

Нетехническое резюме

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников месторождения Жартобе ТОО «Сагиз Петролеум Компани» на 2026-2036 гг., программа управления отходами, программа производственного экологического контроля, план природоохранных мероприятий.

Основанием для корректировки проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу месторождения Жартобе ТОО «Сагиз Петролеум Компани» является истечение срока действия экологического разрешения на воздействие для объектов I категории №: KZ39VCZ01858209 от 11.07.2022 г.

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

Почтовый адрес оператора: ТОО «Сагиз Петролеум Компани», 030000 г. Актобе, пр. Санкибай батыра, 167 В. тел./факс 8 (7132) 947891, 947899

Производственная площадка: Актюбинская область, Байганинский р-н, м/р Жартобе.

2.1 Взаиморасположение объекта и граничащих с ним характерных объектов.

В административно-территориальном отношении участок Жартобе расположен в Кызылкогинском районе Атырауской области Республики Казахстан в пределах Сагизского блока (рис.2.1.).

Ближайшая жилая зона от месторождения Жартобе расположена на расстоянии 5км на северо-востоке – станция Жамансор, к югу на расстоянии 10км – пос.Кенбай, в 24км на северо-запад - станция Жантерек.

На участке работ дорожная сеть развита слабо, имеются, в основном, грунтовые степные дороги. Через исследуемую площадь проходит автодорога Атырау-Актобе и железная дорога, вдоль которой проложены коммуникации: водопровод, оптико-волоконный кабель, ЛЭП.

В орографическом отношении исследуемая территория представляет собой равнину с перепадом высот от +38 на юге до +111 на северо-востоке.

Гидрографическая сеть представлена р. Сагыз и ее притоками. Река Сагыз от правобережных песков Аккумсагыз-Баршакум и ниже, до впадения в нее р. Топрак-Шашты, течет в северо-западном направлении. В пределах площади, Сагыз имеет широкую (до 5 км) долину и узкое русло. Вода в реке весной и в начале лета пресная за счет талых вод, а в конце лета горько-соленая, пригодная только для технических нужд. Половодье начинается в марте-апреле вместе с таянием снегов и продолжается до мая месяца. Летом река пересыхает, разбиваясь на ряд заболоченных плесов, а в зимнее время промерзает до дна. Основным источником питьевой воды является водопровод Атырау-Сагыз (ст. Караулкельды и Сагыз). Население для питьевых нужд использует воду из мелких малodeбитных колодцев, приуроченных к аллювиальным отложениям р. Сагыз.

Район участка Жартобе принадлежит к зоне сухих степей и характеризуется резко континентальным климатом с жарким засушливым летом и холодной малоснежной зимой. Среднегодовая температура воздуха равна +6,4*С. Максимальная температура в июле достигает +44*, а минимальная в январе * 40*. Среднегодовое количество осадков составляет 149 мм, максимальное выпадение их наблюдается весной и осенью. В это время из-за раскисающих солончаковых почв полевые дороги становятся непроходимыми. Снеговой покров, достигающий в среднем 10-12 см, удерживается обычно с декабря до середины марта. Максимальная глубина промерзания грунта * 1,8 м. Продолжительность отопительного периода * 197 дней. Преобладающее направление ветра северо-восточное и северо-западное (до 30-35 м/сек). Количество ветреных дней в зимний период превышает 30 дней.

Зон отдыха, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, , территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха и т. д. в ближайшем расположении нет.

линии предусмотрены манометр типа МПЗ УУФГ (Р У=2,5 МПа), отсекающая арматура (Ø У80 мм, РУ=1,6 МПа.), пробоотборник с игольчатым краном (ØУ15мм), штуцер (ØУ89мм) с запорной арматурой (ØУ80мм., РУ=1,6 МПа.) для подключения выкидной линии или для промывки, в случае засорения песком.

С накопительных емкостей по нефтеналивной линии сечением ØУ89мм оборудованной теплоизоляцией и подогревом, отстоявшаяся сырая нефть поступает на всас электронасосного агрегата и под давлением Р=0,3 МПа подаётся для налива в автоцистерны и дальнейшей транспортировки на пункт подготовки нефти.

Замеры уровня жидкости в резервуарах горизонтальных стальных проводятся метроштоками типа МШС.

Система внутрипромыслового сбора и подготовка добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера дебитов и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарного качества и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутри промыслового сбора и транспорта необходимо учитывать:

- устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения;
- газосодержание добываемой продукции;
- реологические характеристики добываемой продукции (вязкость, плотность, высокую температуру застывания);
- схему расположения добывающих скважин;
- ожидаемые дебиты нефти и газа;
- прогнозируемый уровень обводненности;
- удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

Система внутри промыслового сбора и транспорта в соответствии с «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых» должна удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечить герметичность сбора добываемой продукции;
- обеспечить минимальные потери нефти и газа;
- обеспечить минимальные выбросы в атмосферу;
- обеспечить точный замер дебита продукции каждой скважины;
- обеспечить возможность исследований скважин для подбора оптимального технологического режима работы скважины и контроля за разработкой.

С учетом условий разработки месторождения Жартобе, прогнозируемой динамики добычи нефти, способа эксплуатации, состава и свойств нефти и охраны окружающей среды технология производства предусматривает следующую систему сбора: система сбора и транспортировки добываемой продукции для меловых+юрских и триасовых горизонтов отдельно с учетом разных геологических условий различных горизонтов, в частности горизонты мела и юры, которые имеют ничтожное газосодержание по сравнению с триасовым горизонтом не предусматривает возможности установки сепарационных установок:

1. Система сбора и транспортировки добываемой продукции без попутного газа для меловых и юрских горизонтов, где сбор добываемой продукции будет происходить в емкости и вывозиться автоцистернами;
2. Система сбора и транспортировки добываемой продукции триасовых горизонтов с попутным газом, где со скважин добываемая продукция будет проходить через сепарационный блок для разделения добываемой продукции и предварительного сброса воды в дренажную емкость. Далее газ утилизируется для собственных нужд на печах подогрева, а добытая продукция будет вывозиться автоцистернами для дальнейшей переработки.

Состав и свойства нефти в поверхностных условиях.

Всего по месторождению физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 6 проб из 3 скважин (Zhar-1, 3, 8).

Исследованиями нефти охарактеризованы горизонты: Т₂-I – одной пробой из одной скважины, Т₂-III – 3 пробами из 3 скважин, горизонт Т₂-IV- одной пробой из одной скважины, одна проба отобрана совместно из горизонтов Т₂-IV+Т₂-V.

Результаты лабораторных исследований по горизонтам приведены в таблице 2.5.1.

Горизонт Т₂-I. Свойства нефти изучены по одному анализу пробы из скважины Zhar-8 (блок III).

Плотность нефти при 20⁰С составляет 0,862 г/см³ и нефть относится к средним. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 10,08% масс, малосернистая (0,13% масс), парафинистая – 1,82% масс. Температура застывания нефти до минус 15⁰С, начала кипения – 137⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С – 62 мм²/сек, нефть относится к высоковязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С - 6% об, керосиновых при 300⁰С - 32% об.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти изучены по 3 анализам проб из скважин Zhar-3 (блок I), 1 и 8 (блок III).

Блок I. По одному анализу плотность нефти при 20⁰С составляет 0,807г/см³ и нефть относится к особо лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 4,56% масс, малосернистая (0,03% масс), малопарафинистая – 1,48% масс. Температура застывания нефти до минус 33⁰С, начала кипения – 60⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С – 4,16мм²/сек, нефть относится к маловязким. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С - 24% об, керосиновых при 300⁰С - 65% об.

Блок III. По двум анализам плотность нефти при 20⁰С изменяется от 0,841 – 0,843 г/см³, в среднем составляет 0,842 г/см³ и нефть относится к лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 6,79% масс, малосернистая (0,09% масс), парафинистая – 1,63% масс. Температура застывания нефти до минус 27⁰С, начала кипения – 130⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С – 16,0 мм²/сек, нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С – 8,5% об, керосиновых при 300⁰С - 38% об.

Для **горизонтов Т₂-IV и Т₂-V**, учитывая близкие физико-химические свойства нефти по 2 анализам из скв. Zhar-1, 8 (блок III), значения параметров приняты совместно.

Плотность нефти при 20⁰С изменяется 0,812 г/см³ до 0,814 г/см³, в среднем составляет 0,813 г/см³ и нефть относится к особо лёгким. Нефть малосмолистая, с содержанием смол силикагелевых 2,42 – 4,74% масс, в среднем 3,58% масс, малосернистая (0,06% масс), парафинистая (2,2% масс). Температура застывания нефти до минус 33⁰С, начала кипения – 70-100⁰С. Кинематическая вязкость при 20⁰С изменяется от 2,54 мм²/сек до 6,06мм²/сек и в среднем составляет 5,8 мм²/сек, нефть относится к повышенной вязкости. Содержание бензиновых фракций, выкипающих до 200⁰С - 26% об, керосиновых при 300⁰С - 50% об.

Свойства нефти в пластовых условиях.

Физико-химические свойства нефти в пластовых условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб из 3 скважин (Zhar-1, 3, 8). Горизонт Т₂-I охарактеризован 2 пробами из 2

скважин, горизонт Т₂-III - 4 пробами из 3 скважин, горизонт Т₂-IV - 2 пробами из одной скважины, одна проба отобрана совместно из горизонтов Т₂-IV+Т₂-V. Результаты лабораторных исследований по горизонтам приведены в таблице 2.5.2.

Горизонт Т₂-I. Свойства нефти изучены по 2 анализам из скважин Zhar-1, 8 (блок III).

При пластовом давлении и температуре соответственно 12,5 МПа и 40,7°С плотность пластовой нефти равна 0,804 г/см³. Давление насыщения – 5,8 МПа, газосодержание – 32,41 м³/т, объемный коэффициент – 1,074, усадка – 6,77%, вязкость – 20,4 мПа·с, коэффициент растворимости газа – 4,4м³/м³/МПа.

Горизонт Т₂-III. Свойства нефти изучены по 4 анализам из скважин: Zhar-3 (блок I), 1, 8 (блок III).

Блок I. По 2 анализам нефти при пластовом давлении и температуре соответственно 8,06 МПа и 43,86°С плотность пластовой нефти равна 0,7502г/см³. Давление насыщения – 3,01 МПа, газосодержание в среднем – 70,77 м³/т, объемный коэффициент - 1,176, усадка – 14,97%, вязкость – 0,92мПа·с, коэффициент растворимости газа – 18,79 м³/м³/МПа.

Блок III. По 2 анализам нефти при пластовом давлении и температуре соответственно 12,56 МПа и 42,4°С плотность пластовой нефти равна 0,792г/см³. Давление насыщения – 4,6 МПа, газосодержание в среднем – 37,83м³/т, объемный коэффициент - 1,082, усадка – 7,45%, вязкость – 4,34мПа·с, коэффициент растворимости газа – 6,4 м³/м³/МПа.

Для горизонтов Т₂-IV и Т₂-V, учитывая близкие физико-химические свойства нефти по 3 анализам из скв.Zhar-1, 8 (блок III), значения параметров приняты совместно. При пластовом давлении и температуре соответственно 13,9 МПа

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

Технические решения разработаны в соответствии с требованиями, действующими международными правилами и с учетом санитарно-гигиенических, экологических и противопожарных норм Республики Казахстан.

Все применяемое оборудование соответствует современным техническим требованиям и сертифицировано в Республике Казахстан.

Перспектива развития оператора.

Согласно предоставленным исходным данным не планируется увеличение в производственном процессе, выбросы на перспективу взяты по существующему положению. Ввод новых производственных мощностей на период нормирования ведущих к изменению качественного и количественного состава загрязняющих веществ, не предусматривается.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу.

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ПДКм. р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУ В, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества с учетом очистки, г/с	Выброс вещества с учетом очистки, т/год, (М)
1	2	3	4	5	6	7	8
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на		0,04		3	0,001485	0,0010235

	железо/ (274)						
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0,01	0,001		2	0,0002403	0,0001325
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0,2	0,04		2	1,647444287	11,11819
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0,4	0,06		3	0,267709591	1,80670588
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0,15	0,05		3	0,148749967	2,004
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0,5	0,05		3	0,2570001	1,725
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0,008			2	0,072310888	0,00657933
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	1,454680201	12,912665
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0,02	0,005		2	0,0001042	0,0000575
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	0,000458	0,000165
0410	Метан (727*)			50		0,125000001	3,942
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		87,20267231	7,86128592
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		32,25271282	2,90765274
0602	Бензол (64)	0,3	0,1		2	0,421210804	0,03797156
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0,2			3	0,132380464	0,01193455
0621	Метилбензол (349)	0,6			3	0,264760918	0,02386851
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0,000001		1	2,5333E-06	1,8965E-05
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0,05	0,01		2	0,0257001	0,1725
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	3,6579233	4,24427
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	0,0001944	0,00007
	В С Е Г О :					127,93274	48,77609

Источники выделения вредных (загрязняющих) веществ.

Наименование источника выделения загрязняющих веществ	Наименование загрязняющего вещества	Код вредного вещества (ПДК или ОБУВ)	Количество загрязняющего вещества, отходящего от источника выделения, т/год
3	7	8	9
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859

	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
Емкость для хранения нефти	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000459653
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,55510811
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,205311859
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002681312
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000842698
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001685396
ДЭС 200 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	5,472
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,8892
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,342
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0,5)	0,855
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	4,446
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703 (**1,E-6)	0,000009405
	Формальдегид (Метаналь) (609)	1325 (0,05)	0,0855
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	2,052
ДЭС 200 кВт	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	5,472
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,8892
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,342
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0,5)	0,855
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	4,446
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703 (**1,E-6)	0,000009405
	Формальдегид (Метаналь) (609)	1325 (0,05)	0,0855
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные	2754 (1)	2,052

	С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)		
Печь подогрева нефти	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,026043336
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,004232042
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,438
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	1,314
	Метан (727*)	0410 (*50)	1,314
Печь подогрева нефти	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,026043336
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,004232042
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,438
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	1,314
	Метан (727*)	0410 (*50)	1,314
Печь подогрева нефти	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,026043336
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,004232042
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,438
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	1,314
	Метан (727*)	0410 (*50)	1,314
Силовой двигатель (КРС и ТРС)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,064
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,0104
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,004
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0,5)	0,01
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	0,052
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703 (**1,E-6)	0,0000001
	Формальдегид (Метаналь) (609)	1325 (0,05)	0,001
	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	0,024
Цементировочный агрегат ЦА-320 (КРС и ТРС)	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,032
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,0052
	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0328 (0,15)	0,002
	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0330 (0,5)	0,005
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	0,026
	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)	0703 (**1,E-6)	0,000000055
	Формальдегид (Метаналь) (609)	1325 (0,05)	0,0005
	Алканы С12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные С12-С19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	0,012
Устье скважин	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000417269
	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415 (*50)	0,50392136
	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0416 (*30)	0,186379968
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002434067
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000764992
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001529985
Устье скважин	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000417269
	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415 (*50)	0,50392136
	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0416 (*30)	0,186379968
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002434067
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000764992
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001529985
Устье скважин	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000417269
	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415 (*50)	0,50392136
	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0416 (*30)	0,186379968
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002434067
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000764992
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001529985
Устье скважин	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,000417269
	Смесь углеводородов предельных С1-С5 (1502*)	0415 (*50)	0,50392136
	Смесь углеводородов предельных С6-С10 (1503*)	0416 (*30)	0,186379968
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,002434067

	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000764992
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001529985
Сепаратор	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0002119
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,2559339
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,0946595
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,0012362
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,0003885
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,0007771
Сепаратор	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0002119
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,2559339
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,0946595
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,0012362
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,0003885
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,0007771
Сепаратор	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0002119
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,2559339
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,0946595
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,0012362
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,0003885
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,0007771
Сепаратор	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0002119
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,2559339
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,0946595
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,0012362
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,0003885
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,0007771
Емкость для хранения дизельного топлива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,00002503
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	0,00891
Сварочный аппарат	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)	0123 (**0,04)	0,0010235
	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0143 (0,01)	0,0001325
	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0301 (0,2)	0,00006
	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0304 (0,4)	0,00000975
	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	0337 (5)	0,000665
	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0342 (0,02)	0,0000575
	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0344 (0,2)	0,000165
	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)	2908 (0,3)	0,00007
Выбросы при сливе нефти из резервуара в автоцистерны	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0003156
	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)	0415 (*50)	0,381
	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)	0416 (*30)	0,141
	Бензол (64)	0602 (0,3)	0,00184
	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0616 (0,2)	0,000579
	Метилбензол (349)	0621 (0,6)	0,001157
Выбросы при закачке дизельного топлива	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0333 (0,008)	0,0000448
	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	0,01596
Зачистка резервуаров	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	2754 (1)	0,0794

Общие сведения о системе управления отходами.

Система управления отходами является основным звеном в системе управления окружающей средой на предприятии и имеет следующие цели:

- уменьшение негативного воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду в соответствии с требованиями Экологического кодекса РК;
- систематизация процессов образования, удаления и обезвреживания всех видов отходов в соответствии с действующими нормативными документами РК.

Концепция управления отходами базируется на так называемом, понятии «3Rs» – reduce (сокращение), reuse (повторное использование) и recycling (переработка). Наиболее предпочтительным является, безусловно, полное предотвращение или их сокращение, далее, вниз по иерархии, следуют повторное использование, переработка, энергетическая утилизация отходов и уничтожение.

	Виды отходов	Код отхода
1	Смешанные коммунальные отходы	20 03 99
2	Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02 (воздушные фильтры)	15 02 03
3	Черные металлы	16 01 17
4	Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	20 01 21*
5	Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	13 02 08*
6	Свинцовые аккумуляторы	16 06 01*
7	Масляные фильтры	16 01 07*
8	Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	15 02 02*
9	Грунт и камни, содержащие опасные вещества	17 05 03*
10	Нефтешлам	05 01 03*

Лимиты накопления отходов на 2026-2036 гг.

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
1	2	3
Всего:	-	85,62851
В т.ч. отходов производства	-	73,32851
Отходов потребления	-	12,3
Опасные отходы		
Люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы	-	0,00136
Другие моторные, трансмиссионные и смазочные масла	-	2,76
Свинцовые аккумуляторы	-	0,02375
Масляные фильтры	-	0,0105
Абсорбенты, фильтровальные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), ткани для вытирания, защитная одежда, загрязненные опасными материалами	-	0,0254
Грунт и камни, содержащие опасные вещества		10
Нефтешлам		60
Неопасные отходы		
Смешанные коммунальные отходы	-	12,3

Абсорбенты, фильтровальные материалы, ткани для вытирания, защитная одежда, за исключением упомянутых в 15 02 02 (воздушные фильтры)	-	0,0075
Черные металлы	-	0,5
Зеркальные отходы		
-	-	