.

На рисунке 3.12 приведена блок-схема переработки попутного газа на УКПГ.

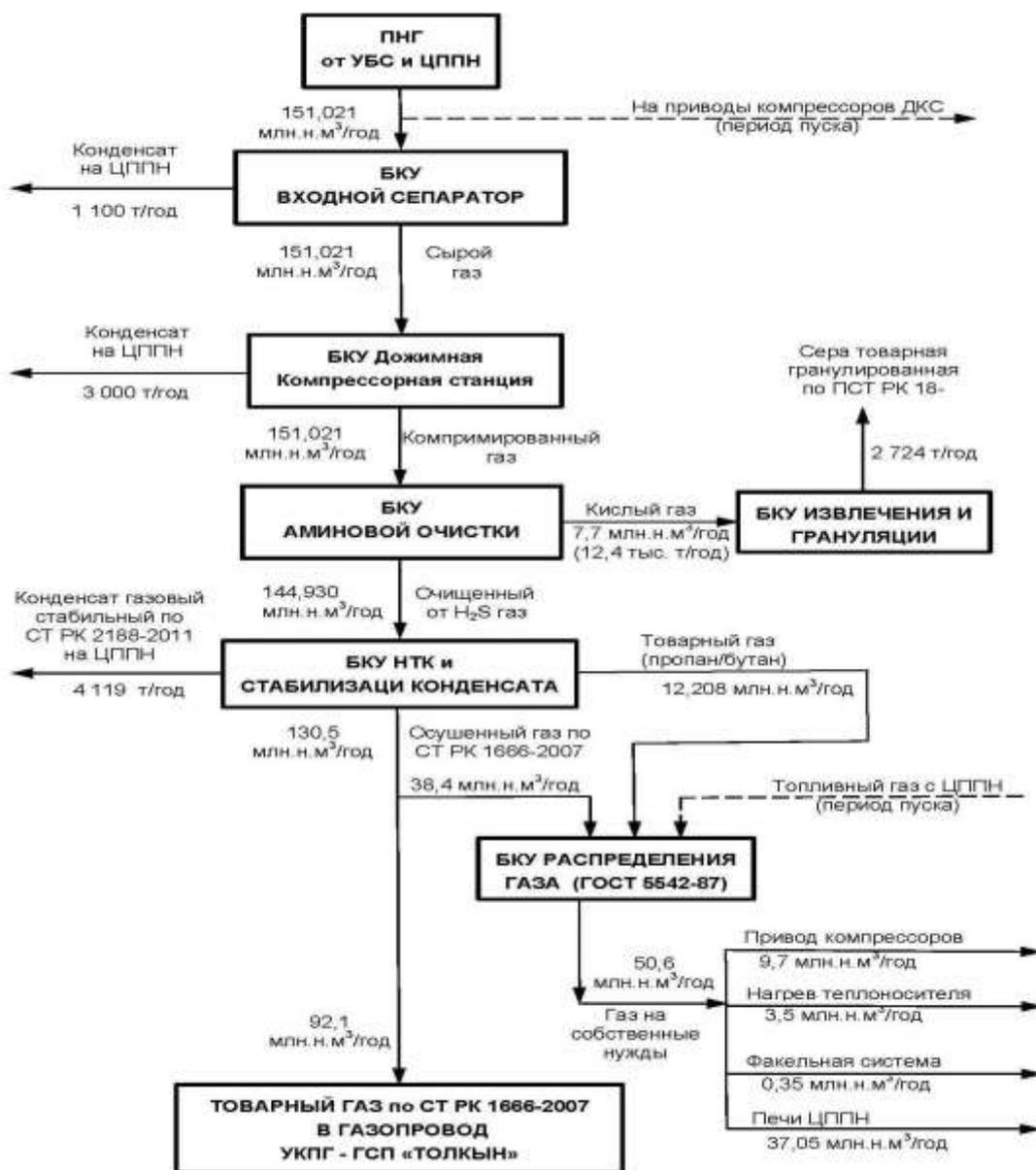


Рисунок 8.1 - Блок – схема переработки попутного газа на УКПГ

По степени подготовки товарный газ должен соответствовать требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Присутствующие в составе газа сероводород и меркаптаны должны быть извлечены из сырьевого газа, так как все возможные продукты газопереработки жестко регламентируются по содержанию этих примесей из-за их ядовитости. Ввиду высокой коррозионной активности сырых газов, содержащих сероводород и меркаптаны, оптимальным является их удаление из сырьевого газа на начальных этапах переработки.

Для этих целей широко используется процесс аминовой очистки сырьевого газа от сероводорода, хорошо сочетающийся по параметрам с последующими процессами переработки газа и утилизации сероводорода. Этот процесс применен в настоящем проекте. В схему включена установка производства товарной газовой серы (в качестве конечного продукта очистки газа от сероводорода).

Конверсия сероводорода в газовую серу является общепринятым подходом к его утилизации, т.к. позволяет избежать крупномасштабного сжигания сероводорода в факеле, ведущего к

загрязнению атмосферного воздуха, и позволяет предприятию иметь дополнительный товарный продукт.

Проектом принята запатентованная технология LO-CAT, предназначенная для серочистки кислых газов, и представляет собой систему окисления-восстановления жидкости, применяющую регенерируемый катализатор (раствор хелатного железа) для превращения сероводорода в безвредную элементарную серу. Данная технология позволяет широко варьировать эксплуатационные параметры очистки и обеспечивает очень высокую эффективность удаления сероводорода (более 99,9%). Наличие в составе ПНГ неорганических газов (углекислый газ, азот) существенного влияния на выбор технологии в нашем случае не оказывает. Имеющийся уровень концентрации азота не влияет на товарные свойства СОГ, а подавляющее количество углекислоты удаляется из сырьевого газа на стадии аминовой очистки вместе с сероводородом и в конечном итоге выбрасывается в атмосферу с хвостовыми газами.

Состав проектируемых основных технологических установок основного процесса УКПГ:

- БКУ входного сепаратора;
- БКУ дожимной компрессорной станции (ДКС);
- БКУ аминовой очистки (установка удаления кислых газов);
- БКУ низкотемпературной конденсации (НТК) и стабилизации газового конденсата;
- БКУ регенерации гликоля;
- БКУ пропановой холодильной установки;
- БКУ производства серы по технологии LO-CAT;
- БКУ плавления серы;
- БКУ грануляции и упаковки товарной серы.

Состав проектируемых основных технологических установок вспомогательно-производственного и инженерного обеспечения:

- БКУ нагрева теплоносителя (термического масла);
- Склад стабильного газового конденсата;
- БКУ подготовки воздуха КИПиА и получения азота;
- БКУ Системы охлаждения воды (блок циркуляционной охлаждающей воды);
- БКУ закрытой дренажной системы;
- БКУ распределения топливного газа на собственные нужды
- БКУ Факельной установки ВД и НД;
- БКУ центральной операторной;
- БКУ дизельной электростанции;
- БКУ дренажной емкости дизельного топлива;
- Модульное здание химической лаборатории;
- БКУ поточной анализаторной товарного газа
- БКУ подачи топливного газа и азота в факельный коллектор установок;

Ниже приведена технологическая схема УКПГ рис.3.13.

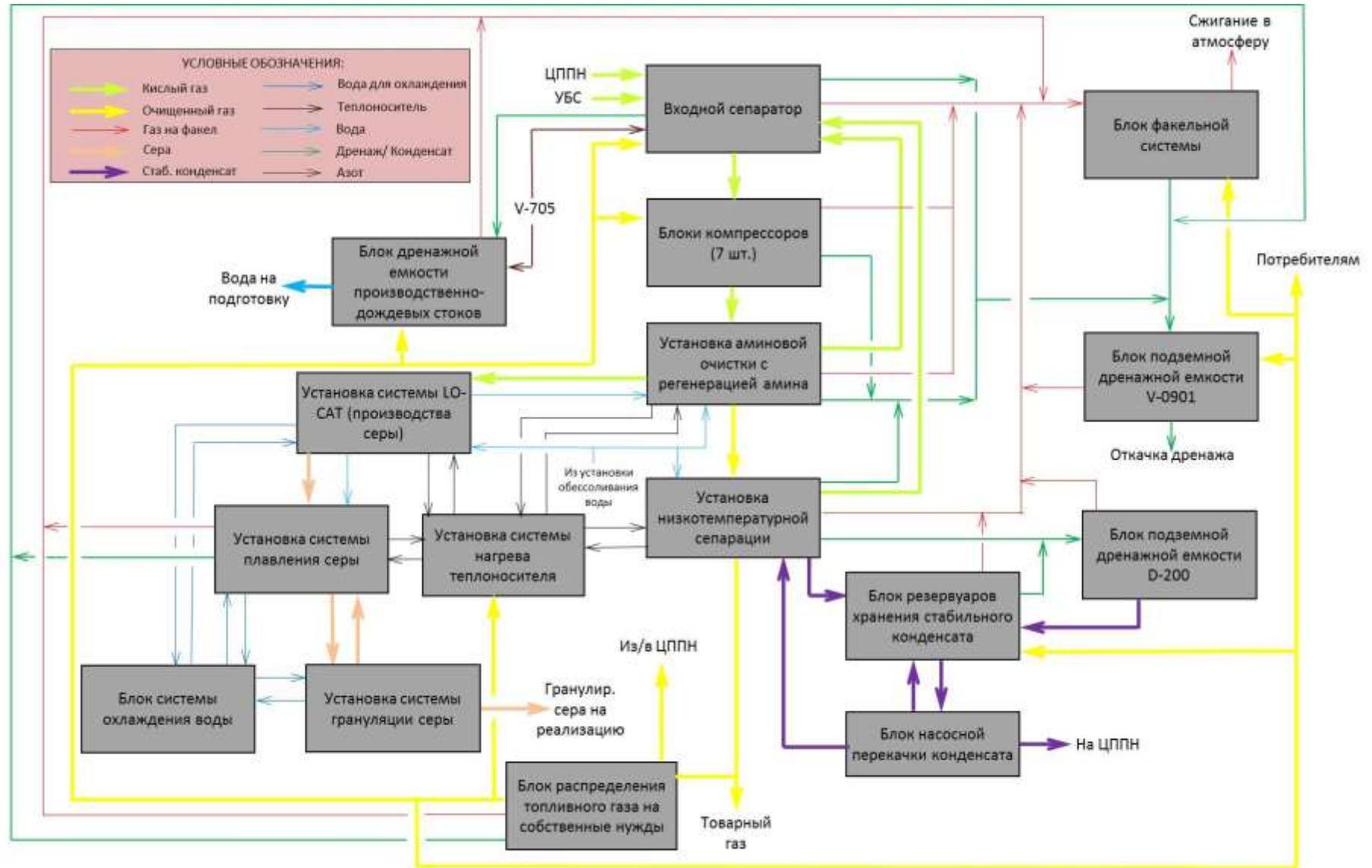


Рисунок 8.2 - Технологическая схема УКПГ

## **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 «Жылыоймунайгаз» приняты в проекте согласно данным предоставленными заказчиком «Основные производственные показатели».

## **8.5 Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ**

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

## **8.6 Характеристика аварийных и залповых выбросов**

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

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

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

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

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

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

**Таблица 8.9 - Перечень источников залповых выбросов**

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

### **8.7 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/м <sup>3</sup>	ПДКм.р, мг/м <sup>3</sup>	ПДКс.с., мг/м <sup>3</sup>	ОБУВ, мг/м <sup>3</sup>	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	0,627438	6,254021	156,350525
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)		0,01	0,001		2	0,015232	0,12456	124,56
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)				0,01		0,00000056	0,00002642	0,002642
0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (Олово (II) оксид) (446)			0,02		3		0,00001	0,0005
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)		0,001	0,0003		1	0,00083	0,00062	2,06666667
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)		0,2	0,04		2	32,450792	143,2604545	3581,51136
0302	Азотная кислота (5)		0,4	0,15		2	0,002008	0,051892	0,34594667
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)		0,4	0,06		3	19,751699	73,112829	1218,54715
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)		0,2	0,1		2	0,000025	0,001188	0,01188
0322	Серная кислота (517)		0,3	0,1		2	0,00004303	0,00004949	0,0004949
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)		0,15	0,05		3	14,5190379	41,69231	833,8462
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)		0,5	0,05		3	186,525748947	576,65539976	11533,108
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)		0,008			2	0,2847035529	2,23300629112	279,125786
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)		5	3		4	143,719968019	491,663441558	163,887814
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,02	0,005		2	0,00286	0,014002	2,8004
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	0,0066065	0,039677	1,32256667
0410	Метан (727*)				50		7,1280842	73,5014599	1,4700292
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)				50		119,38218	345,20540434	6,90410809
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)				30		40,6024337	41,6304686006	1,38768229
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)		1,5			4	0,03963	0,01177	0,00784667
0602	Бензол (64)		0,3	0,1		2	0,560023	0,537338	5,37338
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)		0,2			3	0,628933	3,091829	15,459145
0621	Метилбензол (349)		0,6			3	0,3610651	1,997533936	3,32922323

0627	Этилбензол (675)		0,02			3	0,00092	0,00028	0,014
0639	1,2-Диметилбензол (о-Ксилол) (204)		0,3			3	0,0082	0,00001	0,00003333
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)			0,000001		1	0,0000009	0,00000344	3,44
1023	2,2'-Оксиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)			0,2		4	0,1580156	3,4671148	17,335574
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)		0,1			3	0,00018	0,55636	5,5636
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)		1	0,5		3	0,0168	0,4005	0,801
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)		5			4	0,0019	0,7116792	0,14233584
1119	2-Этоксиэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)				0,7		0,000111	0,41296	0,58994286
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)		0,1			4	0,000121	0,47144	4,7144
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акримальдегид) (474)		0,03	0,01		2	0,493498	1,69528	169,528
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,05	0,01		2	0,506061	1,73304	173,304
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)		0,35			4	0,000091	0,2688	0,768
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)		0,006			4	0,00017994	0,003432537	0,5720895
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)		0,00005			3	0,00096300113	1,28214717832	25642,9436
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)				0,05		0,134053049	3,1140353	62,280706
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)		5	1,5		4	0,1108000001	2,595375	1,73025
2752	Уайт-спирит (1294*)				1		0,4142	1,6403	1,6403
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		1			4	10,0860389	118,82869056	118,828691
2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2%, масло минеральное - 2%) (1435*)				0,05		0,0000106	0,00005275	0,001055
2902	Взвешенные частицы (116)		0,5	0,15		3	0,60726	4,5749894	30,4999293
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)		0,15	0,05		3	0,1796484	4,26768	85,3536
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	0,107148	0,47351	4,7351
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (доломит, пыль цементного производства - известняк, мел, огарки, сырьевая смесь, пыль вращающихся печей, боксит) (495*)		0,5	0,15		3	0,0019506	0,015526	0,10350667
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)				0,04		0,0178	0,067747	1,693675

	<b>В С Е Г О :</b>						<b>579,4552925</b>	<b>1947,660244</b>	<b>44258,0027</b>
<b>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</b>									
<b>2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)</b>									

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

**Таблица 8.11 - Валовые выбросы по промплощадкам**

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
<b>ЦППН Прорва</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02103	0,22872
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0004	0,004328
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	4,95628	23,430578
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	4,455	10,82378
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,71441	1,09384
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	1,082356	2,144869
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00568913	0,07514307
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	6,03239	23,88956
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000041	0,00043
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00012	0,0014
0410	Метан (727*)		1,697051	20,398186
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		6,45677	81,735199
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		2,000244	20,942002
0602	Бензол (64)	2	0,02612	0,2733
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,019005	0,3433
0621	Метилбензол (349)	3	0,01641	0,1718
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,1284	0,2477
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,1284	0,2477
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000008	0,0002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0217	0,5148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,2846	2,4765
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	0,000056	0,00058
<b>В С Е Г О :</b>			<b>29,04688</b>	<b>189,05422</b>
<b>С.Нуржанов</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0207	0,2246
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00035	0,0038
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,19423	1,03449

0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,2104	1,05741
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,02694	0,13553
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,054	0,27117
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0067105	0,052615
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,14885	0,83027
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00002	0,00023
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00006	0,0007
0410	Метан (727*)		0,033365	0,792806
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		6,1067511	17,154276
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		1,9974221	0,00603
0602	Бензол (64)	2	0,0261	0,00007
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0082	0,00002
0621	Метилбензол (349)	3	0,0164	0,00004
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00649	0,03254
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00649	0,03254
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0647	0,3254
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	0,000026	0,00028
<b>ВСЕГО :</b>			<b>8,9282047</b>	<b>21,954817</b>
<b>Западная Прорва</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02081	0,22662
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00037	0,00413
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,239531	0,8456
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,28963	0,88702
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,03714	0,1131
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0741803	0,226205
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,01324844	0,1021539
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,205776	0,81597
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000032	0,000345
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00009	0,001

0410	Метан (727*)		0,0050508	0,120006
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		11,4281487	15,672244
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		4,183256	4,487125
0602	Бензол (64)	2	0,05458	0,05857
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0172	0,01842
0621	Метилбензол (349)	3	0,0343	0,03684
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0089	0,0272
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0089	0,0272
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000004	0,0001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,08901	0,2715
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	0,000039	0,00042
<b>В С Е Г О :</b>			<b>16,710196</b>	<b>23,941769</b>
<b>Карасор Западный</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02553	0,113885
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000992	0,00254
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	1,77202	20,077784
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,672	5,9872
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,17074	0,53738
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,65007	8,33215
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00315074	0,0471873
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	2,976999	24,276463
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000298	0,000403
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000855	0,001155
0410	Метан (727*)		0,94628	12,55207
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,264884	8,1275643
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,021	1,2199
0602	Бензол (64)	2	0,0003	0,0159
0621	Метилбензол (349)	3	0,0001	0,005
0639	1,2-Диметилбензол (о-Ксилол) (204)	3	0,0002	0,01
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000021	0,0000028
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0135	0,0964
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,016053	0,12978
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,136	0,9632
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (доломит, пыль цементного производства - известняк, мел, огарки, сырьевая смесь, пыль вращающихся	3	0,000358	0,00049

	печей, боксит) (495*)			
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>7,67133</b>	<b>82,496454</b>
<b>Актобе</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0203	0,0051
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,0003	0,0001
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,32163	0,42324
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,10972	0,42184
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0165	0,0533
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,028697	0,1236124
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,009218672	0,0088410038
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,1696	1,69812
0410	Метан (727*)		0,09386	2,21618
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		14,8910572	101,638346
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		3,994862	1,390865
0602	Бензол (64)	2	0,05218	0,01817
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0164	0,00572
0621	Метилбензол (349)	3	0,0328	0,01144
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0034	0,0126
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0034	0,0126
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000004	0,0001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265II) (10)	4	0,0335	0,126
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>19,797429</b>	<b>108,166174</b>
<b>Досмухамбетовское</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0216	0,22357
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00046	0,0037
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,2978	0,526795
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,3644	0,445333
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,05	0,05668
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0936421	0,1212507
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,009306212	0,01551501
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,34157	1,85107
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)		0,00017	0,00017
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)		0,0005	0,0005
0410	Метан (727*)		0,0936	2,20295
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2	10,978047	13,68501
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	3	3,995081	3,257564
0602	Бензол (64)	3	0,05218	0,04247
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	2	0,0164	0,01332
0621	Метилбензол (349)	2	0,0328	0,02674
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид)	4	0,0112	0,0133

	(474)			
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,0112	0,0133
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,1118	0,13328
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20 (доломит, пыль цементного производства - известняк, мел, огарки, сырьевая смесь, пыль вращающихся печей, боксит) (495*)		0,000087	0,00021
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>16,481843</b>	<b>22,632728</b>
<b>БПО</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02218	0,242
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00057	0,0061
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,42317	7,61299
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,49169	8,59817
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06273	1,08433
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,1255174	2,169469
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,384	8,58983
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000111	0,000569
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00028	0,0035
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01506	0,26024
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0151	0,26024
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,1505	2,60228
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	0,000137	0,00144
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>1,6910454</b>	<b>31,431158</b>
<b>Каспий Самалы</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,082262	1,67509
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,001336	0,02663
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	1,711591	6,43628
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,02174	6,09142
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,2568	0,7629
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,51422	1,52703
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000009	0,00022
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,733673	7,97376
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000057	0,00066
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические	2	0,000166	0,00186

	плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)			
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,015186	0,360819
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,000107	0,002538
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0617	0,183
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0617	0,183
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000012	0,0003
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,6164	1,83068
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,217	2,4531
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	0,000071	0,00076
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0072	0,0402
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>7,30123</b>	<b>29,550247</b>
<b>Спелтехника Прорва</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,042479	0,4816
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000843	0,0096
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,084782	0,8931125
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,207967	2,47057
0322	Серная кислота (517)	2	0,000001	7,0000000E-08
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0168819	0,2
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,395917027	4,70400005
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00001003	0,00010037
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,964355009	11,441475018
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000106	0,00115
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/ (615)	2	0,000303	0,0033
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,75755	0,0913
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,22967	0,031
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	4	0,02643	0,00327
0602	Бензол (64)	2	0,0228	0,003
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,4165	1,64064
0621	Метилбензол (349)	3	0,01971	1,66104
0627	Этилбензол (675)	3	0,00062	0,00007
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	3	0,00018	0,55636
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	4	0,00023	0,672
1119	2-Этоксэтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)		0,000111	0,41296
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	4	0,000121	0,47144
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	4	0,000091	0,2688
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	1,0000000E-10	0,003375

2752	Уайт-спирит (1294*)		0,4142	1,6403
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,005285	0,03401628
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,0226	0,045
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	0,0001286	0,0014
<b>В С Е Г О :</b>			<b>3,629871566</b>	<b>27,74087929</b>
<b>Терень Узек</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02302	0,1731
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00068	0,0055
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,32639	1,88104
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,31371	0,75427
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0389	0,0696
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,08049	0,19527
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,004879	0,012422
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,49893	6,90989
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00015	0,00144
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00038	0,0041
0410	Метан (727*)		0,15782	3,74982
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		5,980357	17,402474
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		1,999871	1,271292
0602	Бензол (64)	2	0,026117	0,016581
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,008208	0,00521
0621	Метилбензол (349)	3	0,016416	0,01042
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0094	0,0167
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0094	0,0167
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000008	0,0002
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0935	0,1672
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	0,00016	0,00175
<b>В С Е Г О :</b>			<b>9,588786</b>	<b>32,664979</b>
<b>Каратон</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,042264	0,30325
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000841	0,0054
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,592496	3,5292

0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,560351	0,88786
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,05621	0,05243
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,150836	0,40159
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0135731	0,008556
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,889285	12,646768
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000082	0,00046
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000181	0,0014
0410	Метан (727*)		0,16232	3,85654
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		16,2743437	10,325483
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		5,995771	2,999692
0602	Бензол (64)	2	0,07834	0,039112
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,03541	0,269604
0621	Метилбензол (349)	3	0,04922	0,024607
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01708	0,01255
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,02585	0,01255
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000008	0,0002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0217	0,5148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	2,67186	59,65672
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	0,0000764	0,00056
<b>В С Е Г О :</b>			<b>27,638498</b>	<b>95,559632</b>
<b>Акингень</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,023	0,1629
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00065	0,0042
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,425693	1,180138
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,010296
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,450227	0,598696
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,06726	0,07833
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,115544	0,17142
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00493371	0,005435254
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,540474	3,1553255
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000154	0,00086
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000448	0,0025
0410	Метан (727*)		0,1947654	4,0188569

0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		6,050187	7,391673
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		1,997786	0,987726
0602	Бензол (64)	2	0,0261	0,0129
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,019	0,2614
0621	Метилбензол (349)	3	0,0164	0,0081
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01358	0,01515
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01358	0,01515
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,0000040238	0,0001000342
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0217	0,5148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,87501	41,48082
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	0,000188	0,00105
<b>В С Е Г О :</b>			<b>11,8570841</b>	<b>60,0778267</b>
<b>Кулсары</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,022	0,1698
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00052	0,004
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,17218	0,40623
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,18236	0,16642
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0231	0,0174
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0467	0,0418
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0090357	0,002187
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,1602	0,559
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00009	0,00069
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00027	0,002
0410	Метан (727*)		0,063351	1,149656
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		10,869841	3,8002
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		3,996246	0,57223
0602	Бензол (64)	2	0,05222	0,0075
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,027205	0,2597
0621	Метилбензол (349)	3	0,03281	0,0046
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0055	0,0042
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0055	0,0042
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0217	0,5148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0553	0,0418

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	0,000115	0,00084
<b>В С Е Г О :</b>			<b>15,746644</b>	<b>7,739553</b>
<b>Косшагыл</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,021	0,0604
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00039	0,0017
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,220351	0,3245
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,2368	0,3407
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0311	0,0436
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0621	0,0874
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0090922	0,004161
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,168483	0,2592
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000036	0,0004
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0001055	0,0012
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		10,9655479	5,9831
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		3,9962	0,6648
0602	Бензол (64)	2	0,05222	0,0087
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0166	0,002565
0621	Метилбензол (349)	3	0,032807	0,00541
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0075	0,0105
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0075	0,0105
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,0743	0,1048
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	0,000045	0,00049
<b>В С Е Г О :</b>			<b>15,902178</b>	<b>7,914126</b>
<b>Кисымбай</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,04267	0,2481
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000869	0,0063
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	2,845538	3,06915
0302	Азотная кислота (5)	2	0,0004	0,0103
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,67989	0,82374
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	1,75564	1,8189
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,09268319	0,1122911
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,0047860809	0,0107642203
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	17,43085	19,61961
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00011	0,00127

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00033	0,0037
0410	Метан (727*)		0,471191	1,446969
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		5,700897	11,687461
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		2,008407	2,126376
0602	Бензол (64)	2	0,02612	0,0249
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,019005	0,26517
0621	Метилбензол (349)	3	0,016411	0,01565
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,01058	0,0128
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,01058	0,0128
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000008	0,0002
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0217	0,5148
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,10541	0,1285
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	0,00015	0,00154
<b>В С Е Г О :</b>			<b>31,2442253</b>	<b>41,9612913</b>
<b>Аккудук</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02065	0,2246
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00036	0,0038
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,157166	0,2833
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,180408	0,14111
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0247	0,01793
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,0461569	0,0357824
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,004524406	0,001565
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,15735	0,473
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00002	0,0002
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00006	0,0007
0410	Метан (727*)		0,07945	1,8799
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		5,497864	3,140277
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		1,998008	0,18884
0602	Бензол (64)	2	0,0261	0,0024
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0082	0,00076
0621	Метилбензол (349)	3	0,0164	0,00151
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0055	0,0042
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0055	0,0042
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000004	0,0001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды	4	0,0553	0,0418

	предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)			
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	0,000026	0,0003
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>8,2837473</b>	<b>6,4462744</b>
<b>ЦПРЭО Промбаза</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,042653	0,46353
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000875	0,00952
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,936841	3,76245
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	1,09064	2,92709
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,13899	0,35002
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,27916	0,731022
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000009	0,00022
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,856637	6,280325
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000116	0,001265
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000333	0,00363
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,015186	0,36082
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,000107	0,002538
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,03341	0,08407
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,03341	0,08407
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000012	0,00029
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,90873	0,83995
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	0,000142	0,00154
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>4,337251</b>	<b>15,90235</b>
<b>РММ</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0417	0,45227
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00074	0,0081
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,23103	1,10184
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,21343	0,34119
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,03018	0,04371
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,05793	0,09119
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000003	0,00007
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,24988	2,51061
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете	2	0,00006	0,00063

	на фтор/ (617)			
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000165	0,0018
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,005062	0,120273
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,000036	0,000846
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	5,0000000E-08	0,00000018
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,00647	0,00767
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,00767	0,01205
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000004	0,0001
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,07194	0,10315
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,1995	1,3421
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	3	0,17961	4,2674
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	0,00007	0,00077
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0072	0,0124
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>1,30268005</b>	<b>10,418169</b>
<b>Спецтехника Кулсары</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,02317	0,252353
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000716	0,00782
0168	Олово оксид (в пересчете на олово) (Олово (II) оксид) (446)	3		0,00001
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1		0,00002
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,19854	0,93208
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,18705	0,2507
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	2	0,000042	0,000023
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,0231	0,0174
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,04644203	0,04032011
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,00001903	0,0005104
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,28545901	2,70308004
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00016	0,0017
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,00035	0,0038
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,373286	0,59212
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,132507	0,088038
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	4	0,0132	0,0085
0602	Бензол (64)	2	0,0122	0,0079
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	3	0,0015	0,001
0621	Метилбензол (349)	3	0,0115	0,0074
0627	Этилбензол (675)	3	0,0003	0,00021

1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,0055	0,0042
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,0055	0,0042
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000012	0,00029
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	4	0,0023	0,018
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,060585	0,14369
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	0,000148	0,00161
<b>В С Е Г О :</b>			<b>1,3835861</b>	<b>5,0869746</b>
<b>УПКГ Завод</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,0278	0,0245
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,00261	0,0021
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)		0,00000056	0,00002642
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	15,80391	50,8904
0302	Азотная кислота (5)	2	0,000008	0,000396
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	6,30961	10,73266
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	2	0,000025	0,001188
0322	Серная кислота (517)	2	3,0000000E-08	0,00002642
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	10,90914	32,79575
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	182,389481	550,422248
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,181998552	1,88511496
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	107,46007	341,11092
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00103	0,0009
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,0016	0,0013
0410	Метан (727*)		3,12998	19,11752
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		1,3620994	45,848393
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0584466	1,3887026
0602	Бензол (64)	2	0,000246	0,005845
0621	Метилбензол (349)	3	0,0000811	0,00192694
1023	2,2'-Оксидиэтанол (Дигликоль, Диэтиленгликоль) (436)	4	0,1580156	3,4671148
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	4	0,00167	0,0396792
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,11426	0,0865
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,11426	0,0865
1715	Метантиол (Метилмеркаптан) (339)	4	0,00017994	0,00343254
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,00087216533	1,27990174
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин) (367*)		0,134053049	3,1140353
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	1,1838129	1,51974728

2868	Эмульсол (смесь: вода - 97.6%, нитрит натрия - 0.2%, сода кальцинированная - 0.2%, масло минеральное - 2%) (1435*)		0,0000106	0,00005275
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,1642	0,731511
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	0,10711	0,47323
2930	Пыль абразивная (Корунд белый, Монокорунд) (1027*)		0,0034	0,015147
	<b>ВСЕГО:</b>		<b>329,6199805</b>	<b>1065,0468</b>
<b>газопровод Толкын</b>				
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000004986	0,00012180002
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,00034	0,00324002
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0000036	6,0000000E-10
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	3	0,0168	0,4005
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	6,0000000E-08	1,2000000E-10
	<b>ВСЕГО:</b>		<b>0,017148646</b>	<b>0,403861821</b>
<b>ЭСР Кулсары</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,000151	0,002181
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000021	0,000301
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,005005	0,11893
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,000813	0,0193
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,00013	0,0031
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	0,017388	0,412966
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,000007	0,000095
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000005	0,000066
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,00198	0,00114
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	3	0,000002	0,000028
	<b>ВСЕГО:</b>		<b>0,025502</b>	<b>0,558107</b>
<b>ЭСР Прорва</b>				
0123	Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274)	3	0,020469	0,295852
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327)	2	0,000339	0,004891
0184	Свинец и его неорганические соединения /в пересчете на свинец/ (513)	1	0,00083	0,0006
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,375869	0,811177
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,317489	0,55046
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,042118	0,06866
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,08658	0,13916
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	2	0,000002064	0,000049
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	4	1,915458	2,248609
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	2	0,00001	0,000135

0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	2	0,000005	0,000066
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)		0,003375	0,080182
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)		0,0000024	0,000564
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	1	0,00000064	0,00000046
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)	2	0,009719	0,0162
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,009719	0,0162
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/ (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88) (526)	3	0,000002752	0,0000654
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	4	0,374997	0,362
2902	Взвешенные частицы (116)	3	0,00198	0,0021384
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70 (Динас) (493)	3	0,000002	0,000028
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>3,1589669</b>	<b>4,5970373</b>
<b>ПРС</b>				
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	2	0,158749	13,68915
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	0,206374	17,79589
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	3	0,026458	2,28152
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	3	0,052916	4,56305
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	4	0,0045	0,000004
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	2	0,132291	11,40762
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	2	5,3854	0,0049
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	4	1,9974	0,0018
0602	Бензол (64)		0,0261	0,00002
0621	Метилбензол (349)		0,0164	0,00001
0639	1,2-Диметилбензол (о-Ксилол) (204)		0,0082	0,00001
1301	Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (474)		0,006349	0,54756
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)		0,006349	0,54756
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)		0,063499	5,475657
	<b>В С Е Г О :</b>		<b>8,090985</b>	<b>56,314751</b>

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

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

Количество выделяющихся вредных веществ рассчитывалось по нижеследующем 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», утвержденными Приказом Министра здравоохранения РК от 11 января 2022 года №КР ДСМ-2.
- 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.

## 9 ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕИВАНИЯ

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

Метеорологические характеристики по району расположения месторождений НГДУ «Жылыоймунайгаз» выданы органами РГП «Казгидромет» и приняты по данным метеостанции Кульсары Жылыойского 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**

Наименование	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности	1
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, °С	34,8 <sup>0</sup> С
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца года, °С	-10,9 <sup>0</sup> С
Скорость ветра, повторяемость превышений которой составляет 5%	9 м/с
Среднегодовая роза ветров, %	
Румбы	Среднегодовая
С	11
СВ	11
В	26
ЮВ	12
Ю	9
ЮЗ	8
З	13
СЗ	10
штиль	13

### 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 3.0, 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 допустимые выбросы.

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

#### **Обоснование разницы валовых вредных выбросов**

**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 вредных выбросов	уменьшения валовых вредных выбросов
1	2	3	4	5	
2021	2560,096	1260 тн	Добыча нефти за 2021 г –	Увеличение	разрешенного

			898 176 тн. Добыча газа за 2021 год – 140 239, 086тыс. м3; использование газа на собственные нужды НГДУ – 23 706,107 тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 17 751,895 тыс.м3; передано товарного газа – 98 781,084 тыс.м3.	лимита по сравнению с предыдущими годами связано с увеличением добычи нефти и объема сжигания газа на факелах при пробной эксплуатации месторождения. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2022	1613,7156	592,47тн (на 9 месяцев)	Добыча нефти за 9 мес.2022 г –714 661 тн. Добыча газа за 9 мес 2022 года – 117 949,943тыс. м3; использование газа на собственные нужды НГДУ – 20 256,469 тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 4 937,671тыс.м3; передано товарного газа – 92 755,803 тыс.м3.	Уменьшение разрешенного лимита по сравнению с предыдущими годами связано с исключением объема сжигаемого газа (24 219 000 м <sup>3</sup> ) на факельного установки на УБС (Зап.поле). Выброс от источника №0047 Факельная установка на УБС (Зап.поле) – 1067,0247тонн
2023	1676,219087	1193,7488	Фактические данные: Добыча нефти за 2023 г – 1 113,460 тыс. тн. Добыча газа за 2023 год – 158 968,814тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах 7717,0 тыс.м3;	Незначительное увеличение разрешенного лимита по сравнению с предыдущими годами связано с включением новых источников. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.
2024	1825,0292	939,0 за 9 мес	Фактические данные: Добыча нефти за 9 мес 2024 г – 886,889 тыс. тн. Добыча газа за 9 мес 2024 год – 105 924,631тыс. м3; неизбежное сжигание газа на факелах за 2024г 9 мес 6145,310 тыс.м3;	Незначительное увеличение разрешенного лимита по сравнению с предыдущими годами связано с включением новых источников. Объем используемого природного газа печами подогрева нефти и котлов отопления был взят на основании паспортных данных. Но фактический объем используемого природного газа оказался меньше чем расчетный.

#### **9.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии**

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

#### **9.5 Уточнение границ области воздействия объекта**

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

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

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

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

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

Размеры санитарно-защитной зоны (СЗЗ) предприятий принимаются в соответствии с «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом Министра здравоохранения РК от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2.

Ранее компанией АО «Эмбаунайгаз» был составлен и утвержден проектный документ «Проект обоснования размера санитарно-защитной зоны для НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз», далее согласно выданному заключению (№Е.02.Х.КZ68VBZ00039568 от 07.12.2022г Департаментом по защите прав потребителей Атырауской области по вышеназванному проектному документу для НГДУ «Жылыоймунайгаз» АО «Эмбаунайгаз» было установлено СЗЗ не менее 1000м (копия заключения СЭС прилагается в приложении 3).

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

#### **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 22. Результаты карты рассеивания показали, что на границе санитарно-защитной зоны превышений не наблюдается.

## 10 МЕРОПРИЯТИЕ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ВЫБРОСОВ ПРИ НЕБЛАГОПРИЯТНЫХ МЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## 11 КОНТРОЛЬ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ ДОПУСТИМЫХ ВЫБРОСОВ

В соответствии с требованием пункта 1 статьи 182 Экологического кодекса Республики Казахстан 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.***

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.

## 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. «Правила инвентаризации выбросов вредных веществ (загрязняющих веществ) в атмосферный воздух, вредных физических воздействий на атмосферный воздух и их источников» Приказ №217-п от 4 августа 2005 г.;
6. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников. Приложение 13 к Приказу МООС №100-п от 18 апреля 2008 года;
7. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от стационарных дизельных установок», РНД 211.2.02.04-2004, Астана-2004г.;
8. «Методика расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выбросов)», РНД 211.2.02.03-2004, Астана-2004г.;
9. «Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ атмосферу из резервуаров», РНД 211.2.02.09-2004, Астана-2005г.;
10. «Методика определения выбросов автотранспорта для сводных расчетов загрязнения атмосферы городов», РНД 211.2.02.11-2004, Астана-2004г.
11. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденными Приказом Министра здравоохранения РК от 11 января 2022 года №ҚР ДСМ-2.
12. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. Утверждена Приказом Министра ООС №23П от 31.01.2007г.
13. Методика расчета выбросов загрязняющих веществ от автотранспортных предприятий. Приложение №3к. от 18.04.2008г.