



**ПРОЕКТ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НОРМАТИВОВ
ТОО «ПАВЛОДАРСКИЙ НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД»
НА 2026 – 2035 ГОДЫ**



г. Павлодар
2026 год

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 2 из 159

Список исполнителей

№ п/п	Должность исполнителя	Подпись Исполнителя	Инициалы и фамилия исполнителя	Номер раздела
1	Менеджер проекта		Ширяева Н.В.	Общая координация проекта
2	Эколог		Кисманова А.Н.	Аннотация, Введение, Раздел 1, 2.
3	Менеджер проекта		Ширяева Н.В.	Раздел 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15
4	Эколог проектировщик		Усеинова Л.А.	Приложения 1, 2, 3, 4, 5

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУМТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 3 из 159

Аннотация

Справочник по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа» (далее – Справочник по НДТ) разработан в целях реализации Экологического кодекса Республики Казахстан в рамках реализации бюджетной программы Министерства экологии, геологии и природных ресурсов РК 044 «Содействие ускоренному переходу Казахстана к зеленой экономике путем продвижения технологий и лучших практик, развития бизнеса и инвестиций». При разработке Справочника по НДТ учтен наилучший мировой опыт и аналогичный и сопоставимый справочный документ Европейского союза по НДТ «Справочный документ по НДТ для Переработки нефти и газа (Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas), официально применяемый в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития, с учетом необходимости обоснованной адаптации к климатическим, экономическим, экологическим условиям, топливно-сырьевой базе РК, обуславливающим техническую и экономическую доступность наилучших доступных техник в области применения.

Справочник по НДТ предназначен для предприятий, осуществляющих деятельность в области переработки нефти и газа, а также для уполномоченного органа в области охраны окружающей среды для принятия решений в отношении выдачи комплексного экологического разрешения.

Технологические показатели, связанные с применением одной или нескольких в совокупности НДТ для технологического процесса определены технической рабочей группой по разработке Справочника по НДТ.

Заключение по наилучшим доступным техникам разработано на основании Справочника по НДТ.

Заключение по НДТ содержат описание техник, применяемых или предлагаемых к применению на объекте в целях предотвращения или снижения уровня его негативного антропогенного воздействия на окружающую среду, необходимого для соблюдения условий получения КЭР.

Заключение по НДТ определяет маркерные загрязняющие вещества (далее – МЗВ), уровни эмиссий МЗВ и уровни потребления энергии и (или) иных ресурсов, связанные с применением наилучших доступных техник, а также включают в себя положения, предусмотренные действующим законодательством Республики Казахстан.

Согласно ст. 40 Экологического кодекса Республики Казахстан под технологическими нормативами понимаются экологические нормативы, устанавливаемые в комплексном экологическом разрешении в виде:

- предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий;
- количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

Под маркерными загрязняющими веществами понимаются наиболее значимые для эмиссий конкретного вида производства или технологического процесса загрязняющие вещества, которые выбираются из группы характерных для такого производства или технологического процесса загрязняющих веществ и с помощью которых возможно оценить значения эмиссий всех загрязняющих веществ, входящих в группу.

Маркерные загрязняющие вещества, уровни эмиссий маркерных загрязняющих веществ и уровни потребления энергии и (или) иных ресурсов, связанные с применением наилучших доступных техник, определяются в заключениях по наилучшим доступным техникам.

К технологическим нормативам относятся:

- технологические нормативы выбросов;
- технологические нормативы сбросов;

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 4 из 159

- технологические удельные нормативы потребления воды;
- технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии.

Технологические нормативы устанавливаются в комплексном экологическом разрешении и не должны превышать соответствующие технологические показатели (при их наличии), связанные с применением наилучших доступных техник по конкретным областям их применения, установленные в заключениях по наилучшим доступным техникам.

Обоснование технологических нормативов обеспечивается в проекте технологических нормативов, представляемом в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды оператором объекта вместе с заявлением на получение комплексного экологического разрешения.

Деятельность ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» относится к объектам I категории оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, Решение по определению категории объекта от 12.08.2021 года.

ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» входит в Перечень пятидесяти объектов I категории, наиболее крупных по суммарным выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду на 1 января 2021 года, утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 01.04.2022 года №187.

ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» осуществляет производство нефтепродуктов, специализируется на переработке нефти по топливному варианту, проектная мощность – 6,0 млн. тонн, фактическая - 5,7 млн. тонн, обеспечивает глубину переработки до 93,95%, что соответствует мировому уровню нефтепереработки и имеет объекты:

- нефтехимический завод;
- накопитель твердых отходов;
- накопитель очищенных сточных вод «Сарымсак».

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУМТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 5 из 159

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	6
1	Определения, обозначения, сокращения	7
1.1	Определения	7
1.2	Обозначения	9
1.3	Сокращения	9
2	Общие сведения об операторе	11
2.1	Характеристика объекта	11
2.2	Виды деятельности	14
3	Характеристика текущего состояния территории, на которой планируется строительство, реконструкция и (или) эксплуатация объекта	67
3.1	Соотношение фактических концентраций МЗВ в атмосферный воздух с установленными технологическими показателями в СНДТ*/BREF**	67
3.2	Соотношение фактических концентраций МЗВ в сбросах с установленными в СНДТ*/BREF**	77
4	Характеристика используемой или предполагаемой к использованию техники с наилучшими доступными техниками, приведенными в заключениях о наилучших доступных техниках по соответствующим областям их применения	78
4.1	Оценка соответствия наилучшим доступным техникам	79
4.2	Предлагаемые технологические нормативы выбросов	87
4.3	Предлагаемые технологические нормативы сбросов	89
5	Обоснование и описание ключевых мероприятий, представленных в ППЭЭ	91
5.1	Обоснование показателей технологического нормирования выбросов	95
5.2	Обоснование показателей технологического нормирования сбросов	97
5.3	Обоснование программы повышения экологической эффективности	97
6	Технологические удельные нормативы потребления воды	97
7	Технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии	100
8	Система экологического менеджмента	131
9	Образование и управление отходами	132
10	Имитационное моделирование	133
11	Шумовое загрязнение	133
12	Требования по ремедиации	135
13	Описание изменений (при внесении изменений в КЭР)	136
14	Заключение	137
15	Список литературы	138
	Приложение	
	Приложение 1 - Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды	139
	Приложение 2 - Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 12.08.2021 года	142
	Приложение 3 – Качество продукта	144
	Приложение 4 – Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий	147

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 6 из 159

Введение

Цель проекта – обоснование технологических нормативов, определение технологических процессов и/или оборудования технологического нормирования выбросов и сбросов загрязняющих веществ, удельные нормативы потребления воды, удельные нормативы потребления тепловой и электрической энергии на текущий момент и предполагаемые к использованию наилучшие доступные техники.

При разработке Проекта технологических нормативов для ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» (далее - ТОО «ПНХЗ») выполнено:

- определение объектов технологического нормирования и маркерных загрязняющих веществ;
- анализ объектов технологического нормирования;
- определение технологических показателей для выбросов, сбросов маркерных веществ объектов технологического нормирования и технологических нормативов;
- определение мероприятий по достижению технологических нормативов, установленных Заключением по НДТ.

Проект технологических нормативов разработан на 2026-2035 годы.

Основными нормативными документами при разработке Проекта технологических нормативов являются:

- Экологический Кодекс Республики Казахстан от 02 января 2021 года № 400-VI ЗРК (далее – ЭК РК);
- Справочник по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года №1024 (далее – СНДТ);
- Заключение по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года №161 (далее – Заключение по НДТ);
- Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на атмосферный воздух, утвержденные приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 сентября 2021 года №375 (далее – Правила №375);
- Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на водные объекты, утвержденные приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 16 июля 2021 года № 254 (далее – Правила №254);
- технологические регламенты ТОО «ПНХЗ»;
- отчеты производственного экологического контроля за 2023 – 2025 годы.

Работы по разработке Проекта технологических нормативов для ТОО «ПНХЗ» проводилась по Договору о закупке работ №965214/2024/1 от 30.04.2024 года (далее - Договор). Подрядчик по Договору - ТОО «ГеоПроект» (далее – ТОО «ГеоПроект»); юридический адрес: Республика Казахстан, Атырауская область, г. Атырау; бизнес идентификационный номер: 980740004456; Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды, подвид лицензируемого вида деятельности – природоохранное проектирование, нормирование для 1 категории хозяйственной и иной деятельности (Приложение 1).

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 7 из 159

1 Определения, обозначения, сокращения

1 Определения, обозначения, сокращения

1.1 Определения

В настоящем разделе использованы следующие термины и соответствующие им определения:

Выброс загрязняющих веществ: поступление загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников выброса.

Выпуск сточных вод: устройство и место сброса сточных вод в поверхностные и подземные водные объекты, недра или на земную поверхность.

Действующая установка: стационарный источник эмиссий, расположенный на действующем объекте (предприятие) и введенный в эксплуатацию до введения в действие настоящего справочника по НДТ. К действующим установкам не относятся реконструируемые и (или) модернизированные установки после введения в действие настоящего справочника по НДТ.

Загрязнение окружающей среды: присутствие в атмосферном воздухе, поверхностных и подземных водах, почве или на земной поверхности загрязняющих веществ, тепла, шума, вибраций, электромагнитных полей, радиации в количествах (концентрациях, уровнях), превышающих установленные государством экологические нормативы качества окружающей среды.

Загрязняющие вещества: любые вещества в твердом, жидком, газообразном или парообразном состоянии, которые при их поступлении в окружающую среду в силу своих качественных или количественных характеристик нарушают естественное равновесие природной среды, ухудшают качество компонентов природной среды, способны причинить экологический ущерб либо вред жизни и (или) здоровью человека.

Заключение по наилучшим доступным техникам: разрешительный документ уполномоченного органа в области охраны окружающей среды, утвержденного на основании Справочников по наилучшим доступным техникам и включающего следующие положения: выводы по наилучшим доступным техникам; описание наилучших доступных техник; информацию, необходимую для оценки применимости наилучших доступных техник; уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник; иные технологические показатели, связанные с применением наилучших доступных техник, в том числе уровни потребления энергетических, водных и иных ресурсов; требования по мониторингу, связанные с применением наилучших доступных техник; требования по рекомендации.

Комплексное экологическое разрешение: документ, направленный на обеспечение комплексного предотвращения загрязнения окружающей среды с применением наилучших доступных техник, минимизацию и контроль негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Маркерные загрязняющие вещества: наиболее значимые для эмиссий конкретного вида производства или технологического процесса загрязняющие вещества, которые выбираются из группы характерных для такого производства или технологического процесса загрязняющих веществ и с помощью которых возможно оценить значения эмиссий всех загрязняющих веществ, входящих в группу.

Мониторинг: систематическое наблюдение за изменениями определенной химической или физической характеристики выбросов, сбросов, потребления, эквивалентных параметров или технических мер и т.д.

Наилучшие доступные техники: наиболее эффективная и передовая стадия развития видов деятельности и методов их осуществления, которая свидетельствует об их практической пригодности для того, чтобы служить основой установления технологических нормативов и

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 8 из 159

иных экологических условий, направленных на предотвращение или, если это практически неосуществимо, минимизацию негативного антропогенного воздействия на окружающую среду.

Норматив допустимого выброса: экологический норматив, который устанавливается в экологическом разрешении и определяется как максимальная масса загрязняющего вещества либо смеси загрязняющих веществ, допустимая (разрешенная) для выброса в атмосферный воздух.

Норматив допустимого сброса: экологический норматив, который устанавливается в экологическом разрешении и определяется как количество (масса) загрязняющего вещества либо смеси загрязняющих веществ в сточных водах, максимально допустимое (разрешенное) к сбросу в единицу времени.

Норматив допустимого физического воздействия: экологический норматив, который устанавливается для каждого источника в виде допустимых уровней воздействия тепла, шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей и иных физических воздействий на компоненты природной среды, при которых негативное физическое воздействие от такого источника в совокупности со всеми источниками не приведет к превышению установленных предельно допустимых уровней физических воздействий на природную среду.

Нормативы эмиссий: совокупность предельных количественных и качественных показателей эмиссий, устанавливаемых в экологическом разрешении.

Объект I и II категории: стационарный технологический объект (предприятие, производство), в пределах которого осуществляются один или несколько видов деятельности, указанных в разделе 1 (для объектов I категории) или разделе 2 (для объектов II категории) приложения 2 к Кодексу, а также технологически прямо связанные с ним любые иные виды деятельности, которые осуществляются в пределах той же промышленной площадки, на которой размещается объект, и оказывают существенное влияние на объем, количество и (или) интенсивность эмиссий и иных форм негативного воздействия такого объекта на окружающую среду.

Объект технологического нормирования: объект, оказывающий антропогенное воздействие, а также, его части, на которых реализуется или планируется реализация хозяйственной деятельности, в отношении которой в справочниках по НДТ описаны идентичные технологические процессы.

Оператор объекта: физическое или юридическое лицо, в собственности или ином законном пользовании которого находится объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду.

Предельно допустимый уровень негативного физического воздействия: максимальный уровень отдельных видов физического воздействия (шума, вибрации, электрических, электромагнитных, магнитных полей, радиации, тепла) установленный для круглосуточного воздействия на население, при котором отсутствует вредное воздействие на состояние животных, растений, экологических систем и биоразнообразия.

Программа повышения экологической эффективности: приложение к комплексному экологическому разрешению, предусматривающее график планируемых мероприятий по реконструкции, перевооружению, модернизации объекта I категории, направленных на достижение технологических нормативов, нормативов эмиссий.

Программа производственного экологического контроля: приложение к экологическому разрешению для объектов I или II категорий, направленная на обеспечение экологической оценки эффективности производственного процесса на основе измерений и (или) расчетов уровня эмиссий в окружающую среду, вредных производственных факторов, а также фактического объема потребления природных, энергетических и иных ресурсов.

Сброс загрязняющих веществ: поступление содержащихся в сточных водах загрязняющих веществ в поверхностные и подземные водные объекты, недра или на земную

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 9 из 159

поверхность.

Техника: используемые технологии, способы, методы, процессы, практики, подходы и решения, применяемые к проектированию, строительству, обслуживанию, эксплуатации, управлению и выводу из эксплуатации объекта.

Технологические показатели, связанные с применением наилучших доступных техник: уровни эмиссий, связанные с применением наилучших доступных техник, выраженные в виде предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий (мг/Нм³, мг/л) и (или) количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги, которые могут быть достигнуты при нормальных условиях эксплуатации объекта с применением одной или нескольких наилучших доступных техник, описанных в заключении по наилучшим доступным техникам, с учетом усреднения за определенный период времени и при определенных условиях.

Технологический норматив: экологические нормативы, устанавливаемые в комплексном экологическом разрешении в виде: предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий; количества потребления электрической и (или) тепловой энергии, иных ресурсов в расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги.

Экологическое разрешение: документ, удостоверяющий право индивидуальных предпринимателей и юридических лиц на осуществление негативного воздействия на окружающую среду и определяющий экологические условия осуществления деятельности.

Эмиссии: поступления загрязняющих веществ, высвобождаемых от антропогенных объектов, в атмосферный воздух, воды, на землю или под ее поверхность.

1.2 Обозначения

В настоящем разделе использованы следующие обозначения:

1.3 Сокращения

В настоящем разделе использованы следующие сокращения:

ТОО «ПНХЗ»/предприятие - Товарищество с ограниченной ответственностью «Павлодарский нефтехимический завод»

КЭР – комплексное экологическое разрешение

МЗВ – маркерное загрязняющее вещество

НДТ – наилучшие доступные техники

ППЭЭ – программа повышения экологической эффективности

БОВ – блок оборотного водоснабжения

ГФХ – газификационное хозяйство

ПГПН – производство глубокой переработки нефти

ПКОН – производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов

ПППН – производство первичной переработки нефти

ППТНО – производство переработки тяжелых нефтяных остатков

ПСГ – парк сжиженных газов

ПСиОЗХ – производство серы и общезаводское хозяйство

ПСН – производство светлых нефтепродуктов

РМЦ – ремонтно-механический цех

РП – резервуарные парки

РСМЦ – ремонтно-строительно-монтажный цех

РХ – реагентное хозяйство

СЛ – санитарная лаборатория

УЗК – установка замедленного коксования

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 10 из 159

УПБ – установка производства битумов

Цех «ВиК» – цех «Водоснабжение и канализация»

Цех «КИПиАТП» – цех контрольно-измерительных приборов и автоматизации технологических процессов

Цех «ПВС» – цех «Паровоздухоснабжение»

Цех «ЭС» – цех «Электроснабжение»

ЦОПП – цех по обслуживанию подъездных путей

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 11 из 159

2 Общие сведения об операторе

2.1 Характеристика объекта

Товарищество с ограниченной ответственностью «Павлодарский нефтехимический завод» – крупнейшее предприятие на севере Казахстана по переработке нефти и производству нефтепродуктов. Является одним из трех крупных нефтеперерабатывающих заводов Республики Казахстан.

Наименование объекта: Товарищество с ограниченной ответственностью «Павлодарский нефтехимический завод» (далее – ТОО «ПНХЗ»).

В состав ТОО «ПНХЗ» входят следующие площадки:

- площадка №1 – нефтехимический завод (промышленная площадка);
- площадка №2 – накопитель твердых отходов;
- площадка №3 – накопитель очищенных сточных вод «Сарымсак».

Состояние площадок: действующие.

Учет трансграничного загрязнения: нет.

Площадка №1 – нефтехимический завод (промышленная площадка):

Юридический адрес: 140000, Республика Казахстан, Павлодарская область, город Павлодар, ул. Химкомбинатовская, строение 1, тел.: 8 (7182) 39-60-70, e-mail: kanc@pnhz.kz.

Месторасположение по коду КАТО (Классификатор административно-территориальных объектов): 551010000 Республика Казахстан, Павлодарская область, город Павлодар, ул. Химкомбинатовская, строение 1. В юго-западном направлении от завода на расстоянии 1,8 км находится село Павлодарское, в юго-восточном – тепловая электростанция (теплоэнергоцентр) ТЭЦ-3, в северном – АО «Казэнергокабель» и АО «Каустик», в южном направлении на расстоянии около 2 км находятся железнодорожные пути и садоводство «Нефтяник», расстояние от городской жилой застройки составляет 3,8 км. Расстояние до реки Иртыш составляет от 2-4 км.

Бизнес-идентификационный номер: 001140000362.

Вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (далее - ОКЭД): 19.20.1 Производство продуктов нефтепереработки.

Вид деятельности по Приложению 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК: пп.1.3 п.1 раздел 1 – переработка углеводородов, энергетика, объект I категории. Категория объекта подтверждена Решением по определению категории объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 12.08.2021 года (Приложение 2).

Форма собственности: частная, 100% акций принадлежат АО «Национальная компания «КазМунайГаз».

Ввод в эксплуатацию: 1978 год.

Проектная мощность: 6 000 000 тонн/год по сырой нефти.

Сырье: нефть Западно – Сибирских месторождений.

Глубина переработки: 93,95%.

Вариант переработки нефти: топливный.

Площадь земельного участка: 443,3758 га.

Целевое назначение земельного участка: для размещения и обслуживания нефтехимического завода, Акт на право частной собственности на земельный участок №0381372 от 19.11.2018 года.

Согласно Приложению 1 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2, нефтехимический завод

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 12 из 159

относится к I классу опасности с размером санитарно-защитной зоны 1000 метров.

Площадка №2 – накопитель твердых отходов - специально оборудованное место, предназначенное для сбора, накопления и захоронения отходов ТОО «ПНХЗ».

Месторасположение: Республика Казахстан, Павлодарская область, город Павлодар, в западном направлении от нефтехимического завода на расстоянии 300 метров.

Ввод в эксплуатацию: 2010 год - первая очередь (5 карт), 2013 год - вторая очередь (10 карт).

Проектная вместимость полигона: 149 481 тонна.

Площадь участка: 19,1 га. Акты на право частной собственности на земельный участок №0362463, №0364183 от 13.01.2017 года.

Согласно Приложению 1 Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека», утвержденных приказом исполняющего обязанности Министра здравоохранения Республики Казахстан от 11.01.2022 года №ҚР ДСМ-2, накопитель твердых отходов относится к II классу опасности с размером санитарно-защитной зоны 500 метров.

Площадка №3 – накопитель очищенных сточных вод «Сарымсак» – специально созданное на базе естественного горько – соленого озера сооружение для приема, хранения, минерализации и разгрузки биологически очищенных сточных вод ТОО «ПНХЗ».

Месторасположение: Республика Казахстан, Павлодарская область, город Павлодар, в северо-западном направлении от нефтехимического завода на расстоянии 14 км.

Ввод в эксплуатацию: 1979 год.

Площадь земельного участка: 606,1 га.

Целевое назначение земельного участка: для размещения и обслуживания накопителя очищенных сточных вод «Сарымсак», Акт на право частной собственности на земельный участок №0223705 от 19.02.2009 года.

Местоположение площадок ТОО «ПНХЗ» представлено на Рисунке 1.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 13 из 159



Рисунок 1 – Месторасположение площадок ТОО «ПНХЗ»

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 14 из 159

2.2 Виды деятельности

Основной вид деятельности по общему классификатору видов экономической деятельности (далее - ОКЭД): 19.20.1 Производство продуктов нефтепереработки.

Проектная мощность: 6 000 000 тонн/год по сырой нефти.

Сырье: нефть Западно - Сибирских месторождений.

Глубина переработки: 93,95%.

Вариант переработки нефти: топливный.

Переработка нефти осуществляется с использованием следующих технологических процессов:

- атмосферная перегонка нефтяного сырья;
- гидроочистка нафты;
- каталитический риформинг;
- гидроочистка дизельного топлива;
- гидроочистка керосина;
- газофракционирование;
- изомеризация и сплиттер нафты;
- вакуумная перегонка мазута;
- гидроочистка вакуумного газойля;
- каталитический крекинг;
- абсорбция и газофракционирование;
- производство битума;
- замедленное коксование;
- производство серы;
- факельная система.

Структурные подразделения нефтехимического завода:

- производство первичной переработки нефти;
- производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов;
- производство глубокой переработки нефти;
- производство переработки тяжелых нефтяных остатков;
- производство серы и общезаводское хозяйство;
- производство светлых нефтепродуктов;
- цех электроснабжения;
- цех водоснабжения и канализации;
- цех контрольно-измерительных приборов и автоматизации технологических процессов;
- ремонтно-механический цех;
- санитарная лаборатория;
- цех по обслуживанию подъездных путей;
- ремонтно-строительно-монтажный цех;
- цех паровоздухоснабжения;
- заводоуправление;
- центральный аппарат.

Режим работы – круглосуточный в 2 смены. Численность работников по состоянию на 01.01.2026г. – 4092 человек, из них: ТОО «ПНХЗ» - 2620 человек; сервисные организации – 1472 человека.

Генеральный план нефтехимического завода представлен на Рисунке 2.

Схема движения фракций нефтепродуктов при переработки сырой нефти представлена на Рисунке 3.

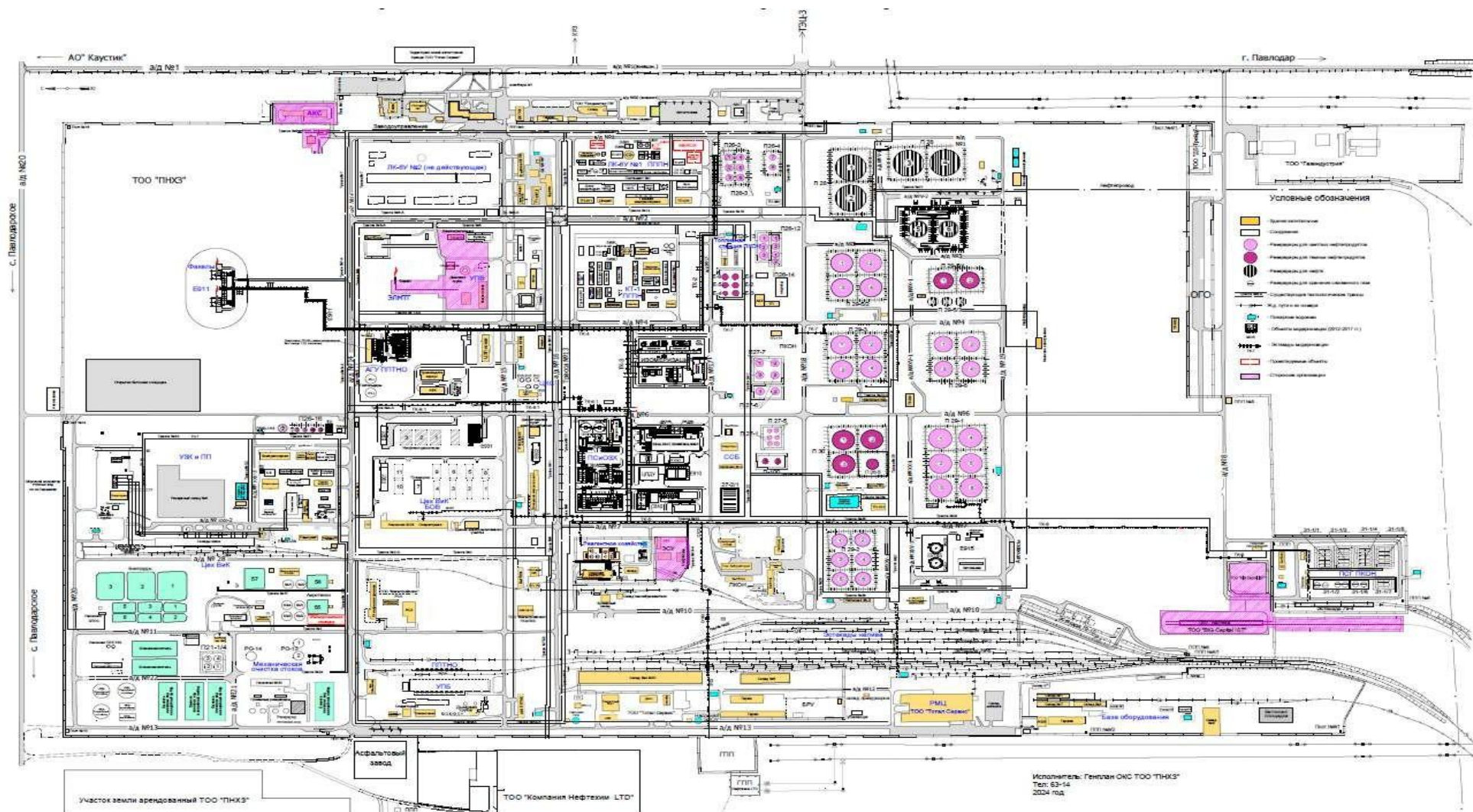


Рисунок 2 – Генеральный план нефтехимического завода

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУМЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 17 из 159

Выпускаемая продукция:

- бензины автомобильные АИ-92-К4, АИ-95-К4, АИ-98-К4;
- топливо дизельное;
- топливо для реактивных двигателей;
- топливо нефтяное (мазут);
- топливо печное;
- газы углеводородные сжиженные;
- битум нефтяной (дорожный, кровельный);
- кокс нефтяной;
- сера техническая;
- тяжелый газойль (сырье для производства технического углерода);
- вакуумный газойль.

Производственные показатели нефтехимического завода за 2023-2025 годы представлены в Таблице 1. Развернутый перечень производства продукции при переработке 6 000 000 тонн нефти представлен в Таблице 2.

Таблица 1 - Производственные показатели за 2023-2025 годы

Наименование показателя	2023 год	2024 год	2025 год
1	2	3	4
Переработка нефти, тонн	5 433 510	5 500 175	5 765 040
Производство продуктов, в том числе:			
бензины автомобильные	1 544 250	1 619 311	1 666 358
топливо дизельное	1 770 175	1 911 746	2 091 296
топливо для реактивных двигателей	199 616	238 862	214 827
топливо нефтяное (мазут)	539 005	434 437	334 309
топливо печное	60 054	43 132	15 955
газы углеводородные сжиженные	310 670	321 992	285 165
битум нефтяной	289 440	360 278	425 883
кокс нефтяной	278 152	283 935	290 356
сера техническая	47 231	60 145	57 295
тяжелый газойль (сырье для производства технического углерода)	1	0	0
Глубина переработки, %	86,39	88,00	93,95

Таблица 2 - Виды и объем производства продукции

Наименование показателя	Описание	Объем, тонн/год	Использование для собственных нужд, %
1	2	3	4
Переработка нефти, тонн	нефть Западно - Сибирских месторождений	6 000 000	0
Производство продуктов, в том числе:			
бензины автомобильные	АИ-98-К4	16 000	0
	АИ-95-К4	556 000	0
	АИ-92-К4	1 215 123	0
топливо дизельное	ДТ-Л-К4	1 919 931	0
	ДТ-З-К4	169 000	0
топливо для реактивных двигателей	РТ	211 000	0
топливо нефтяное (мазут)	Мазут М-100	462 320	0
газы углеводородные сжиженные	ПБТ, БТ	348 675	0
битум нефтяной	дорожный, строительный, кровельный	385 000	0
кокс нефтяной	марка А, вид II	264 615	0
сера техническая гранулированная	сорт 9998; сорт 9995; сорт 9990; сорт 9950; сорт 9920	56 088	0
ВСТ на УПВ	-	56 950	0
топливо на УПВ	-	9 185	0
потери технологические	-	49 168	0
топливо, в том числе:	-	385 717	100
газовое топливо	-	272 674	100
жидкое топливо	-	37 804	100
выжиг кокса	-	75 240	100

Таблица 2.1 – Основные структурные подразделения ТОО «ПНХЗ»

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
1	Производство первичной переработки нефти (далее - ПППН)	Секция 100. ЭЛОУ-АТ (далее – С-100 ПППН) состоит из двух блоков: ЭЛОУ и АТ	Введена в эксплуатацию: 1978 год. Модернизация/реконструкция: 2015-2017 годы выполнены: замена внутренних устройств колонны К-102, увеличение диаметра штуцеров ввода-вывода основных потоков, распределителей ЦО и пара; вывод тяжелого атмосферного газойля с 12 тарелки К-102; вывод кислой воды на установку отпарки кислых стоков. 2021 году выполнена замена стабилизатора К-104.	6 000 000 т/год по сырой нефти, - смеси Западно - Сибирских и Башкирской нефтей; - Кумкольской нефти; - смеси Западно-Сибирских и Кумкольской нефтей.	Физико-химические методы: обессоливание, обезвоживание, ректификация и теплообмен.	Выпускает компоненты товарных бензинов марок АИ-92-К4, АИ-95-К4, АИ-98-К4, компоненты дизельных топлив ДТ-Л-К4, ДТ-Е-К4, авиатопливо для реактивных двигателей марки РТ, Джет А-1 мазут, компоненты газов коммунально-бытового назначения.
		Секция 200/1. Гидроочистка нефти (далее – С-200/1 ПППН)	Введена в эксплуатацию: 1978 год. Модернизация установки каталитического риформинга проведена в 2017 году. В процессе технического перевооружения	1,24 млн. т/год по сырью: - прямогонный бензин С-100 ПППН, - газовый бензин С-400 ПППН, - бензин гидроочистки вакуумного газойля (ГО ВГО),	Снижения содержания сернистых, азотистых, кислородсодержащих, металлоорганических и непредельных соединений в сырьевой смеси бензиновых фракций путем каталитических	Сырьевая смесь бензиновых фракций после каталитических превращений и получения стабильного гидрогенизата, который

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/ модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
			установка каталитического риформинга была разделена на две секции: секцию 200/1 «Гидроочистка нефти» и секцию 200/2 «Каталитический риформинг». Модернизация секции 200/1 «Гидроочистка нефти» выполнена ПАО «ОНХП». В результате модернизации секции 200/1 достигнуты следующие показатели: а) увеличение производительности по сырью до 204,4 м3/ч с целью обеспечения дополнительного производства моторных топлив, соответствующих требованиям технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 013/2011 на территории Республики Казахстан; б) обеспечение высокого уровня	- стабильный бензин С-300/1 ПППН, д) бензин коксования.	превращений и получения стабильного гидрогенизата	направляется на дальнейшее разделение на установку изомеризации и сплиттера нефти.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
			экологической безопасности технологических процессов и выпускаемой продукции, соответствие современным требованиям безопасности; в) получение бензина с содержанием серы не более 0,1 ppm мас.; г) повышение энергоэффективности и снижение эксплуатационных затрат.			
		Секция 200/2- каталитический риформинг ПППН	Установка каталитического риформинга введена в эксплуатацию в 1978 году. Модернизация установки каталитического риформинга проведена в 2017 году. В процессе технического перевооружения установка каталитического риформинга была	Мощность - 1 млн. т/год;	Каталитический риформинг ПППН предназначена для получения высокооктанового компонента автомобильных бензинов и технического водорода (водородсодержащего газа), в результате каталитических превращений тяжелой нефти, поступающей с куба сплиттера нефти В300S-K-502 комбинированной установки изомеризации и	Высокооктановый компонент автомобильных бензинов и технического водорода (водородсодержащего газа), в результате каталитических превращений тяжелой нефти, поступающей с куба сплиттера нефти В300S-K-502 комбинированной

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
			разделена на две секции: секцию 200/1 «Гидроочистка бензина» и секцию 200/2 «Каталитический риформинг». На секции 200/2 были предусмотрены следующие мероприятия: замена сырьевых насосов Н-208, Н-209 на новые насосы гидрогенизатора В400-Н- 505А/В в связи со снижением производительности секции каталитического риформинга до 500 тыс. тонн/год, что входит в диапазон работы существующей установки 50÷110%, и вводом в эксплуатацию комбинированной установки изомеризации и сплиттера нефти А100/В300S; – замена существующей факельной емкости Е-211 на новую В400-Е-211 в связи с физической		сплиттера нефти	установки изомеризации и сплиттера нефти. Водородсодержащий газ (технический водород) используется далее в качестве сырья установки производства водорода или в процессах гидроочистки топлив.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
			изношенностью. В 2024 году на заводе реализовалась модернизация системы охлаждения технологических потоков путем установки ЧРП на аппаратах воздушного охлаждения установки каталитического рифформинга ПППН, установки гидроочистки нафты.			
		С-300/1 – гидроочистка дизельного топлива	Секция гидроочистки дизельного топлива введена в эксплуатацию в 1978 году.	Мощность - 2.3 млн. т/год;	гидроочистка дизельного топлива ПППН предназначена для получения компонента товарного дизельного топлива с пониженным содержанием сернистых и азотистых соединений, соответствующего классам 4, 5 ТР ТС 013/2011.Процесс гидроочистки основывается на реакции умеренной гидрогенизации в результате которой соединения серы, кислорода и азота превращаются в присутствии водорода и	Готовой продукцией секции является: - гидроочищенное дизельное топливо; - бензин-отгон, используемый в качестве компонента сырья секции 100, 200; - стабильный бензин; - нестабильная головка; - углеводородный газ, используемый в качестве топлива;

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					катализатора в углеводороды с выделением сероводорода, воды и аммиака, олефины преобразуются в более стабильные углеводороды парафинового или нафтенового ряда в зависимости от природы олефинов в исходном сырье	- очищенный углеводородный газ.
		С-300/2 – гидроочистка керосина	Секция гидроочистки керосина введена в эксплуатацию в 1978 году.	Мощность - 364.5 тыс. т/год	секция гидроочистки керосина, предназначена для очистки прямогонного керосиновой фракции секции 100 ПППН от серо-, азот-, кислородсодержащих соединений с целью достижения качества топлива РТ, Джет А-1, соответствующего требованиям технического регламента Таможенного Союза ТР ТС 013/2011.	Основным продуктом секции является гидроочищенный керосин и тяжелая нефть, который направляется в товарное производство. Побочными продуктами являются: -нестабильная нефть, используемая в качестве компонента бензина; - кислый газ, используемый после очистки в качестве топлива печей ПППН;

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						-ВСТ, который направляется на секцию С-200/1.
		С-400 – газофракционирование	Введена в эксплуатацию в 1978 году.	Мощность - 450 тыс. т/год;	Установка газофракционирования предельных углеводородов, предназначена для получения сжиженных углеводородных газов коммунально-бытового и технического назначения, сырья для нефтехимических производств и компонентов автомобильных бензинов путем переработки нестабильных головок первичной переработки нефти установки гидроочистки и депарафинизации дизельного топлива и каталитического риформинга	По 1-му варианту – пропановая, изобутановая фракции, фракции н-бутана, фракции С5 и выше; 2 вариант – смесь пропана и бутана технических (СПБТ), бутана технического, сырья для установки гидроочистки нефти - изопентана, фракции С5 и выше.
		С-700 – установка очистки СУГ	Введена в эксплуатацию в 1978 году.	Производительность 100 тыс. т/год;	Установка очистки СУГ предназначена для демеркаптанизации (извлечения меркаптанов) из фракций: пропан-бутана технического и бутана технического, поступающих от	Извлечение меркаптанов из фракций: пропан-бутана технического и бутана технического, поступающих от

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					от газофракционирующей установки С-400 ПППН.	газофракционирующей установки С-400 ПППН.
		Е-905 – узел приготовления топливного газа из сжиженного углеводородного газа (СУГ)	Введена в эксплуатацию в 1978 году.	Мощность - 12039 кг/ч;	Приготовление топливного газа из сжиженного углеводородного газа (СУГ). Объект, предназначен для получения углеводородного (топливного) газа из сжиженного бутана технического или пропана-бутана технического для использования в качестве резервного топлива для основных и пилотных горелок печей секций С-100, С-200, С-300/1, С-300/2 ПППН	топливный газ
		Трубчатые печи и котлы-утилизаторы (Далее-ТПКУ);	Трубчатые печи и котлы утилизаторы» включает в себя описание трубчатых печей секции 100, 200, 300 и котлов-утилизаторов комбинированной установки ЛК-6У производства первичной переработки нефти №1.		Печи секции 100 предназначены для нагрева нефти и нефтепродуктов. В секции 100 имеются две печи П-101, П-102. Печь П-101 состоит из 8 секций, расположенных в виде двух блоков по 4 секции друг напротив друга. Печь П-102 состоит из одной отдельно	Нагрев нефти. Две секции печи П-101/1,5 предназначены для нагрева циркулирующей "горячей" струи колонны К-101, остальные 6 секций П-101/2,3,4,6,7,8

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					стоящей секции. Две секции Печи П-101/1,5 предназначены для нагрева циркулирующей "горячей" струи колонны К-101, остальные 6 секций П-101/2,3,4,6,7,8 предназначены для нагрева сырья атмосферной колонны К-102. Печь П-102 предназначена для поддержания постоянной температуры низа колонны стабилизации бензина К-104. Котлы-утилизаторы ПППН предназначены для выработки водяного пара, потребляемого на установках.	предназначены для нагрева сырья атмосферной колонны К-102. Печь П-102 предназначена для поддержания постоянной температуры низа колонны стабилизации бензина К-104. Котлы-утилизаторы – выработка водяного пара.
2.	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов (ПКОН).	Агрегат фильтрации топлива АФТ-1890-Б1-С-3.3.1.				
		Парк хранения и налива сжиженных газов (ПСГ).			Предназначен для приема, накопления, паспортизации и налива сжиженных газов, вырабатываемых на ТОО «ПНХЗ».	Сжиженные газы, выработанные на ТОО «ПНХЗ». Накопление сырой нефти, товарной продукции, сырья для

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					Резервуарные парки сырой нефти и готовой продукции предназначены для: - приёма и накопления сырой нефти; приёма и накопления товарной продукции, вырабатываемой на предприятии; приёма, накопления и возврата сырья для технологических установок предприятия; - отгрузки товарной продукции на эстакады налива нефтепродуктов.	технологических установок. Отгрузка товарной продукции.
		Резервуарные парки (РП) сырой нефти и готовой продукции.				
		Эстакады слива-налива нефтепродуктов (ЭН).			Предназначены для налива нефтепродуктов из резервуарных парков и с ПСН в железнодорожные и автомобильные цистерны, для слива нефтепродуктов, поступающих на предприятие железнодорожным транспортом, для слива нефтепродуктов из	Нефтепродукты из резервуарных парков и с ПСН, присадки.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					неисправных железнодорожных цистерн, а также для слива присадок поступающих на предприятие железнодорожным транспортом.	
		Узел ввода цетаново-противоизносного пакета присадок в дизельное топливо (ЦППП).			Предназначен для обеспечения качества товарного дизельного топлива экологического класса К4 и К5 по показателям цетановое число и смазывающая способность, в соответствии с техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 013/2011. Компонентами смешения являются смесевое гидроочищенное топливо с установки С-300/1 ПППН и с установки С-100 ПППН и цетаново-противоизносный пакет присадок. Агрегат предназначен для трёхступенчатой фильтрации авиационного топлива и отделения свободной воды с	Товарное дизельное топливо экологического класса К4 и К5 по показателям цетановое число. Отделенная свободная вода из авиационного топлива с заданными значениями тонкости фильтрации.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					заданными значениями тонкости фильтрации.	
		Узел ввода присадок в авиационное топливо БКО-ПУЛЬСАР М1; (узел присадок).				
		Топливная станция (ТС).			Топливная станция предназначена для: 1. Приема и хранения мазута – сырья для С-001 ПГПН: - поступающего с С-100 ПППН; - накопленного или привозного из товарно-сырьевых парков резервуаров Р-1, Р-2 парка П-29-5/1 или парка П-30. Обеспечение подогрева и циркуляции мазута по общезаводскому кольцу при неработающих секциях производств ППН, ГПН. 2. Приема котельного топлива с парка П-30, для подачи его в общезаводское топливное кольцо и далее в схемы жидкого топлива производств ППН, ГПН и ПТНО.	Нефтепродукты. мазут – сырья для С-001 ПГПН. котельное топливо с парка П-30, фракция 195-340°С с С-200 ПГПН. прямогонный, газовый бензин и изомеризат – сырье для УПВ ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы»: фракция >340°С с ПГПН для подачи его на УЗК ППТНО. Котельное топливо с парков ПКОН для приготовления, паспортизации и отгрузки котельного топлива в парки ПКОН.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					3. Приема мазута, для подачи его в общезаводское топливное кольцо и далее в схемы жидкого топлива производств ППН, ГПН и ПТНО. 4. Приема и хранения фракции 195-340°C с С-200 ПГПН для проведения операций по прокачке оборудования и трубопроводов установок ПГПН и межцеховых трубопроводов в зимний период и в период остановки на остановочный ремонт и отгрузки печного топлива на эстакаду №79/10. 5. Приема и хранения прямогонного, газового бензина и изомеризата – сырья для УПВ ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы»: - поступающего с С-100 ПППН; - поступающего с С-400 ПППН; - поступающего с УИиСН ПСН;	Уловленный нефтепродукт с комплекса сооружений механической очистки сточных вод, для отстаивания и дренирования от подтоварной воды с последующей откачкой на ПГПН. Технический углерод - сырье для УЗК ППТНО.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					- поступающего из товарно-сырьевых парков П-29-3, резервуары Р-1÷Р-2 и П-27-1 ПКОН и УИиСН. 6. Приема и хранения фракции >340°С с ПГПН для подачи его на УЗК ППТНО. 7. Приема компонентов котельного топлива с парков ПКОН для приготовления, паспортизации и отгрузки котельного топлива в парки ПКОН. 8. Приема уловленного нефтепродукта с комплекса сооружений механической очистки сточных вод, для отстаивания и дренирования от подтоварной воды с последующей откачкой на ПГПН. 9. Приема и хранения технического углерода - сырья для УЗК ППТНО: - поступающего с С-200 ПГПН; - отгрузка на	

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					эстакаду 79/10.	
3.	Производство глубокой переработки нефти (ПГПН).	С-001– вакуумная перегонка мазута.		Мощность - 2,0 млн. т/год.	головная установка ПГПН, предназначена для переработки мазута методом ректификации под вакуумом с целью получения: - легкой дизельной фракции – сырья С-100 ПГПН; - вакуумного дистиллята – сырья С-100 ПГПН; - затемненного продукта – компонента котельного топлива; - гудрона – сырья установки замедленного коксования или установки производства битумов.	мазут – сырье для С-001 ПГПН: - поступающего с С-100 ППНН; Нагрев и циркуляция мазута по общезаводскому кольцу при неработающих секциях производств ППН, ГПН. Котельное топливо парка П-30. фракция 195-340°С с С-200 ППНН Прямогонный газовый бензин и изомеризат – сырье для УПВ ТОО «Эр Ликид Мұнай Тех Газы»: фракция >340°С с ПГПН для подачи его на УЗК ППТНО. Компоненты котельного топлива с парков ПКОН.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						нефтепродукт с комплекса сооружений механической очистки сточных вод, для отстаивания и дренирования от подтоварной воды с последующей откачкой на ПГПН. технический углерод- сырье для УЗК ППТНО:
		С-100- гидроочистка сырья каталитического крекинга.	В 2024 году на заводе реализовалась модернизация системы охлаждения технологических потоков путем установки ЧРП на аппаратах воздушного охлаждения установки гидроочистки вакуумного газойля ПГПН.	Мощность - 2,4 млн. т/год.	предназначена для предварительного гидрогенизационного облагораживания сырья каталитического крекинга – снижения содержания сернистых, азотистых, кислородосодержащих, металлоорганических соединений и полициклической ароматики с одновременным снижением его коксуемости, а также очистки газов от сероводорода метилдиэтаноломином.	Получаемые продукты: - гидроочищенный вакуумный газойль; - нестабильный бензин (фракция н.к. – 180°C); - дизельное топливо (фракция 180-350°C); - очищенная пропан-пропиленовая фракция; - компоненты топливного газа технологических

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						печей; - сероводород в растворе насыщенного МДЭА. Установка состоит из следующих блоков: - реакторн ый блок, где осуществляется подготовка сырья гидроочистки и происходит непосредственно процесс гидроочистки и отделения гидрогенизата от циркулирующего водородсодержащего и углеводородного газа; - блок ректификации (стабилизации) гидрогенизата, где происходит последующее разделение гидрогенизата на бензин, дизельное

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						топливо и гидроочищенный вакуумный дистиллят; – блок печей, включающий печи для нагрева газосырьевой смеси перед входом в реакторы и нестабильного гидрогенизата для последующего разделения в атмосферной колонне; – блок метилдиэтаноламино вой очистки газов, где очистке от сероводорода подвергается циркуляционный водородсодержащий газ, сухой газ каталитического крекинга, пропан- пропиленовая фракция и углеводородный газ стабилизации гидрогенизата

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						низкого давления; – водородную компрессорную.
		С-200-каталитический крекинг и ректификация.		Мощность - 1,868 млн. т/год.	включает в себя реакторный блок каталитического крекинга, блок ректификации, воздушную компрессорную. Процесс каталитического крекинга гидроочищенного сырья, является целевым в наборе процессов ПГПН	позволяет получать следующие продукты: - жирный газ и нестабильный бензин, применяется в качестве сырья на секции абсорбции и газодифракционирования с целью получения пропан-пропиленовой фракции, бутан-бутиленовой фракции, сухого углеводородного газа, высокооктанового компонента автобензина; - легкий каталитический газойль (фр.195-340°C), используемый в

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						качестве компонента дизельного топлива или товарного печного топлива; - шлам (фр. выше 340°C), используемый в качестве компонента котельного топлива. Разделение данных продуктов крекинга осуществляется в ректификационной колонне.
		С-300- абсорбции и газофракционирование.		Мощность - 1,25 млн. т/год.	абсорбции и газофракционирования, предназначена для абсорбции, стабилизации и фракционирования жирного газа и нестабильного бензина, поступающих с секции каталитического крекинга. Секция абсорбции и газофракционирования состоит из следующих блоков: - блока абсорбции, где осуществляется деэтанализация и абсорбция	Жирный газ и нестабильный бензин с получением сухого газа и нестабильного бензина; бензин – насыщенный абсорбент блока абсорбции, стабильный бензин и пропан-пропиленовую и бутан-бутиленовая фракции.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					жирного газа и нестабильного бензина с получением сухого газа и нестабильного бензина; процесс абсорбции ведется при пониженных температурах с применением водяного и воздушного охлаждения, что обеспечивает извлечение фракции С3 и выше не менее 80% от потенциала; - блока стабилизации и разделения газовой «головки», где осуществляется стабилизация нестабильного бензина – насыщенного абсорбента блока абсорбции с получением стабильного бензина и «головки» стабилизации, которая разделяется на пропан-пропиленовую и бутан-бутиленовую фракции.	
		С-400- утилизация тепла дымовых газов.			Утилизация тепла дымовых газов, предназначена для использования тепла	Пар давлением 12 кгс/см2, который используется для

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					вторичных энергоресурсов, имеющихся на установке в виде горячих дымовых газов с температурой от 440°C до 600°C. В процессе нормальной эксплуатации секции вырабатывается пар давлением 12 кгс/см², который используется для технологических нужд ПГПН. В состав секции входят: а) блок утилизации дымовых газов регенератора Р-202, С-200 ПГПН; б) блок утилизации дымовых газов печей С-001, С-100 ПГПН; в) блок подготовки питательной воды и конденсата; г) дымовая труба.	технологических нужд ПГПН.
4.	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков (ППТНО).	Установка производства битумов (УПБ);			Предназначена для получения сырья для производства битумов, получение и отгрузка строительного, дорожного, кровельного битумов.	Сырье для производства битумов. Сырьем для производства битумов являются

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					Сырьем для производства битумов являются продукты вакуумной перегонки мазута. УПБ состоит из блока вакуумной перегонки мазута и блока окислительных колон, мощностью по битуму 500 тыс. т/год. Основное назначение блока вакуумной перегонки мазута – получение гудрона фр. >500°C, сырья для производства битумов окислением кислородом воздуха в окислительных колоннах. Боковые погоны фр. <350°C и фр. 350-450°C выводятся с установки как компоненты сырья С-100 ПГПН. Фр.450-500°C используется как компонент сырья установки каталитического крекинга, а также как компонент сырья для получения битумов. Смесь указанных фракций и каждая фракция в отдельности может использоваться как	продукты вакуумной перегонки мазута.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		Установка замедленного коксования (УЗК);	В результате проведенной в 2016 году реконструкции установки и внедрения новой техники, производительность установки по сырью увеличена до 925 тысяч тонн в год по сырью, проектная производительность по коксу увеличена до 280 тысяч тонн в год.		компонент котельного топлива в схеме завода. УЗК типа 21-10/925М (М-модернизированная) предназначена для производства нефтяного кокса из тяжелых остатков переработки нефти (гудрона, получаемого на установках вакуумной перегонки мазута С-001 ПГПН и/или установки производства битумов ППТНО). Кроме кокса на установке получают жирный газ коксования, бензин коксования, легкий и тяжелый газойль коксования. В результате проведенной в 2016 году реконструкции установки и внедрения новой техники, производительность установки по сырью увеличена до 925 тысяч тонн в год по сырью, проектная производительность по коксу увеличена до 280 тысяч тонн в год.	Нефтяной кокс, жирный газ коксования, бензин коксования, легкий и тяжелый газойль коксования.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		Газофакельное хозяйство (ГФХ)	В 2023 году ТОО «ПНХЗ» реализовал проект по строительству новой печи установки производства битумов с меньшим потреблением топлива.		предназначено для сбора сбросов углеводородных и кислых газов с установок ТОО «ПНХЗ», кратковременного хранения, компримирование и возврата газа и газового конденсата для дальнейшего использования в производстве или безопасного сжигания сбрасываемых газов на факеле. В 2023 году ТОО «ПНХЗ» реализовал проект по строительству новой печи установки производства битумов с меньшим потреблением топлива. Основными источниками загрязнения атмосферы являются: технологические печи установки по производству битума, технологическое оборудование УПБ (неплотности технологического оборудования), автоэстакада налива	Сброс углеводородных и кислых газов

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					битума, отгрузка кокса, технологическое оборудование УЗК, установка замедленного коксования (УЗК), котел-утилизатор на выработку пара установки производства пара (УПП), склады кокса, система закрытых конвейеров по пересыпки кокса (узлы пересыпки, дробилка, грохот), факельная установка.	
		Установка производства пара (УПП)			Предназначена для получения пара с давлением 1,4 МПа и температурой 300°C путем редуцирования перегретого пара с давлением 3,9 МПа и температурой 440°C. Для производства пара используется котел-утилизатор БМ-35 РФ	Пар
5.	Производство серы и общезаводское хозяйство (ПС и ОЗХ).	секция отпарки кислых стоков (С-500/С-600);		Расчетная производительность секции отпарки кислых стоков (С-600) составляет 79000 кг/час.	Предназначена для отпарки кислой воды, поступающей с С-200 и С-300 ПГПН. Такая вода содержит фенольные и цианистые соединения и не	Очищенная кислая вода

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					может быть направлена на биологическую очистку. Поэтому ее повторно используют в качестве подпиточной воды атмосферной перегонки нефти (ПППН С-100). Расчетная производительность секции отпарки кислых стоков (С-500) составляет 79000 кг/час. Секция отпарки кислых стоков (С-600), предназначена для отпарки кислой воды, не содержащей фенольные и цианистые соединения. Такая вода направляется на установку очистки сточных вод (F-918). Расчетная производительность секции отпарки кислых стоков (С-600) составляет 79000 кг/час.	
		секция грануляции и упаковки серы (С-840);		Производительность узла грануляции серы – 9 т/ч жидкой серы.	Предназначена для гранулирования жидкой серы, поступающей из	Твердые гранулы, полученные из

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
				Производительность узла упаковки серы – 60 т/ч грануляционной серы. Производительность секции грануляции серы и упаковки – 72000 т/г серы.	секции производства серы А-710 с целью получения твердых гранул сферической формы, как конечного товарного продукта.	жидкой серы.
		секция регенерации амина (С-850);		Мощность установки составляет 2890 тыс. тонн в год.	Предназначена для регенерации всего объема, насыщенного амина (МДЭА), поступающего от технологических установок завода. Полученный регенерированный амин возвращается на гидроочистку потребителям, а отпаренные сероводородсодержащие газы служат сырьем для получения серы на секции производства серы и очистки хвостовых газов (А710) для последующей переработки в готовый продукт гранулированную серу на секции грануляции серы (С-840). Секция состоит из двух идентичных блоков регенерации амина.	Насыщенный амин (МДЭА), поступающий от технологических установок завода. Полученный регенерированный амин возвращается на гидроочистку потребителям, а отпаренные сероводородсодержащие газы служат сырьем для получения серы на секции производства серы и очистки хвостовых газов (А710) для последующей переработки в готовый продукт гранулированную серу на секции грануляции серы (С-

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		секция производства серы и очистки хвостовых газов (А-710);		Проектная производительность секции составляет 180 т/сутки.	Предназначена для переработки кислых газов, поступающих от секции регенерации амина (С850) и секции отпарки кислых стоков (С500/С600) с извлечением 99,9 % серы, содержащейся в сырьевых газах. Далее из жидкой дегазированной серы получается высококачественная продукция – гранулированная сера на секции грануляции серы (С840).	840). Переработанный кислый газ, жидкая сера
		система пожаротушения технологических установок и резервуаров (Е-910).			Система пожаротушения новых технологических установок и резервуаров предназначена для обеспечения пожарной защитой проектируемых зданий, сооружений, новых технологических установок, входящих в состав модернизации ТОО «ПНХЗ».	Пожаротушение
6.	Производство светлых нефтепродуктов (ПСН).	Система подачи и удаления щелочи Е903			Входит в состав существующего реагентного хозяйства, предназначена для	Щелочь

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					обеспечения щелочью установки изомеризации и сплиттера нефти, а также комбинированной установки производства серы. Система хранения изомеризата состоит из: резервуары хранения изомеризата ТК- 007А/В (2 шт.) по 5000 м3 каждый; насосы перекачки изомеризата Н-007А/В (2 шт.), для обеспечения перекачки изомеризата из резервуаров на автоматическую станцию смешения бензинов, номинальной производительностью 280 м3/ч – 2 шт., в том числе один резервный; дренажная емкость Е-005 (1 шт.), для слива продукта из насосов и трубопроводов. Для возможности опорожнения, емкость оснащена переносным насосом производительностью Q = 0,8 м3/ч.	

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		Резервуар изомеризата Е-914S			Резервуары изомеризата предназначены для хранения изомеризата и обеспечения надлежащей подачи продукта на автоматическую станцию смешивания бензинов (установка Е915).	Изомеризат
		Автоматическая станция смешения бензинов Е-915.			Предназначена для производства бензина АИ-92 и АИ-95 в соответствии с техническим регламентом РК о требованиях к автомобильному топливу. Основными источниками загрязнения атмосферы являются: парк П-27-7, парк П-27-5, парк П-100, которые включают резервуары хранения бензина, перекачивающее оборудование (насосы), неплотности технологического оборудования ПСН.	Бензин АИ-92 и АИ-95
		Узел ввода N-метиланилина (ММА).			ПСН предназначен для ввода октаноповышающей добавки N-метиланилин в процесс приготовления	Октаноповышающая добавка N-метиланилин в процесс

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					товарных бензинов, с целью улучшения их экологических и эксплуатационных свойств.	приготовления товарных бензинов.
		Реагентное хозяйство (РХ).			Предназначено для приёма и хранения концентрированных реагентов, приготовления растворов реагентов и обеспечения технологических установок предприятия реагентами и техническими маслами.	Концентрированные реагенты, растворы реагентов и технические масла.
		Станция смешения бензинов (ССБ).			Предназначена для приема, накопления, компаундирования компонентов автомобильного бензина, вырабатываемых на ПППН, ПГПН, ППТНО, с целью приготовления товарной продукции – автомобильных бензинов марок АИ-92-К-4, АИ-95-К-4, АИ-98-К-4.	Автомобильный бензин
		Установки изомеризации и сплиттера нефти (УИиСН).		Производительность – 570 тыс. тонн в год. Сплиттер нефти имеет производительность – 1961 тыс. тонн/год.	Процессс изомеризации и сплиттера нефти	Сырьем для получения данной продукции является легкий гидроочищенный бензин от сплиттер

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
						нафты. Сырьем для данной установки является смесь гидроочищенных бензиновых фракций от установок предприятия.
7.	Цех водоснабжения и канализации (ЦВиК).	Система водоснабжения и водоотведения F917.			Предназначена для: - обеспечения технологических объектов и объектов ОЗХ необходимым количеством воды соответствующего качества; - отведения производственных, дождевых и бытовых стоков от технологических объектов и объектов ОЗХ. К системе водоснабжения и водоотведения F917 относятся следующие системы: - хозяйственно-питьевое водоснабжение; - производственное водоснабжение; - противопожарное водоснабжение;	хозяйственно -питьевое водоснабжение; - производственное водоснабжение; - противопожарное водоснабжение; - бытовая канализация; - производственно-дождевая канализация; - стоки ЭЛОУ.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					- бытовая канализация; - производственно-дождевая канализация; - стоков ЭЛОУ.	
		Блок оборотного водоснабжения (БОВ).			Блок предназначен для бесперебойной подачи охлажденной оборотной воды на технологические установки завода и прием горячей оборотной воды, поступающей на БОВ с технологических установок предприятия. Схема оборотного водоснабжения, открытая за счет применения испарительных градирен с охлаждением воды при непосредственном контакте с атмосферным воздухом и со сбросом части воды в канализацию в виде продувки. Первая система оборотного водоснабжения – для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии	Оборотная вода

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					при атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии. Вторая система оборотного водоснабжения – для аппаратов, охлаждающих или конденсирующих продукты, которые при нормальном или аварийном состоянии при атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии. Вторая «а» система оборотного водоснабжения – для конденсаторов паровых турбин и охлаждения компрессоров. В состав БОВ входят: насосная станция с насосными агрегатами типа Д4000-95, Д3200-33 в общем количестве пятнадцати штук; железобетонные, вентиляторные, трехсекционные градирни, площадь каждой секции 192 м², в количестве четырех штук; железобетонная,	

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					вентиляторная, трехсекционная, двухсекционная и односекционная градирня СВГ-144, площадь каждой секции 192 м2, в количестве по одной штуке; - железобетонная, вентиляторная, трехсекционная, двухсекционная и односекционная градирня, разработанная по проекту проектно-конструкторского отдела, по аналогу марки СВГ-144, производство Россия с частичными изменением, площадь каждой секции 192 м2, в количестве по одной штуке; - четырёхсекционные, железобетонные нефтеотделители производительностью 880 л/с в количестве трех штук; - магистральные трубопроводы Ду200÷Ду1200 с запорно- регулирующей арматурой; - блок водоподготовки.	

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		Комплекс сооружений биологической очистки промышленных стоков (БОС).		Проектная производительность сооружений БОС: - по I системе – 1080 м3/ч; - по II системе – 470 м3/ч.	Комплекс предназначен для доочистки нефтесодержащих сточных вод I и II систем канализации, прошедших механическую и физико-химическую очистку. Биологическая очистка стоков I и II систем проводится отдельно. Стоки I системы подвергаются одноступенчатой биологической очистке в аэротенке, отстаиванию в радиальных отстойниках, очистке в сетчатом фильтре, доочистке на блоке песчаных фильтров и возвращаются на блок обратного водоснабжения. Стоки II системы подвергаются двухступенчатой биологической очистке в аэротенках, отстаиванию в радиальных отстойниках. Затем направляются на доочистку в аэрируемый пруд и сбрасываются в	Нефтесодержащие сточные воды.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					накопитель очищенных сточных вод Сарымсак и (или), как дополнительный источник технической воды, используются для нужд завода. Принцип действия сооружений биологической очистки сточных вод основан на окислении органических загрязнений за счет жизнедеятельности микроорганизмов активного ила при интенсивной аэрации. Активный ил адсорбирует и с помощью кислорода (воздуха) перерабатывает значительную часть загрязнений. Для питания микроорганизмов в сточных водах находятся органические вещества (органические кислоты, спирты, белки, углеводы и т.д.), которые для них являются источником углерода. Азот, фосфор и калий, которые также необходимы для жизнедеятельности, микроорганизмы получают	

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					из различных соединений: азот – из аммиака, нитратов, аминокислот, фосфор и калий – из минеральных солей. Часть окисляемых микроорганизмами веществ используется в процессах биосинтеза (образование биомассы активного ила), а другая часть превращается в безвредные продукты окисления: воду, углекислый газ, нитрат –, сульфат – ионы и т.д. С целью увеличения объема использования очищенных стоков после I системы биологической очистки для подпитки систем блока обратного водоснабжения введена в эксплуатацию станция фильтрования промышленных стоков. Для очистки промышленных стоков применяются самопромывные фильтры компании Huber Technology (Германия). Принцип работы фильтра Huber	

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					ContiFlow основан на комбинации 2-х процессов: 1. Восходящая фильтрация через фильтрующий слой и задержание взвешенных веществ; 2. Непрерывная/периодическая промывка фильтрующей среды.	
		Система охлаждающей воды и градирни титул Е-901.			Система представляет собой блок оборотного водоснабжения (БОВ), предназначенный для бесперебойной подачи охлажденной оборотной воды на технологические установки ТОО «ПНХЗ» и прием горячей оборотной воды, поступающей на БОВ. В состав водоблока входят следующие сооружения: - Нефтеотделители; - Градирня с мокрой приемной камерой (бассейн) насосной; - Здание реагентной обработки, в составе	Охлажденная обратная вода.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					которого: блок реагентной обработки воды; помещение фильтров, венткамера, электропомещение, склады.	
		Комплекс сооружений механической очистки промышленных стоков (МОС).		Производительность: - I системы – 470 м3/час - II системы – 230 м3/час.	Комплекс предназначен для очистки сточных вод, поступающих с установок завода. Очистка сточных вод производится в два этапа: 1. Механическая очистка сточных вод предназначена для выделения нерастворенных минеральных и органических примесей методом отстаивания сточных вод. При этом загрязнение сточных вод, поступающих с завода, уменьшается до величины, при которой можно производить физико-химическую очистку. 2. Физико-химическая очистка предназначена для удаления из сточной воды,	Сточные воды, поступающие с установок завода.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					прошедшей механическую очистку, мелкодисперсных и коллоидных частиц нефтепродуктов и механических примесей. Она сочетает в себе два метода: - укрепление агрегатов частиц коллоидной системы при помощи введения в сточные воды коагулянта алюминия сернокислого; - флотация сточной воды после коагулирования, при помощи которой происходит вынос агрегатов частиц загрязнений, прилипших к разделу фаз пузырьков воздуха и сточной воды. Очищенная физико-химическим методом сточная вода подается для доочистки на биологические очистные сооружения. Собранный на механических сооружениях нефтепродукт обезвоживается в парке разделочных резервуаров и откачивается на установку	

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					переработки нефтешлама фирмы Flottweg. Собранный на механических очистных сооружениях песок и шлам (пена), после флотационной установки, накапливаются в шламонакопителях. Сверхнормативные объемы сточных вод, поступающих на очистные сооружения, перекачиваются в аварийные амбары. Сточные воды по характеру загрязнений подразделяются на промливневые сточные воды и стоки ЭЛОУ. Соответственно на сооружения механической очистки предусмотрено разделение сточной воды на две, несвязанные между собой системы:	
		Разделочные резервуары (РР).			Парк разделочных резервуаров, поз. Р-21/1÷Р-21/4. Разделочные резервуары представляют собой наземные стальные вертикальные емкости,	Уловленные нефтепродукты.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					которые находятся внутри бетонного обвалования, предотвращающего аварийный разлив нефтепродукта из резервуаров. Разделочные резервуары предназначены для разделки (обезвоживания) уловленных на сооружениях нефтепродуктов в условиях предварительного подогрева в теплообменнике и разделения на легкий нефтепродукт, нефтешлам и воду. Установка переработки нефтешлама фирмы «Flottweg» (TRICANTER)	
		Установки переработки нефтешлама (УПНШ).		Производительность установки переработки нефтешлама фирмы «Flottweg» 5-7 м3/час.	предназначена для переработки нефтешлама. Установка переработки нефтешлама фирмы «Flottweg» состоит из следующих объектов: - трикантер; - шнековый транспортер; - станция приготовления флокулянта.	Нефтешлам.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
8.	Цех паровоздухоснабжения (Цех ПВС).	Воздушная компрессорная станция (ВКС).			Предназначена для обеспечения технологических установок и объектов предприятия сжатым воздухом следующих параметров: - технический воздух давлением 6 кгс/см ² ; - воздух, осушенный для КИПиА давлением 4,0-6,0 кгс/см ² с точкой росы минус 40°C; - технический воздух высокого давления (35 кгс/см ²).	Сжатый воздух.
		Установка технического воздуха и воздуха КИП Е902.			Предназначена для производства и распределения осушенного сжатого воздуха – воздуха КИП и технического воздуха, которые потребляются различными технологическими установками и объектами ТОО «ПНХЗ». Все жидкие реагенты цеха ПВС хранятся в герметичных емкостях.	Сжатый воздух, технический воздух. Жидкие реагенты в герметичных емкостях.

№п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/участков, входящих в состав производства/цеха	Ввод в эксплуатацию/модернизация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
		Е904 система распределения пара и сбора конденсата. Е907 система подготовки и распределения котловой питательной воды. Е908 система распределения деминерализованной воды. Е909 система извлечения и очистки конденсата. Е909/1 система теплофикационной воды.			Объект предусмотрен: - для сбора парового конденсата от потребителей пара; - для приготовления пара низкого давления; - для очистки парового конденсата до качества деминерализованной воды; - для утилизации тепла парового конденсата (нагрев теплофикационной воды); - для приготовления котловой питательной воды.	Паровой конденсат, пар низкого давления, котловая питательная вода.
		Центральная конденсатная станция, районные конденсатные станции №1, №2 и станция промышленной теплофикации. (ЦКС)			Станция предназначена для сбора и очистки конденсата от нефтепродуктов и возврата его на ТЭЦ-3. На ЦКС конденсат поступает с РКС-1, РКС-2, ПППН, от турбины компрессора ЦК-201 газовой компрессорной ПППН, с трассы №10 от бытовых блоков №6, 9 ПКОН, товарной лаборатории ТОО ИП «СЖС Казахстан ЛТД», топливной станции ПКОН и участка товарно-сырьевых	Очищенный от нефтепродуктов конденсат.

№п/ п	Наименование производства/цеха	Наименование установок/ участков, входящих в состав производства/ цеха	Ввод в эксплуатацию/модер низация	Производственная мощность	Технологический процесс	Продукты
1	2	3	4	5	6	7
					парков, эстакад налива, паровых спутников ПКОН, с участка ПРКПВиОК. Станция промышленной теплофикации предназначена для обеспечения потребителей тепловой энергией в виде теплофикационной воды. Вода производственной теплофикации (далее – ПТФ) на установки подается сетевыми насосами теплофикационной станции, территориально совмещенной с ЦКС. Теплофикационная вода подогревается паром 12 кгс/см ² до заданной температуры, в зависимости от температуры окружающей среды и скорости ветра, в соответствии с температурным графиком.	

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 66 из 159

Для ведения технологического процесса и обеспечения жизнедеятельности сотрудников предприятия используются следующие виды топливно–энергетических ресурсов:

- газообразное топливо собственной выработки (топливный газ);
- жидкое котельно-печное топливо собственной выработки;
- кокс нефтяной собственной выработки;
- тепловая энергия в виде пара и теплосетевой воды собственной выработки, а также приобретаемая у стороннего поставщика;
- электроэнергия, приобретаемая у стороннего поставщика.

Состав технологических процессов является достаточно современным и сбалансированным, что обеспечивает относительно высокую глубину переработки нефти 91,5%, за счет применения процессов каталитического крекинга, замедленного коксования и производства битума.

Для более эффективного использования бутан-бутиленовой фракции, производящейся в процессе каталитического крекинга, перспективно строительство установки алкилирования изобутана олефинами, что могло бы позволить увеличить производство бензина АИ-95 путем вовлечения высокооктанового алкилата, не содержащего ароматических углеводородов.

Организация основных энергозатратных процессов в составе комбинированных комплексов ЛК-6У и КТ-1 позволяет при формировании энергосберегающих мероприятий рассматривать возможность работы по «горячим связям» для снижения энергопотребления при нагреве сырья вторичных процессов переработки нефти.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 67 из 159

3 Характеристика текущего состояния территории, на которой планируется строительство, реконструкция и (или) эксплуатация объекта

3.1 Соотношение фактических концентраций МЗВ в атмосферный воздух с установленными технологическими показателями в СНДТ*/BREF**

Определение объектов технологического нормирования выбросов и маркерных веществ осуществляется посредством анализа имеющейся технической документации, регламентирующей проведение технологических операций (проектная (конструкторская) документация, технологические регламенты, руководства (инструкции) по эксплуатации, схемы, технические условия и другая эксплуатационная документация) по производству продукции, выполнению работ, оказанию услуг, и ее сравнения с соответствующими справочниками и заключениями по наилучшим доступным техникам.

Согласно статье 40 ЭК РК под технологическими нормативами выбросов понимаются экологические нормативы, устанавливаемые в виде предельного количества (массы) маркерных загрязняющих веществ на единицу объема эмиссий.

Под маркерными загрязняющими веществами понимаются наиболее значимые для эмиссий конкретного вида производства или технологического процесса загрязняющие вещества, которые выбираются из группы характерных для такого производства или технологического процесса загрязняющих веществ и с помощью которых возможно оценить значения эмиссий всех загрязняющих веществ, входящих в группу.

Маркерные загрязняющие вещества, уровни эмиссий маркерных загрязняющих веществ, связанные с применением наилучших доступных техник, определены в заключении по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утвержденной Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161.

Для определения технологических нормативов выбросов и маркерных веществ были проанализированы технологические регламенты производственных процессов и другая техническая документация ТОО «ПНХЗ» (список использованной литературы приведен в конце проекта). На основании проведенного анализа и сравнения показателей уровня фактических эмиссий в атмосферном воздухе, были определены объекты технологического нормирования и маркерные вещества. Объекты технологического нормирования определены в зависимости от объемов и состава выбросов загрязняющих веществ, связанных с основными технологическими процессами на ТОО «ПНХЗ».

Ниже представлен список основных объектов технологического нормирования на Павлодарском нефтехимическом заводе связанных с непрерывными выбросами загрязняющих веществ атмосферный воздух:

1. Установки первичной переработки нефти (АТ и АВТ)

Характер процесса: установки атмосферной и вакуумной переработки нефти (АТ и АВТ) являются первыми технологическими объектами, на которых происходит разделение сырой нефти на фракции при различных температурах.

2. Каталитический крекинг

Характер процесса: каталитический крекинг используется для переработки тяжелых углеводородных фракций в более легкие, такие как бензин и дизельное топливо.

3. Установки коксования

Характер процесса: коксование применяется для переработки тяжелых остатков нефти в кокс и легкие фракции.

4. Установки термического крекинга

Характер процесса: термический крекинг – это процесс переработки тяжелых углеводородов без применения катализаторов, в ходе которого происходит разложение молекул при высоких

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 68 из 159

температурах.

5. Установки гидроочистки

Характер процесса: гидроочистка используется для удаления сернистых соединений из нефтяных фракций. Процесс проходит с участием водорода под высоким давлением и при высокой температуре.

6. Резервуарные парки и эстакады налива

Характер процесса: резервуары для хранения нефти и нефтепродуктов, и эстакады налива являются источником выделения углеводородов и НМЛОС в атмосферу. Процесс выделения усиливается при колебаниях температуры и давлении.

7. Установки получения битумов и серы

Характер процесса: установка производства битумов предназначена для получения сырья для производства битумов, получение и отгрузка строительного, дорожного, кровельного битумов. Сырьем для производства битумов являются продукты вакуумной перегонки мазута. Производство серы связано с отпаркой кислых стоков (С-500/С-600), грануляцией и упаковки серы (С-840), регенерацией амина (С-850), производством серы и очистки хвостовых газов.

8. Факельные установки

Характер процесса: факельные системы предназначены для сжигания избыточных углеводородов и других газов, образующихся при различных технологических операциях.

На этих установках определены следующие технологические объекты, на которых определены технологические показатели, связанные с применением НДТ согласно заключению по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа» от 11 марта 2024 года № 161. К таким объектам относятся:

Технологические печи производства первичной переработки нефти имеют единую дымовую трубу – ИЗА №0001:

- технологические печи секции 100 - ЭЛОУ-АТ;
- технологические печи секции 200/1 - гидроочистка нафты;
- технологические печи секции 200/2 - каталитический риформинг;
- технологические печи секции 300/1 - гидроочистка дизельного топлива;
- технологические печи секции 300/2 - гидроочистка керосина.

Технологические печи, котлы-утилизаторы, регенератор каталитического крекинга производство глубокой переработки нефти имеют единую дымовую трубу – ИЗА №0262:

- технологические печи секции 001 - вакуумная перегонка мазута;
- технологические печи секции 100 – гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля);

- технологические печи секции 200 - каталитический крекинг и ректификация;
- регенератор секции 200 - каталитический крекинг и ректификация;
- котел -утилизатор секции 400 – утилизация тепла дымовых газов.

Технологические печи установки производства битума производства переработки тяжелых нефтяных остатков имеют единую дымовую трубу – ИЗА №0013:

- технологические печи установки получения битумов (П-1, П-2).

Технологические печи установки замедленного коксования производства переработки тяжелых нефтяных остатков имеют единую дымовую трубу – ИЗА №0026:

- технологические печи установки замедленного коксования (П-1/1, П-1/2, П-2).

Котел - утилизатор установки производства пара производства переработки тяжелых нефтяных остатков имеют единую дымовую трубу – ИЗА №0128:

- технологические печи установки замедленного коксования (П-1/1, П-1/2, П-2).

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 69 из 159

Для каждого объекта технологического нормирования проведен анализ выбросов ЗВ за последние три года согласно отчетам ПЭК и данных автоматизированной системы мониторинга за 2025 год. На основе данных по концентрациям ЗВ были выделены следующие маркерные загрязняющие вещества (МЗВ):

- СО (углерода оксид);
- SO₂ (диоксид серы);
- NO_x (оксиды азота);
- пыль (взвешенные частицы).

Эти вещества выбраны в качестве маркерных на основе их стабильного присутствия в выбросах.

В отношении печи дожигателя-инсинератора установки извлечения серы и обработки хвостовых газов (печь Клауса) в Заключении по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утвержденном Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 16 технологические показатели, связанные с применением НДТ, не определены, в связи с этим, сравнения не приводятся.

Эстакады налива не были включены в объекты технологического нормирования так как, являются неорганизованными источниками выбросов ЗВ т.е. без специально оборудованных газоотводящих устройств. Для неорганизованных источников выбросов определение концентраций ЗВ (мг/м³) методом инструментальных замеров и последующий их контроль невозможен. Резервуарные парки не были включены в объекты технологического нормирования по тем же причинам.

Факельные системы так же не подлежат инструментальному контролю ввиду технической сложности, связанной с соблюдением промышленной безопасности и так же не были включены в объекты технологического нормирования.

Согласно принятой ППЭЭ на 2026 – 2035 годы, поэтапное снижение объемов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу начнет осуществляться с 2027 года.

Технологические показатели (уровни эмиссий), связанные с применением наилучших доступных техник, для выбросов в атмосферный воздух представлены в Таблице 3.1.1.

Таблица 3.1.1 - Технологические показатели (уровни эмиссий), связанные с применением наилучших доступных техник, для выбросов в атмосферный воздух

Параметр	Тип установки/ режим сжигания	Технологические показатели, связанные с применением НДТ, (среднемесячные), мг/нм ³	Примечание	Основание
1	2	3	4	5
Технологические показатели, связанные с применением НДТ (из регенератора в процессе каталитического крекинга)				
NO _x , выраженный как NO ₂	Новая установка/ режим общего сжигания	менее 30 - 100	-	Таблица 2.1 Заключения по НДТ
	Действующая установка	менее 100 - 400		
Пыль	Новая установка	10 – 25	* исключается выдувание сажи в котел СО и через газовый охладитель; ** нижняя граница диапазона может быть достигнута с помощью 4 -фазных ЭСФ.	Таблица 2.2 Заключения по НДТ
	Действующая установка	10 – 50**		
SO ₂	Новая установка	≤ 300	* если применяется отбор сырья с низким содержанием серы (например, <0,5 % м.д.) (или гидроочистка) и/или очистка, что касается режимов общего сжигания: верхний предел диапазона технологических показателей, связанных с применением НДТ, составляет ≤ 600 мг/Нм ³ .	Таблица 2.3 Заключения по НДТ
	Действующая установка	100 - 1 200*		
Оксид углерода, выраженный как СО	Режим неполного сжигания	менее 100	-	Таблица 2.4 Заключения по НДТ
Технологические показатели, связанные с применением НДТ (для неметановых ЛОС и выбросов бензола в воздух в результате операций загрузки и разгрузки летучих жидких углеводородных соединений)				
Неметановые ЛОС	-	0,15 - 10 г/Нм ³ **, ***	почасовые значения в непрерывном режиме:	Таблица 2.5 Заключения по НДТ

-

-

Редакция 1

стр. 71 из 159

1	2	3	4	5
Бензол (3)	-	<1 мг/Нм ³	* более низкое значение достижимо с помощью двухступенчатых гибридных систем; ** верхнее значение достижимо с одноступенчатой адсорбционной или мембранной системой; *** мониторинг бензола может не потребоваться в тех случаях, когда выбросы НМЛОС находятся в нижней границе диапазона.	
Технологические показатели, связанные с применением НДТ (от установок сжигания (печи и котлы))				
СО	Печи на любом топливе	менее 100	-	Таблица 2.6 Заключения по НДТ
NO _x	Печь на газовом топливе	30 - 100 (для новых установок) 30 - 150 (для действующих установок)	-	Таблица 2.7 Заключения по НДТ
	Печь на комбинированном топливе	30 - 300	-	
SO ₂	Печь на газовом топливе	5 - 35	-	Таблица 2.8 Заключения по НДТ
	Печь на комбинированном топливе	35 - 400	-	

Объекты технологического нормирования и показатели, связанные с применением НДТ приведены в Таблице 3.1.2.

Таблица 3.1.2 - Источники выбросов установок, являющиеся объектами технологического нормирования и показатели, связанные с применением НДТ

№ п/п	Наименование производства/цеха	Номер и наименование источника загрязнения	Наименование установки/секции	Наименование источника выделения	Наименование загрязняющих веществ	Технологические показатели, связанные с применением НДТ согласно Заключения по НДТ, мг/нм ³	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Установка сжигания (печи и котлы) - Таблица 2.6 – 2.8 Заключения по НДТ							
1	Производство первичной переработки нефти	0001 Дымовая труба	1. Секция 100 - ЭЛОУ-АТ (ЭЛОУ – электрообессоливание, обезвоживание нефти, АТ-разделение нефти на фракции); 2. Секция 200/1 – гидроочистка нефти; 3. Секция 200/2 – каталитический риформинг; 4. Секция 300/1 – гидроочистка дизельного топлива 5. Секция 300/2 – гидроочистка керосина	1. Технологическая печь П-101 (нагрев нефти колонн К-101, К-102); 2. Технологическая печь П-102 (нагрев сырья колонны К-104) 3. Технологическая печь П-201 (нагрев газосырьевой смеси гидроочистки); 4. Технологическая печь П-202 (нагрев гидрогенизата с куба колонны К-201); 5. Технологическая печь П-203 (нагрев газосырьевой смеси риформинга); 6. Технологическая печь П-204 (нагрев катализата с куба колонны К-202) 7. Технологическая печь П-205 (нагрев газа сушки адсорберов); 8. Технологическая печь П-301/1 (нагрев газосырьевой смеси); 9. Технологическая печь П-301/2 (нагрев газосырьевой смеси); 10. Технологическая печь А500-П-501 (нагрев газосырьевой смеси); 11. Технологическая печь А500-П-502 (нагрев газосырьевой смеси).	Оксиды азота (NO _x)	30 - 300	действующая установка, комбинированное топливо
					Сера диоксид (SO ₂)	35 - 400	
					Углерод оксид (CO)	менее 100	

1	2	3	4	5	6	7	8
2	Производство глубокой переработки нефти	0262 Дымовая труба	1. Секция 001 – вакуумная перегонка мазута; 2. Секция 100 – гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля); 3. Секция 200 – каталитический крекинг и ректификация; 4. Секция 400 – утилизация тепла дымовых газов	1. Технологическая печь П-601/2 (нагрев мазута); 2. Технологическая печь П-101 (нагрев вакуумного дистиллята); 3. Технологическая печь П-102 (нагрев нестабильного гидрогенизата); 4. Топка под давлением П- 201 (подогрев воздуха от от ЦК-201/1,2,3 в Р-202); 5. Регенератор каталитического крекинга Р-202 (аппарат для выжига кокса с поверхности катализатора); 6. Котел – утилизатор П-401 (утилизация дымовых газов от С-200, выработка пара 12).	Оксиды азота (NO _x) Сера диоксид (SO ₂) Углерод оксид (CO) Пыль	30 - 300 35 - 400 менее 100 10 – 50**	действующая установка, комбинированное топливо действующая установка, ** нижняя граница диапазона может быть достигнута с помощью 4 -фазных ЭСФ
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков	0013 Дымовая труба	Установка производства битумов	1. Технологическая печь П-1 (нагрев мазута); 2. Технологическая печь П-2 (дожиг газов окисления и ректификации).	Оксиды азота (NO _x) Сера диоксид (SO ₂) Углерод оксид (CO)	30 - 300 35 - 400 менее 100	действующая установка, комбинированное топливо
		0026 Дымовая труба	Установка замедленного коксования	1. Технологическая печь П-1/1 (нагрев вторичного сырья); 2. Технологическая печь П-1/2 (нагрев вторичного сырья); 3. Технологическая печь П-2 (нагрев первичного сырья).	Оксиды азота (NO _x) Сера диоксид (SO ₂) Углерод оксид (CO)	30 - 150 5 - 35 менее 100	действующая установка, газообразное топливо
		0128 Дымовая труба	Установка производства пара	Котел - утилизатор КУ-101 (выработка пара 12 кгс/см ² в заводскую сеть)	Оксиды азота (NO _x) Сера диоксид (SO ₂) Углерод оксид (CO)	30 - 150 5 - 35 менее 100	действующая установка, газообразное топливо

Объекты, не подлежащие технологическому нормированию приведены в Таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 - Объекты, не подлежащие технологическому нормированию

№ п/п	Наименование производства/цеха	Наименование установки/секции	Наименование технологического оборудования	Обоснование
1	2	3	4	5
1	Производство первичной переработки нефти	Установки утилизации тепла дымовых газов	Котел – утилизатор КУ-101, КУ-201	При эксплуатации не используется топливо.
2	Производство глубокой переработки нефти	Секция 400 - утилизация тепла дымовых газов	Котел - утилизатор П-402/1	При эксплуатации не используется топливо.
3	Производство серы и общезаводское хозяйство	Секция получения серы и очистки хвостовых газов А710	Котел – утилизатор КУ А710-В-101, КУ А710-В-201, КУ А710-В-301	При эксплуатации не используется топливо.
4	Производство серы и общезаводское хозяйство	Секция получения серы и очистки хвостовых газов А710	Печь дожига – инсинератор А710-IN-301	Печь дожига – инсинератор А710-IN-301 не относится к установке сжигания, а является частью системы процесса Клауса (процесса переработки сероводорода). Требования к процессу Клауса Справочником НДТ и Заключением по НДТ не установлены.
5	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов	Эстакады слива-налива нефтепродуктов	Эстакада 79/2 – налив топлива для реактивных двигателей марки РТ, автомобильных бензинов марок АИ-92, АИ-95. Эстакада 79/3 - налив дизельного топлива летнего, межсезонного, автомобильного бензина марки АИ-95 (АИ-98), нафты.	Эстакады налива не является основным загрязнителем атмосферного воздуха, валовые выбросы эстакад налива от общих выбросов нефтехимического завода составляют менее 2,5%. В целях обеспечения экономии бюджетных средств и оптимизации расходов, проведен анализ экономической целесообразности внедрения мероприятий по сокращению ЛОС в результате операций погрузки и разгрузки летучих жидких углеводородов. Технологии, предложенные в Заключении по НДТ, влекут техническую сложность реализации мероприятий, высокие затраты на реализацию и эксплуатационное содержание, незначительный объем улавливаемых потерь (низкую экологическую эффективность). Также, в связи с тем, что эстакады налива являются неорганизованными источниками выбросов загрязняющих веществ невозможно обеспечить проведение инструментальных замеров концентраций загрязняющих веществ, соответственно отсутствует возможность демонстрации достижения установленных нормативов.

Принятые технологические показатели представлены в Таблице 3.1.4.

Таблица 3.1.4 – Принятые технологические показатели для выбросов в атмосферный воздух

№ п/п	Наименование производства/цеха	Номер и наименование источника загрязнения	Наименование установки/секции	Наименование источника выделения	Наименование загрязняющих веществ	Технологические показатели, связанные с применением НДТ, мг/нм ³	
						по Заклучению НДТ	принятые ТОО «ПНХЗ»
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Производство первичной переработки нефти	0001 Дымовая труба	1.Секция 100 - ЭЛОУ-АТ (ЭЛОУ - электрообессоливание, обезвоживание нефти, АТ-разделение нефти на фракции); 2.Секция 200/1 - гидроочистка нафты; 3.Секция 200/2 - каталитический риформинг; 4.Секция 300/1 - гидроочистка дизельного топлива; 5.Секция 300/2 - гидроочистка керосина.	1.Технологическая печь П-101 (нагрев нефти колонн К-101, К-102); 2.Технологическая печь П-102 (нагрев сырья колонны К-104); 3.Технологическая печь П-201 (нагрев газосырьевой смеси гидроочистки); 4.Технологическая печь П-202 (нагрев гидрогенизата с куба колонны К-201) 5.Технологическая печь П-203 (нагрев газосырьевой смеси риформинга); 6.Технологическая печь П-204 (нагрев катализата с куба колонны К-202); 7.Технологическая печь П-205 (нагрев газа сушки адсорберов); 8.Технологическая печь П-301/1 (нагрев газосырьевой смеси); 9.Технологическая печь П-301/2 (нагрев газосырьевой смеси); 10.Технологическая печь А500-П-501 (нагрев газосырьевой смеси); 11.Технологическая печь А500-П-502 (нагрев газосырьевой смеси).	Оксиды азота (NO _x)	30 - 300	Оксиды азота (NO _x) – 300
					Сера диоксид (SO ₂)	35 - 400	Сера диоксид (SO ₂) – 400
					Углерод оксид (CO)	менее 100	Углерод оксид (CO) - 99
2	Производство глубокой переработки нефти	0262 Дымовая труба	1.Секция 001 - вакуумная перегонка мазута; 2.Секция 100 - гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля); 3.Секция 200 - каталитический крекинг и ректификация; 4.Секция 400 - утилизация тепла дымовых газов	1.Технологическая печь П-601/2 (нагрев мазута); 2.Технологическая печь П-101 (нагрев вакуумного дистиллята); 3.Технологическая печь П-102 (нагрев нестабильного гидрогенизата); 4.Топка под давлением П- 201 (подогрев воздуха от ЦК-201/1,2,3 в Р-202); 5.Регенератор каталитического крекинга Р-202 (аппарат для выжига кокса с поверхности катализатора); 6.Котел – утилизатор П-401 (утилизация дымовых газов от С-200, выработка пара 12)	Оксиды азота (NO _x)	30 - 300	Оксиды азота (NO _x) – 300 Пыль - 50 Сера диоксид (SO ₂) – 400 Углерод оксид (CO) - 99
					Сера диоксид (SO ₂)	35 - 400	
					Углерод оксид (CO)	менее 100	
					Пыль	50	

-

-

Редакция 1

стр. 76 из 159

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков	0013	Установка производства битумов	1.Технологическая печь П-1 (нагрев мазута); 2.Технологическая печь П-2 (дожиг газов окисления и ректификации)	Оксиды азота (NOx)	30 - 300	Оксиды азота (NOx) – 300 Сера диоксид (SO ₂) – 400 Углерод оксид (CO) - 99
		Дымовая труба			Сера диоксид (SO ₂)	35 - 400	
					Углерод оксид (CO)	менее 100	
		0026	Установка замедленного коксования	1.Технологическая печь П-1/1 (нагрев вторичного сырья) 2.Технологическая печь П-1/2 (нагрев вторичного сырья) 3.Технологическая печь П-2 (нагрев первичного сырья)	Оксиды азота (NOx)	30 - 150	Оксиды азота (NOx) – 150 Сера диоксид (SO ₂) – 35 Углерод оксид (CO) - 99
		Дымовая труба			Сера диоксид (SO ₂)	5 - 35	
					Углерод оксид (CO)	менее 100	
		0128	Установка производства пара	Котел - утилизатор КУ-101 (выработка пара 12 кгс/см ² в заводскую сеть)	Оксиды азота (NOx)	30 - 150	Оксиды азота (NOx) – 150 Сера диоксид (SO ₂) – 35 Углерод оксид (CO) - 99
		Дымовая труба			Сера диоксид (SO ₂)	5 - 35	
					Углерод оксид (CO)	менее 100	

3.2 Соотношение фактических концентраций МЗВ в сбросах с установленными в СНДТ*/BREF**

Под маркерными загрязняющими веществами принимаются нефтепродукты и фенольный индекс. Согласно данным мониторинговых исследований, проведенных за последние три года. По результатам исследований отчетливо видно, что максимальная концентрация 2,14 мг/дм³ при том, что технологический показатель согласно заключению НДТ составляет 0,3 мг/дм³. По фенольному индексу максимальная концентрация составляет 0,06 мг/дм³ при технологическом показателе 0,25 мг/дм³. Следовательно фенольный индекс имеют большой запас по отношению к технологическим показателям.

Таблица 3.2 – Соотношение фактических концентраций МЗВ в сбросах с установленными в СНДТ*/BREF**

Наименование технологического процесса	Наименование МЗВ	Концентрации, мг/дм3						Технологический показатель, мг/дм3
		2023 год		2024 год		2025 год		
		мин.	макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Очистка сточных вод	Нефтепродукт	0,209	2,14	0,214	1,25	0,39	1,27	0,3
	Фенолы	0,0005	0,06	0,0005	0,05	0,01	0,04	0,25

Примечания:

-* Справочники по НДТ Республики Казахстан;

- ** аналогичные и сопоставимые справочники, официально применяемых в государствах, являющихся членами Организации экономического сотрудничества и развития.

Графа 1 – технологический процесс согласно технической документации (технологический регламент/ проект) Оператора;

Графа 2 – МЗВ от соответствующего технологического процесса;

Графы 3–8 – фактические концентрации МЗВ согласно результатам программы производственного экологического контроля (далее - ПЭК) за несколько лет, но не более пяти лет (в случае объекта, не введенного в эксплуатацию на основании проектных данных);

Графа 9 – технологический показатель согласно СНДТ*/BREF**, соответствующей отрасли экономики.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 78 из 159

4. Характеристика используемой или предполагаемой к использованию техники с наилучшими доступными техниками, приведенными в заключениях о наилучших доступных техниках по соответствующим областям их применения

Требования, связанные с применением наилучших доступных техник (НДТ) в Республике Казахстан установлены в заключении по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утверждённой Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161.

Очистные сооружения ТОО «ПНХЗ» представляют собой комплекс инженерных сооружений, обеспечивающих канализацию сточных вод – I-ой и II-ой системы канализации, дренаж, очистку и обезвреживание сточных вод на сооружениях механической и биологической очистки, доочистку сточных вод в естественных условиях биопрудов и разгрузку сточных вод путем испарения в накопителе «Сарымсак».

Предполагаемое использование как доочистка планируется изучение дополнительной усиленной биологической очистки и предотвращение загрязнения до поступления на очистные установки.

В соответствии с национальными документами государственного планирования при установлении технологических нормативов предлагаются следующие иные технологические показатели: внедрение оборотного и повторного водоснабжения – до 100 % с учетом применимости в технологических процессах.

Возврат очищенной сточной воды, используемой в качестве повторного водоснабжения, варьируется в пределах 69-72%.

Повторное водоснабжение	2023 год	2024 год	2025 год
Возврат очищенных стоков, %	70	69	72

Повторно используемые очищенные сточные воды требуются для:

- подпитки блока оборотного водоснабжения;
- подпитки сетей производственно-пожарного водопровода;
- на производственные нужды.

Предприятие возвращает в производство максимальное количество воды – 72%, доведение повторного водоснабжения до 100% является невозможным по причине отсутствия необходимости. Излишки очищенной сточной воды направляются в накопитель замкнутого типа.

ТОО «ПНХЗ» входит в лучшие 10% заводов по повторному использованию воды (рециклу).

Согласно данным международного исследования Solomon Associates за 2022 г. (в исследовании участвуют более 350 НПЗ мира), ТОО «ПНХЗ» входит в топ 25% заводов по интенсивности потребления воды.

В Таблице ниже представлено соотношение очищенной сточной воды и свежей технической воды в оборотной замкнутой системе.

Год	Объем оборотной воды в замкнутой системе, м ³			Соотношение оборотной воды в замкнутой системе, %		
	общий объем	свежая техническая вода	очищенная сточная вода	общий объем	свежая техническая вода	очищенная сточная вода
1	2	3	4	5	6	7
2023	117 036 715	679 365	116 357 350	100	0,6	99,4

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ			Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы			
-			-	Редакция 1	стр. 79 из 159	
1	2	3	4	5	6	7
2024	116 990 638	444 202	116 546 436	100	0,4	99,6
2025	120 196 344	348 955	119 847 389	100	0,3	99,7

Как видно из Таблицы потребление свежей технической воды в период с 2022 по 2024 годы уменьшился от 0,6% до 0,3%, очищенная сточная вода от общего объема воды в оборотной замкнутой системе составляет 99,4 – 99,7%.

В целях увеличения доли повторного использования очищенных стоков и снижения потребления свежей технической воды реализованы следующие мероприятия:

- смонтирован трубопровод подачи очищенной воды после II системы биологических очистных сооружений (БОС) к технологическим установкам;
- выполнен капитальный ремонт градирни №8 блока оборотного водоснабжения;
- выведены в информационную систему MES данные по потерям воды БОВ, данные по работе градирен;
- реализован проект «Строительство фильтровальной станции для очистки возвратных стоков подпитки БОВ»;
- реализована программа «Чистая вода» - установлены фильтры для очистки питьевой воды в каждом здании;
- установлены приборы учета подпитки на каждой системе блока оборотного водоснабжения;
- установлены приборы учета оборотной воды по каждой системе оборотного водоснабжения у потребителей.

4.1 Оценка соответствия наилучшим доступным техникам

Технологическое нормирование включает контроль и управление выбросами загрязняющих веществ (МЗВ) на различных этапах переработки нефти и газа.

Внедрение НДТ направлено на сокращение негативного воздействия на окружающую среду, повышение энергоэффективности и улучшение экологической безопасности, при сохранении экономической эффективности производства. Данные меры позволяют снизить выбросы загрязняющих веществ, улучшить контроль за производственными процессами, что способствует устойчивому развитию завода и его соответствию международным экологическим требованиям.

Таблица 4.1. – Оценка соответствия наилучшим доступным техникам (атмосферный воздух)

Наименование НДТ	Техника НДТ	Техника объекта	Заключение о соответствии НДТ
1	2	3	4
Замкнутая система продувки для сброса давления с коксового барабана на установках коксования	НДТ 44. Использовать закрытую систему продувки	Замедленное коксование (действующая технология)	Соответствует
Рекуперация коксового газа отдувки и использование его в качестве топливного газа НПЗ	НДТ 44. Рекуперация газа в качестве компонента технологического топлива НПЗ (включая вентиляцию перед открытием барабанной печи)	Замедленное коксование (действующая технология)	Соответствует
Сбор и утилизация коксовой мелочи (систематический сбор и утилизация коксовой мелочи, образующейся в течение всего процесса коксования (бурение, обработка, дробление, охлаждение и т. д.).	НДТ 44. Сбор и переработка коксовой мелочи	Замедленное коксование (действующая технология)	Соответствует
Использование блоков осушки ВСГ и сырья процессов изомеризации и гидрогенизационных процессов с периодическим переключением на регенерацию, что позволяет сократить металлоемкость установки, расходы материалов, реагентов, энергоресурсов и эксплуатационные расходы	НДТ 26. Использование отработанного едкого натра. Каскадная очистка нефтепродуктов едкими растворами	Изомеризация и сплиттер нефти (действующая технология)	Соответствует
Технология оптимизации, подбора или исключения хлорсодержащих промоторов катализаторов процесса каталитического риформинга или катализаторов процесса изомеризации для снижения количества образующихся полихлорированных дибензопарадиоксинов (ПХДД) и дибензолфуранов (ПХДФ) при регенерации катализатора	НДТ 27. Выбор промотора катализатора	Изомеризация и сплиттер нефти (действующая технология)	Соответствует
Технология снижения выбросов оксидов серы SO _x при регенерации катализаторов процесса каталитического крекинга путем использования промоторов связывания – специальных каталитических добавок к основному катализатору с последующим восстановлением серы в реакторе до сероводорода	НДТ 85. Применение присадок к катализаторам, восстанавливающим SO _x	Каталитический крекинг Секция 200 (действующая технология)	Соответствует
Технология очистки дымовых газов регенерации катализатора процесса каталитического риформинга от хлорсодержащих соединений непрерывной рециркуляции газа регенерации через абсорбирующий слой поглотителя	НДТ 27. Очистка регенерированных дымовых газов	Каталитический риформинг Секция 200/2 (действующая технология)	Соответствует
Использование резервуаров специальной конструкции с уменьшением объема газового пространства и специальных уплотнителей	НДТ 55. Установка вторичных и третичных уплотняющих затворов крыши	Переработка нефти (действующая технология)	Соответствует

Внедрение и поддержание системы экологического менеджмента (СЭМ), соответствующей требованиям СТ РК ISO 14001-2016 (001)	НДТ 1. Внедрение и соблюдение системы экологического менеджмента (СЭМ) для улучшения общих экологических показателей установок по переработке нефти и газа.	Переработка нефти (действующая технология)	Соответствует
Системы управления и контроля за эксплуатацией резервуаров, обнаружения утечек и переливов	НДТ 56. Система обнаружения утечек	Переработка нефти (действующая технология)	Соответствует
Термическое окисление газообразных продуктов выше 800 °С. Мокрая очистка газовых накладных расходов	НДТ 48. Термическое окисление газообразных продуктов при температуре выше 800 °С	Производство битума (действующая технология)	Соответствует
Использование технологий снижения эмиссии в атмосферу оксидов серы (SOx) (использование каталитических присадок, установки очистки хвостовых газов, обессеривание дымового газа, нерегенеративная очистка, мокрая очистка, регенеративная очистка с использованием абсорбирующего реагента, сухая или полусухая очистка вместе с системой фильтрацией)	НДТ 39. Применение присадок к катализаторам, восстанавливающим SO ₂	Производство серы (действующая технология)	Соответствует
Системы улавливания сбросов газовых сред от предохранительных клапанов и направлением их в факельные системы или в систему утилизации для выработки вторичной энергии	НДТ 76. Улавливание отходящих газов и их использование в качестве топлива	Факельная система (действующая технология)	Соответствует
Применение факельного сжигания только в экстренных ситуациях или при особых эксплуатационных условиях (например, пуск, останов) для предотвращения выбросов в атмосферу от факелов	Техники для предотвращения или сокращения выбросов от сжигания на факелах. 1.30.7. Другие техники	Факельная система (действующая технология)	Соответствует
Технология аминовой очистки и доочистки отходящих газов, содержащих сероводород с блоком регенерации амина	НДТ 80. Восстановление серы и уменьшение выбросов SO	Факельная система (действующая технология)	Соответствует
Установка очистки СУГ (MEROX)	Удаление серосодержащих газов, например, путем очистки амином. 1.30.3 Оксиды серы (SOX)	Производство первичной переработки нефти (действующая технология)	Соответствует
Печь установки производства битумов	НДТ 48. Термическое окисление газообразных продуктов при температуре выше 800 °С	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков (действующая технология)	Соответствует
Проведение Технического аудита, установка датчиков онлайн мониторинга коррозии в режиме реального времени в программе MES Ignition. Сотрудничество с АО «ИТКЭ ИМ. Д.В. Сокольского».	НДТ 56. Программа технического обслуживания, включающая мониторинг, предотвращение и контроль коррозии	ПППН, ПКОН, ППТН, ППТНО, ПСиОЗХ, ПСН, Цех "ВиК", Цех "ПВС" (действующая технология)	Соответствует

Оснащение «под ключ» понтонами резервуаров Р-1, Р-2 Парка 29/3.	НДТ 54. Хранение летучих жидких углеводородных соединений	Производство компаундирования и отгрузки нефтепродуктов (действующая технология)	Соответствует
Использование технологий снижения эмиссий в атмосферу оксидов азота (NOx) (снижение соотношения воздух/топливо, ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымового газа, ввод инертных разбавителей для снижения концентрации азота в дымовых газах, избирательное каталитическое восстановление NOx до азота, низкотемпературное окисление NOx, контроль и мониторинг за процессом горения, использование специальных горелок)	НДТ 37. Оптимизация технологического процесса НДТ 70. Повышение коэффициента полезного действия	Производство первичной переработки нефти, производство глубокой переработки нефти (действующие технологии)	Соответствует
Внедрение автоматизированной системы мониторинга	НДТ 4. Проведение мониторинга выбросов загрязняющих веществ	Производство первичной переработки нефти, производство глубокой переработки нефти, установка производства битумов производства переработки тяжелых нефтяных остатков (действующие технологии)	Соответствует
Использование технологий снижения эмиссий в атмосферу диоксид серы (SO2) - снижение выбросов от установок сжигания (печи и котлы), регенератора в процессе каталитического крекинга (применение комбинации НДТ)	НДТ 70. Гидроочистка жидкого технологического топлива (п.2), повышение коэффициента полезного действия (п.4), использование техник по снижению выбросов (п.5)	Производство первичной переработки нефти, производство глубокой переработки нефти, установка производства битумов (планируемая к внедрению технология)	Не соответствует
Использование технологий снижения эмиссий в атмосферу оксидов азота (NOx) (снижение соотношения воздух/топливо, ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымового газа, ввод инертных разбавителей для снижения концентрации азота в дымовых газах, избирательное каталитическое восстановление NOx до азота, низкотемпературное окисление NOx, контроль и мониторинг за процессом горения, использование специальных горелок)	НДТ 70. Гидроочистка жидкого технологического топлива (п.2), повышение коэффициента полезного действия (п.4), использование техник по снижению выбросов (п.5)	Установка производства битумов производства переработки тяжелых нефтяных остатков (действующая технология)	Соответствует
Использование технологий снижения эмиссий в атмосферу Снижение выбросов углерода оксида (CO) от установок сжигания (печи и котлы), регенератора в процессе каталитического крекинга (применение комбинации НДТ)	НДТ 70. Повышение коэффициента полезного действия (п.4)	Производство первичной переработки нефти, производство глубокой переработки нефти (действующие технологии)	Соответствует
Использование технологий снижения эмиссий в атмосферу Снижение выбросов углерода оксида (CO) от установок сжигания (печи и котлы)	НДТ 70. Повышение коэффициента полезного действия (п.4), использование техник по снижению выбросов (п.5)	Установка производства битумов производства переработки тяжелых нефтяных остатков (действующая технология)	Соответствует

Таблица 4.2. – Оценка соответствия наилучшим доступным техникам (сбросы)

Наименование НДТ	Техника НДТ	Техника объекта	Заключение о соответствии НДТ
1	2	3	4
СНДТ*/BREF**			
Сбросы			
НДТ8 Сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды	Интеграция водных потоков	Вторичное использование использованной воды. Для обессоливания сырой нефти на установке Е-126 используется вода, извлеченная из процесса получения серы вместо свежей технической воды. (действующая технология)	Соответствует
НДТ8 Сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды	1. Система водоотведения для разделения потоков загрязненной воды 2. Разделение потоков незагрязненной воды (например, однократное охлаждение, дождевая вода)	Все потоки образования сточных вод направляются на очистку по отдельным лоткам в тот процесс очистки, которая ему соответствует (действующая технология)	Соответствует
НДТ8 Сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды	Предотвращение разливов и утечек	Все потоки проходят по герметичным трубопроводам, накопитель имеет оборудованные борты. (действующая технология)	Соответствует
НДТ 85	Организация комплексно застроенных водно-болотных угодий	Накопитель (действующая технология)	Соответствует
НДТ 11	Применение доочистки	Биологическая очистка (действующая технология)	Соответствует
НДТ 84	Дополнительная очистка	Установка ультрафильтрации и обратноосмотических мембран (планируемая к внедрению технология)	Соответствует частично

Примечание. Оценка проводится по каждому объекту, указанному в разделе 6.

*/** - источник информации.

Графа 1 – наименование НДТ согласно источнику информации.

Графа 2 – указывается соответствующая техника, метод или технология для НДТ представленной в графе 1.

Графа 3 – действующая или планируемая к внедрению техника, метод или технология на объекте.

Графа 4 – указывается любое из: соответствует / частично соответствует / не соответствует НДТ.

Таблица 4.3. – Оценка соответствия наилучшим доступным техникам (отходы)

Наименование НДТ	Техника НДТ	Техника объекта	Заключение о соответствии НДТ
1	2	3	4
СНДТ*/BREF**			
Отходы			
НДТ15 Повторное использование шлама в технологических установках	Некоторые виды шлама (например, нефтешлам) могут перерабатываться в установках (например, коксование) как часть сырья из-за содержания в них нефти (п.2)	Установка переработки нефтешлама (действующая технология)	Соответствует

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 85 из 159

Применяемая технология по очистке сточных вод соответствует научно-техническому уровню в стране.

На предприятии используемые и планируемые отраслевые технологии, техника и оборудование, обеспечивающие организационные и управленческие меры, направлены на снижение уровня негативного воздействия хозяйственной деятельности на окружающую среду до обеспечения целевых показателей качества окружающей среды.

Технологии являются доступными, потому что они разработаны в масштабе, необходимом для реализации в соответствующих секторах, с экономическими условиями, на основе выгод и затрат, приемлемых для предприятия.

Очистные сооружения ТОО «ПНХЗ» представляют собой многоступенчатый процесс очистки, в который входит - дренаж, очистка и обезвреживание сточных вод на сооружениях механической и биологической очистки, доочистка сточных вод в естественных условиях биопрудов и после уже отправки условно чистой воды для испарения в накопитель «Сарымсак» и подпитки системы производственно –противопожарного водопровода.

В качестве дополнительного источника технического водоснабжения в целях экономного и рационального использования свежей технической воды на предприятии предусмотрено вторичное использование очищенных сточных из I-й и частично из II-й системы канализации.

Очистные сооружения соответствуют строительным правилам СП РК 4.01-106-2018, действующие на территории Республики Казахстан.

Несмотря на то, что действующий комплекс очистки сточных вод действует уже более 40 лет, технологические процессы полностью соответствуют стандартам, но сороколетний износ плохо сказывается на общем процессе. Правильность работы всего процесса очистки можно оценивать только по окончательному результату выхода очищенных сточных вод.

Согласно требованиям санитарно-гигиеническим, экологическим нормативам, сбросы не превышают показатели гигиенических нормативов.

Сравнивая технологический процесс очистных сооружений ТОО «ПНХЗ» с мировыми методами очистки сточных вод разной категории можно отметить, что в имеющемся комплексе имеются все возможные стадии очистки, доочистки сточных вод имеющиеся в мире.

В своей деятельности ТОО «ПНХЗ» стремится сокращать объемы водопотребления, повышать эффективность использования водных ресурсов, наращивать повторное и оборотное использование воды, повышать качество стоков и минимизировать воздействие на природные водные объекты. В частности, чтобы сберечь водные ресурсы, в 2021 году на предприятии был проведен ремонт градирни №8. Это позволило снизить потребление свежей технической воды на 3 тысячи кубометров в год.

Постепенно снижается количество сбросов загрязняющих веществ в накопитель очищенных сточных вод «Сарымсак», которое расположено в 14 километрах от предприятия и функционирует с 1979 года. Именно сюда сбрасываются очищенные сточные воды нефтехимического завода после всех степеней очистки. Снижения сбросов удастся добиться с помощью увеличения объемов повторно используемой воды. По состоянию на 2025 год возврат очищенных стоков на производство составляет 72%: на блок оборотного водоснабжения, подпитку противопожарного водопровода и технологические нужды.

Повторно используемая вода – это очищенная вода II системы, которая используется для подпитки системы производственно-противопожарного водопровода, а также для подпитки БОВ.

Как показывает динамика, за последние три года, объем повторно-используемой воды в период с 2023 по 2025 годы увеличился с 69% до 72% - на 3%

Согласно данным справочника НДТ - Технологии очистки сточных вод НПЗ являются проверенными технологиями, и в настоящее время в мире акцент сместился на предотвращение и сокращение потоков загрязненных сточных вод на установки доочистки. Если обратить внимание на таблицу 2-3 Эффективность работы сооружений, можно увидеть, что очистка основных компонентов достигает от 94,9 по БПК и 99,98 по нефтепродуктам.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 86 из 159

4.2 Предлагаемые технологические нормативы выбросов

Требования по мониторингу выбросов загрязняющих веществ, связанные с применением наилучших доступных техник (НДТ) в Республике Казахстан установлены в заключении по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утверждённой постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161 и ориентированы на обеспечение непрерывного контроля выбросов для установок с наибольшими объемами эмиссий. Требования по мониторингу на технологических установках с указанием обязательной частоты мониторинга приведены в таблице ниже.

Таблица 4.2.1 - Требования по мониторингу, связанные с применением наилучших доступных техник (выбросы)

№ п/п	Описание	Технологическая установка	Минимальная частота****
1	2	3	4
1	Выбросы SO ₂ , NO _x и пыли	Каталитический крекинг	Непрерывный
		Установки сжигания (печи и котлы) от 50 до 100 МВт* и установки процессов коксования	Непрерывный
		Установки сжигания (печи и котлы) <50 МВт *	Один раз в год и после значительных изменений в топливе
2	Выбросы CO	Установки каталитического крекинга и сжигания ≥ 100 МВт ***	Непрерывный
		Другие установки сжигания (печи и котлы)	
			Один раз в 6 месяцев

* относится к общей номинальной тепловой мощности всех установок сжигания (печи и котлы), подключенных к дымовой трубе, в которой происходят выбросы;

*** сурьма (Sb) измеряется только в установках каталитического крекинга, когда в процессе используется ввод Sb (например, для пассивации металлов), за исключением установок сжигания (печи и котлы), работающих только на газообразном топливе;

Согласно статье 186 Экологического Кодекса РК мониторинг эмиссий в окружающую среду на объектах I категории должен включать в себя использование автоматизированной системы мониторинга эмиссий в окружающую среду.

Функционирование автоматизированной системы мониторинга, осуществляемые ею измерения, их обработка, передача, хранение и использование должны соответствовать требованиям законодательства Республики Казахстан в области технического регулирования, об обеспечении единства измерений и об информатизации.

Мониторинг эмиссий ЗВ в атмосферу на основных источниках выбросов проводится с внедрением автоматизированной системы мониторинга (АСМ) эмиссий на источниках предприятия с учетом технических и нормативных требований к АСМ согласно «Правилам ведения автоматизированного мониторинга эмиссий в окружающую среду при проведении производственного экологического контроля» (Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 22 июня 2021 года № 208) далее «Правила АСМ».

В 2025 году введены АСМ на следующих источниках загрязнения атмосферы, указанных в таблице 4.4. Перечень ИЗА в рамках внедрения АСМ.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 87 из 159

Таблица 4.2.2 - Перечень ИЗА, в рамках внедрения АСМ

Наименование производства	Наименование источника выброса	Номер ИЗА
1	2	3
Производство первичной переработки нефти	Дымовая труба	0001
Производство глубокой переработки нефти	Дымовая труба	0262
Установка производства битумов производства переработки тяжелых нефтяных остатков	Дымовая труба	0013

Таблица 4.2.3 – Предлагаемые технологические нормативы выбросов

Источник загрязнения	Маркерное вещество	Предельное значение до	Предельное значение после	Единица измерения	Периодичность контроля
1	2	3	4	14	15
0001 - дымовая труба производства первичной переработки нефти: - секция 100 - ЭЛОУ-АТ, технологические печи (П-101, П-102); - секция 200/1 - гидроочистка нефти, технологические печи (П-201, П-202); - секция 200/2 - каталитический риформинг, технологические печи (П-203, П-204, П-205); - секция 300/1 - гидроочистка дизельного топлива, технологические печи (П-301/1, П-301/2); - секция 300/2 - гидроочистка керосина, технологические печи (А500-П-501, А500-П-502)	оксиды азота (NO _x)	141	300	мг/нм ³	непрерывный*
	сера диоксид (SO ₂)	1770	400	мг/нм ³	непрерывный*
	углерод оксид (CO)	96	99	мг/нм ³	непрерывный*
0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти: - секция 001 - вакуумная перегонка мазута, технологические печи (П-601/2); - секция 100 - гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля), технологические печи (П-101, П-102); - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, технологические печи (П-201) и регенератор каталитического крекинга Р-202; - секция 400 - утилизация тепла дымовых газов, котлы утилизаторы (П-401).	оксиды азота (NO _x)	80	300	мг/нм ³	непрерывный*
	сера диоксид (SO ₂)	688	400	мг/нм ³	непрерывный*
	углерод оксид (CO)	47	99	мг/нм ³	непрерывный*
0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти: - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, регенератор каталитического крекинга Р-202	пыль	20	50	мг/нм ³	непрерывный*
0013 - производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства битумов, технологические печи (П-1, П-2).	оксиды азота (NO _x)	37	300	мг/нм ³	непрерывный*
	сера диоксид (SO ₂)	422	400	мг/нм ³	непрерывный*
	углерод оксид (CO)	83	99	мг/нм ³	непрерывный*
0026 - производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка замедленного коксования, технологические печи (П-1/1, П-1/2, П-2).	оксиды азота (NO _x)	39	150	мг/нм ³	1 раз в квартал**
	сера диоксид (SO ₂)	22	35	мг/нм ³	1 раз в квартал**
	углерод оксид (CO)	4	99	мг/нм ³	1 раз в квартал**
0128 - производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства пара, котлы утилизаторы (КУ-101).	оксиды азота (NO _x)	41	150	мг/нм ³	1 раз в квартал**
	сера диоксид (SO ₂)	19	35	мг/нм ³	1 раз в квартал**
	углерод оксид (CO)	25	99	мг/нм ³	1 раз в квартал**

Примечания:

* - показатели подлежат непрерывному мониторингу посредством автоматизированной системы мониторинга (АСМ), в случае планового и нештатного отключения автоматизированной системы мониторинга показатели контролируются расчетным методом с периодичностью 1 раз/квартал

** - показатели подлежат контролю расчетным методом с периодичностью 1 раз в квартал, с 2030 года при возможности установления точек отбора будет проводится инструментальный контроль согласно Заключения НДТ.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 89 из 159

4.3 Предлагаемые технологические нормативы сбросов

Технологические нормативы сбросов устанавливаются в пределах, не превышающих соответствующие технологические показатели, связанных с применением наилучших доступных техник по конкретным областям их применения, установленных в заключениях по наилучшим доступным техникам, критерии технологических нормативов прописаны в Заключении по НДТ «Переработка нефти и газа» Глава 2. «Технологические показатели (уровни эмиссий), связанные с применением наилучших доступных техник».

В целях выделения маркерных ЗВ сбросов принят расчет усредненного значения за предыдущие три года в Таблице 4.6.

Таблица 4.3.1 - Расчет усредненного значения за предыдущие три года (сбросы)

Загрязняющее вещество (ЗВ)	Концентрация ЗВ						Средняя за 3 года	Уровень сбросов связанный с применением НДТ
	2023 год		2024 год		2025 год			
	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полугодие	I полугодие	II полуго дие		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Азот аммонийный	1,11	0,6	0,57	0,79	1,98	1,07	1,02	2
БПК полн.	4,50	3,91	2,53	2,46	4,27	3,11	3,46	6
Взв.вещества	10,28	6,85	6,26	6,39	7,16	7,95	7,48	С фон+0,75
Нефтепродукт	0,97	0,46	0,60	0,64	0,78	0,62	0,68	0,3
Нитраты	24,45	25,71	26,52	38,24	39,67	39,39	32,33	45
Нитриты	0,08	0,05	0,10	0,07	0,15	0,11	0,09	3,3
ПАВ	0,29	0,36	0,32	0,30	0,22	0,25	0,29	0,5
Сульфаты	149,13	186,98	142,19	183,69	167,67	199,70	171,56	500
Фенолы	0,02	0,02	0,02	0,03	0,02	0,02	0,02	0,25
Хлориды	152,50	148,75	154,67	147,68	166,00	181,50	158,52	350

Требования по установлению технологических нормативов к сбросам сточных вод в пруды-накопители и пруды-испарители не распространяются при условии их соответствия требованиям, за исключением: нефтепродуктов и фенольного индекса (фенол), применяемых в отношении гидротехнических сооружений, с подтверждением отсутствия воздействия на поверхностные и подземные водные ресурсы по результатам мониторинговых исследований за последние 3 года.

Таким образом технологический норматив разрабатывается на показатель: нефтепродукт и фенольный индекс.

Так как концентрация нефтепродукта выше уровня сброса, установленного справочником НДТ, то в программу повышения экологической эффективности включено мероприятие по достижению уровня сбросов нефтепродукта.

Таблица 4.3.2 – Предлагаемые технологические нормативы сбросов

Источник сброса	МЗВ	Предельные значения		Единица измерения	Периодичность контроля
		До	После		
1	2	3	4	5	6
Цех "Водоснабжение и канализация", водовыпуск №1	нефтепродукты	1,35	0,3	мг/дм ³	ежедневно
	фенольный индекс	0,05*	0,05*	мг/дм ³	ежемесячно

Примечание - * предельное значение фенольного индекса до и после указано в соответствии с нормативом допустимых сбросов - 0,05 мг/дм³, который ниже уровня сброса, установленного Справочником НДТ – 0,25 мг/дм³.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 91 из 159

5 Обоснование и описание ключевых мероприятий, представленных в ППЭЭ

5.1 Обоснование показателей технологического нормирования выбросов

На основании анализа определены следующие маркерные загрязняющие вещества (МЗВ):

- CO (углерода оксид);
- SO₂ (диоксид серы);
- NO_x (оксиды азота);
- пыль (взвешенные частицы).

Для каждого маркерного загрязняющего вещества установлены технологические нормативы, которые основываются на данных фактических выбросов за предыдущие периоды (2023-2025 гг.). В Таблице 5.1. представлены допустимые значения МЗВ для каждого объекта технологического нормирования. В качестве допустимых значений выбраны средние показатели концентраций выбросов МЗВ для каждого объекта нормирования. Эти значения определены на основе средних показателей всех источников выделения, которые направляются через общий источник выброса — единую дымовую трубу.

Кроме того, установка автоматизированной системы мониторинга (АСМ) не планируется для каждого объекта технологического нормирования ввиду технических ограничений. Это означает, что отдельный контроль выбросов с каждого источника выделения невозможен. Таким образом, технологические нормативы МЗВ выбраны для обеспечения необходимого контроля и управления выбросами, исходя из фактических данных и особенностей технологического процесса.

При этом необходимо отметить, что технологические нормативы, связанные с применением наилучших доступных технологий (НДТ) печи дожига-инсинератора процесса Клауса установки извлечения серы и обработки хвостовых газов, на данный момент отсутствуют в заключении по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утверждённой постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161, в связи с чем, норматив на них не установлен.

По нормативам, не соответствующим показателям выбросов, установленным в заключениях по наилучшим доступным техникам, дополнительно определены планируемые показатели выбросов в соответствии с программой повышения экологической эффективности.

Таблица 5.1. – Обоснование показателей технологического нормирования выбросов

№ п/п	Наименование технологического процесса и/или оборудования	Наименование техники	Источник	Маркерные вещества	Текущая величина, миллиграмм/нанометр ³ (мг/дм ³)	Пороговая величина, миллиграмм/нанометр ³ (мг/дм ³)	Соответствие наилучшим доступным техникам
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Производство первичной переработки нефти: - секция 100 - ЭЛОУ-АТ, технологические печи (П-101, П-102); - секция 200/1 - гидроочистка нефти, технологические печи (П-201, П-202); - секция 200/2 - каталитический риформинг, технологические печи (П-203, П-204, П-205); - секция 300/1 - гидроочистка дизельного топлива, технологические печи (П-301/1, П-301/2); - секция 300/2 - гидроочистка керосина, технологические печи (А500-П-501, А500-П-502)	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 78 СНДТ, Заключение по НДТ.	0001 - дымовая труба производства первичной переработки нефти	оксиды азота (NOx)	141	300	Соответствует
2	Производство первичной переработки нефти: - секция 100 - ЭЛОУ-АТ, технологические печи (П-101, П-102); - секция 200/1 - гидроочистка нефти, технологические печи (П-201, П-202); - секция 200/2 - каталитический риформинг, технологические печи (П-203, П-204, П-205); - секция 300/1 - гидроочистка дизельного топлива, технологические печи (П-301/1, П-301/2); - секция 300/2 - гидроочистка керосина, технологические печи (А500-П-501, А500-П-502)	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0001 - дымовая труба производства первичной переработки нефти	сера диоксид (SO ₂)	1770	400	Не соответствует
3	Производство первичной переработки нефти: - секция 100 - ЭЛОУ-АТ, технологические печи (П-101, П-102); - секция 200/1 - гидроочистка нефти, технологические печи (П-201, П-202); - секция 200/2 - каталитический риформинг, технологические печи (П-203, П-204, П-205); - секция 300/1 - гидроочистка дизельного топлива, технологические печи (П-301/1, П-301/2); - секция 300/2 - гидроочистка керосина, технологические печи (А500-П-501, А500-П-502)	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 75 СНДТ, Заключение по НДТ.	0001 - дымовая труба производства первичной переработки нефти	углерод оксид (CO)	96	99	Соответствует
4	Производство глубокой переработки нефти: - секция 001 - вакуумная перегонка мазута, технологические печи (П-601/2);	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ;	0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти	оксиды азота (NOx)	80	300	Соответствует

-

-

Редакция 1

стр. 93 из 159

1	2	3	4	5	6	7	8
	- секция 100 - гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля), технологические печи (П-101, П-102); - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, технологические печи (П-201) и регенератор каталитического крекинга Р-202; - секция 400 - утилизация тепла дымовых газов, котлы утилизаторы (П-401).	3. НДТ 78 СНДТ, Заключение по НДТ.					
5	Производство глубокой переработки нефти: - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, регенератор каталитического крекинга Р-202	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 38 СНДТ, Заключение по НДТ.	0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти	пыль	20	50	Соответствует
6	Производство глубокой переработки нефти: - секция 001 - вакуумная перегонка мазута, технологические печи (П-601/2); - секция 100 - гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля), технологические печи (П-101, П-102); - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, технологические печи (П-201) и регенератор каталитического крекинга Р-202; - секция 400 - утилизация тепла дымовых газов, котлы утилизаторы (П-401).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти	сера диоксид (SO ₂)	688	400	Не соответствует
7	Производство глубокой переработки нефти: - секция 001 - вакуумная перегонка мазута, технологические печи (П-601/2); - секция 100 - гидроочистка сырья каталитического крекинга (гидроочистка вакуумного газойля), технологические печи (П-101, П-102); - секция 200 - каталитический крекинг и ректификация, технологические печи (П-201) и регенератор каталитического крекинга Р-202; - секция 400 - утилизация тепла дымовых газов, котлы утилизаторы (П-401).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 75 СНДТ, Заключение по НДТ.	0262 - дымовая труба производства глубокой переработки нефти	углерод оксид (CO)	47	99	Соответствует
8	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства битумов, технологические печи (П-1, П-2).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 78 СНДТ, Заключение по НДТ.	0013 – дымовая труба производства переработки тяжелых нефтяных остатков	оксиды азота (NO _x)	37	300	Соответствует
9	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства битумов, технологические печи (П-1, П-2).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0013 – дымовая труба производства переработки тяжелых нефтяных остатков	сера диоксид (SO ₂)	422	400	Не соответствует
10	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства битумов, технологические печи (П-1, П-2).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ;	0013 – дымовая труба производства переработки тяжелых нефтяных остатков	углерод оксид (CO)	83	99	Соответствует

-

-

Редакция 1

стр. 94 из 159

1	2	3	4	5	6	7	8
		3. НДТ 75 СНДТ, Заключение по НДТ.					
11	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка замедленного коксования, технологические печи (П-1/1, П-1/2, П-2).	1. НДТ 17 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 44 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0026 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	оксиды азота (NOx)	39	150	Соответствует
12	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка замедленного коксования, технологические печи (П-1/1, П-1/2, П-2).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 17 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 44 СНДТ, Заключение по НДТ; 4. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0026 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	сера диоксид (SO ₂)	22	35	Соответствует
13	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка замедленного коксования, технологические печи (П-1/1, П-1/2, П-2).	1. НДТ 17 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 44 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0026 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	углерод оксид (CO)	4	99	Соответствует
14	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства пара, котлы утилизаторы (КУ-101).	1. НДТ 17 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 44 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0128 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	оксиды азота (NOx)	41	150	Соответствует
15	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства пара, котлы утилизаторы (КУ-101).	1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0128 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	сера диоксид (SO ₂)	19	35	Соответствует
16	Производство переработки тяжелых нефтяных остатков: - установка производства пара, котлы утилизаторы (КУ-101).	1. НДТ 17 СНДТ, Заключение по НДТ; 2. НДТ 44 СНДТ, Заключение по НДТ; 3. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ.	0128 – дымовая труба производство переработки тяжелых нефтяных остатков	углерод оксид (CO)	25	99	Соответствует

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 95 из 159

5.2 Обоснование показателей технологического нормирования сбросов

Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами. Данная техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как "маркерные вещества", а также сокращение потребления водных ресурсов.

Результаты комплексного технологического аудита показали, что к основным загрязняющим веществам, которые будут считаться маркерными веществами, можно отнести 5 веществ из общего числа, вносящих максимальный вклад в загрязнение гидросферы: нефтепродукты (нефть), взвешенные вещества, азот аммонийный, сульфаты и хлориды.

Согласно данным справочника НДТ.

Для действующих предприятий нормативы НДС уточняются по результатам мониторинга окружающей среды.

Таблица 5.2. – Обоснование показателей технологического нормирования сбросов

№ п/п	Наименование технологического процесса и/или оборудования/выпуск	Наименование техники	Источник	Маркерные вещества	Текущая величина, мг/дм ³	Пороговая величина мг/дм ³	Соответствие НДТ
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Очистка сточных вод	Очистное сооружение	Накопитель «Сарымсак»	Нефтепродукты	1,35	0,3	Не соответствует
				Фенолы	0,05	0,05	Соответствует

В Программе повышения экологической эффективности для достижения технологического норматива по нефтепродукту предусмотрено строительство доочистки, установка ультрафильтрации и обратноосмотических мембран.

Ультрафильтрация – это баромембранный процесс, заключающийся в том, что жидкость «продавливается» через полупроницаемую перегородку. Размер отверстий (пор) ультрафильтрационных мембран лежит в пределах от 5 нм до 0,05–0,1 мкм. Главное отличие мембраной фильтрации от обычного объемного фильтрования в том, что подавляющее большинство всех задерживаемых веществ накапливается на поверхности мембраны, образуя дополнительный фильтрующий слой осадка, который обладает своим сопротивлением.

Преимущества мембранных технологий

Мембранные системы фильтрации обладают рядом преимуществ, среди которых:

- Высокая эффективность: Мембранные технологии способны удалять до 99% загрязняющих веществ, включая бактерии, вирусы и химические соединения.
- Гибкость: Установки могут быть адаптированы под специфические требования различных отраслей, включая пищевую, фармацевтическую и химическую промышленность.
- Экономичность: Низкие эксплуатационные расходы и минимальное потребление энергии.

Обратный осмос - принцип работы фильтра обратного осмоса основан на прохождении молекул воды через полупроницаемую мембрану, большинство содержащихся примесей при этом остается в исходном растворе. Таким образом осуществляется очистка воды от большинства органических загрязнений, микроорганизмов, а также многих неорганических ионов.

Преимущества обратного осмоса:

Высокая степень очистки: Системы обратного осмоса способны удалять до 99,9% всех примесей, включая соли, тяжелые металлы, бактерии и вирусы. Это делает воду очень чистой и безопасной.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 97 из 159

5.3 Обоснование Программы повышения экологической эффективности

Согласно ст. 119 ЭК РК в случае невозможности соблюдения нормативов эмиссий (при введении государством более строгих нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды) и (или) технологических нормативов операторами действующих объектов I категории на период достижения таких нормативов в обязательном порядке разрабатывается программа повышения экологической эффективности в качестве приложения к комплексному экологическому разрешению.

Программа повышения экологической эффективности (далее - Программа) разрабатывается по результатам сопоставления достигаемых объектом технологических показателей, характеризующих каждую из применяемых на объекте технологий, с установленными нормативными документами в области охраны окружающей среды технологическими показателями наилучших доступных технологий.

Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий представлено в Приложении 4. Расчетно-пояснительная записка к Программе повышения экологической эффективности представлена в Приложении 5.

6 Технологические удельные нормативы потребления воды

Согласно данным согласованных удельных норм водопотребления и водоотведения, приводятся данные с расчетами.

Удельные нормы водопотребления

Технологические нужды:

Удельная норма водопотребления свежей технической воды на технологические нужды составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 873,585 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,1860 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Удельная норма водопотребления повторно-используемой воды на технологические нужды (в балансе не участвует) составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 1011,43 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,2154 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Удельная норма водопотребления оборотной воды на технологические нужды (в балансе не участвует) составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 95426,25 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 20,3205 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Общая удельная норма водопотребления на технологические нужды составит:
 $0,1860 + 20,3205 = 21,1857 \text{ м}^3/\text{тонну}$

Вспомогательные нужды:

Удельная норма водопотребления свежей питьевой воды на вспомогательные нужды составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 0 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Удельная норма водопотребления свежей технической воды на вспомогательные нужды составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 1684,56256 \text{ тыс.м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,3587 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Удельная норма водопотребления оборотной воды (в балансе не участвует) на вспомогательные нужды составляет:

$$N_{\text{и.тех.с}} = 0 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0 \text{ м}^3/\text{тонну}$$

Удельная норма коллекторно-дренажной воды составляет: $N_{\text{и.тех.с}} = 5,4 \text{ тыс.м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,00115 \text{ м}^3/\text{тонну}$

Общая удельная норма на вспомогательные нужды составит: $0,3587 + 0,00115 = 0,35985 \text{ м}^3/\text{тонну}$.

Хозяйственно-питьевые нужды:

Удельная норма водопотребления свежей питьевой воды на хозяйственно-питьевые

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 98 из 159

нужды составляет:

$N_{и.х.s} = 460,776 \text{ тыс. м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0917 \text{ м}^3/\text{тонну}$,

Удельная норма водопотребления свежей технической воды на хозяйственно- питьевые нужды составляет:

$N_{и.тех.s} = 150,988 \text{ тыс.м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0321 \text{ м}^3/\text{тонну}$ Общая удельная норма на хозяйственно-питьевые нужды составит: $0,0917 + 0,0321 = 0,1238 \text{ м}^3/\text{тонну}$

Общая удельная норма водопотребления: $21,1857 + 0,3389 + 0,1238 = 21,6484 \text{ м}^3/\text{тонну}$

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 99 из 159

Удельные нормы водоотведения

Технологические нужды

Удельная норма отведения производственных сточных вод, требующих очистки составит:
 $\text{Ни.тех.s} = (873,58492) \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,1860 \text{ м}^3/\text{тонну}$, из них

Удельная норма на повторное использование очищенных сточных вод (в балансе не участвует) составит:

$\text{Ни.тех.s} = 1011,4 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,215372 \text{ м}^3/\text{тонну}$ Вспомогательные нужды

Удельная норма отведения производственных сточных вод, требующих очистки составит:
 $\text{Ни.в.s} = 1383,96656 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,2947 \text{ м}^3/\text{тонну}$ Хозяйственно-бытовые нужды

Удельная норма отведения бытовых сточных вод, требующих очистки составит:

$\text{Ни.х.s} = 480,943572 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,1024 \text{ м}^3/\text{тонну}$, из них

Общая удельная норма водоотведения сточных вод, требующих очистки: $0,1860 + 0,2947 + 0,1024 = 0,5831 \text{ м}^3/\text{тонну}$

Общая удельная норма безвозвратных потерь:

Потери на технологические нужды (в балансе не участвуют):

$\text{Ps} = 9,0 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0019 \text{ м}^3/\text{тонну}$ Потери на вспомогательные нужды:

$\text{Ps} = 300,596 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,064 \text{ м}^3/\text{тонну}$ Потери на хозяйственно-питьевые нужды:

$\text{Ps} = 100,412 \text{ м}^3/\text{год} / 4696061 \text{ тонн/год} = 0,0214 \text{ м}^3/\text{тонну}$

Баланс при установлении удельных норм

Общая удельная норма водопотребления – $0,6685 \text{ м}^3/\text{тонну}$, в т.ч.:

Общая удельная норма водопотребления оборотной воды – $20,3205 \text{ м}^3/\text{тонну}$ (в балансе не участвует).

Общая удельная норма водоотведения – $0,5831 \text{ м}^3/\text{тонну}$.

Общая удельная норма безвозвратных потерь – $0,0854 \text{ м}^3/\text{тонну}$.

Баланс равен: $0,6685 - (0,5831 + 0,0854) = 0$

Данные согласованные удельных норм

Вид продукции (работ): топливная продукция (4696061 тонн в год);

Удельная норма водопотребления:

На технологические нужды: свежая техническая – $0,1860 \text{ м}^3/\text{тн}$; оборотная – $20,3205 \text{ м}^3/\text{тн}$; последовательно используемая – $0,2154 \text{ м}^3/\text{тн}$;

На вспомогательные нужды: свежая техническая – $0,3587 \text{ м}^3/\text{тн}$; последовательно используемая – $0,00115 \text{ м}^3/\text{тн}$;

Согласно фактическим данным за последние 3 года, расход сточных вод составил: 2022 год - 1768, 891 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$, 2023 год – 1476, 8 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$ и 2024 год – 1548,844 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$. Так как тенденция показывает снижение объема сбрасываемых очищенных сточных вод, для расчета принимается не расчетная, а фактическая средняя величина с учетом увеличения объема и глубины переработки нефти и составит 1813,932 тыс. $\text{м}^3/\text{год}$.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 100 из 159

7. Технологические удельные нормативы потребления тепловой и (или) электрической энергии.

Повышение эффективности использования энергетических ресурсов сегодня является одной из стратегических задач, как на уровне государства и производителя, так и на уровне потребителя. Необходимость снижения потребления энергетических ресурсов обусловлена следующими причинами:

- энергообеспечение сопряжено с существенными финансовыми, материальными и трудовыми затратами;
- добыча, производство, транспорт и потребление топливно-энергетических услуг оказывает негативное воздействие на окружающую среду;
- увеличение объема потребления энергоресурсов предприятием вызывает увеличение стоимости выпускаемой продукции, а, следовательно, снижение ее конкурентоспособности на рынке.

Вполне естественно, что в современных условиях энергосбережение становится одним из важнейших факторов экономического роста и социального развития, позволяя, при тех же уровнях, направлять высвобождающиеся значительные ресурсы на другие цели.

Повышение энергетической эффективности промышленных предприятий возможно за счет замены существующего оборудования на более эффективное, изменения технологического процесса, оптимизации параметров работы отдельного оборудования, внедрения мероприятий по сокращению потерь энергетических ресурсов и т.д. При этом, применяемые методы повышения энергетической эффективности должны быть технически реализуемыми, отвечать требованиям предприятия по экономической целесообразности, не оказывать негативное влияние на производственный процесс.

Целевой индикатор по энергоэффективности-удельное потребление энергии на тонну переработанной нефти для ТОО «ПНХЗ» - 0,123 т.у.т. в Таблице 7 указаны показатели расхода топливно-энергетических ресурсов, на тонну переработки нефти.

Таблица 7

№	Наименование	Ед. изм.	В натуральных величинах	Переводной коэффициент	Условное топливо, кг у.т.
1	Расход электроэнергии	МВт×ч	473 239	0,123	58 208 364
2	Расход тепловой энергии	Гкал	781 479	0,143	111 751 530
3	Расход топлива	тонн		-	416 248 308
4	ИТОГО расход топливно-энергетических ресурсов	кг у.т.	-	-	586 208 201
5	Объём первичной переработки нефти	тонн	5 525 103	-	-
6	Удельный расход энергии на переработку нефти	кг у.т.			106,10

Наиболее эффективным способом выявления возможностей повышения энергетической эффективности и сокращения затрат на приобретение топливно- энергетических ресурсов, общепринятым в мировой практике, является энергетический аудит. На предприятии ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» такой аудит проводился в 2020 году и было выдано соответствующее заключение.

По результатам энергетического аудита, проведенного в 2020 году экспертной

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 101 из 159

организацией, разработана и реализуется «План мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности 2022-2026гг.» (во вложении). Фактический целевой индикатор по энергоэффективности по состоянию на 2024 г уже составляет -13,6%.

В соответствии Законом РК «Об энергосбережении» в 2025 году будет проведен очередной энергетический аудит, разработан «План мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на 2027-2031гг.», где так же будут поставлены цели по уменьшению энергоэффективности исходя из стратегииизакон РК «Об энергосбережении».

Таблица 7.0.

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 1200 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	6,4	5,9
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,01	0,0016
4	Удельное потребление топлива:	т.у.т./т	0,024*	0,024*
5	жидкое топливо	тонн в год	5300	5263,2
6	газообразное топливо	тонн в год	4200	4079

Гидрогенизационные процессы

Таблица 7.1. Доля потребления каждого вида топливно-энергетического ресурса.

№ п/п	Название завода	Вид топливно-энергетического ресурса (ТЭР)	Объем, т.у.т.*	Доля от общего объема ТЭР, %
1.	ТОО "ПНХЗ"	Электроэнергия	55651,70	9
		Тепловая энергия	118128,30	20
		Топливо печное бытовое, тонн	99221,24	17
		Газы очищенные, включая этилен, пропилен, бутилен, бутadiен и газы нефтяные прочие	314257,40	54
		Всего	587258,64	100

Процесс обезвоживания и обессоливания нефти. Двухступенчатая схема обессоливания.

Таблица 7.2. Потребление энергетических ресурсов двухступенчатой схемы обессоливания

№ п/п	Наименование энергетических Ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1.	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,86	8,15
2.	Потребление пара	Гкал/т	0,00017	0,02
3.	Охлаждающая вода	куб. м/т	0,05	0,18
4.	Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,000012	0,000013
5.	Оборотная вода	т.у.т./т	7,5 10^{-8}	7,6 10^{-8}

Трехступенчатая схема обессоливания

Таблица 7.3. Потребление энергетических ресурсов установки трехступенчатой схемы обессоливания

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,85	2,7
2	Потребление пара	Гкал/т	0,00004	0,0016
3	Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,00002	0,25

Первичная перегонка нефти

7.4. Установка атмосферной перегонки нефтяного сырья

7.4.1. Установка атмосферной перегонки нефтяного сырья (нефти, газового конденсата, их смесей)

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 6 000 000	

-			-	Редакция 1	стр. 106 из 159
2	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	86,8	4,68	
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,39	0,00001	
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,028	0,00004	
5	Охлаждающая вода	куб. м/т	0,08	0,005	
6	Оборотная вода	т.у.т./т	0,00036	$3 \cdot 10^{-7}$	

Таблица 7.5. Потребление энергетических ресурсов установки атмосферно-вакуумной трубчатки

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	12,2	3,34
2	Потребление пара	Гкал/т	0,039	0,0006
3	Охлаждающая вода	куб. м/т	6,9	0,6

-		-		Редакция 1	стр. 107 из 159
4	Оборотная вода	т.у.т./т	0,015	0,013	
5	Потребление топлива	т.у.т./т	0,03	0,00004	

Таблица 7.6. Потребление энергетических ресурсов установки вакуумной перегонки мазута

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	2 000 000	400 000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	13,449	5,515
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0439	0,021
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,015*	0,014*

Таблица 7.7. Потребление энергетических ресурсов в процессе гидроочистки бензина каталитического крекинга

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 1200 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	6,4	5,9
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,01	0,0016
4	Удельное потребление топлива:	т.у.т./т	0,024*	0,024*
5	жидкое топливо	тонн в год	5300	5263,2
6	газообразное топливо	тонн в год	4200	4079

Таблица 7.8. Потребление энергетических ресурсов гидроочистки бензиновых фракций (нафты)

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 1 050 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	28,282	12,311
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,079	0,011
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,031*	0,019*

Таблица 7.9. Потребление энергетических ресурсов гидроочистки керосиновых фракций

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	89 589	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	24	10,258
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,0849	0,0634
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,025*	0,012*
5	Вода оборотная	м3/т. сырья	9,320	3,2

Таблица 7.10. Потребление энергетических ресурсов по процессу гидроочистки дизельных фракций (газойля)

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	До 1 884100	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	33,15	15,927
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,0849	2,9
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,016*	0,012*
5	Вода	м3/т. сырья	0,21	0,05

Таблица 7.11. Потребление энергетических ресурсов гидроочистки вакуумного газойля

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год Скачать
1	Переработка сырья	тонн в год	до 477 100	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	34,1	21,8
3	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,01	0,002
4	Удельное потребление топлива	т.у.т./т	0,024*	0,018*
5	Вода	м3/т. сырья	2,8	2

Таблица 7.12. Потребление энергетических ресурсов установки каталитического риформинга

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год Скачать
1	Переработка сырья	тонн в год	до 2 000 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	147,3	12.1
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,181	0,0004
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,17*	0,0002
5	Охлаждающая вода	куб. м/т	53,9	7,9
6	Техническая вода	куб. м/т	55,6	0,0075

Таблица 7.13. Потребление энергетических ресурсов установки изомеризации

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 600 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	30	13,691
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,6	0,3
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,2*	0,1*
5	Оборотная вода	м3/год	350	50

Таблица 7.14. Потребление энергетических ресурсов установки каталитического крекинга.

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	R2R установка (в псевдосжиженном катализаторе)		RFCC (установка остаточного сырья)	
			макс	мин	Макс	мин
1	Переработка сырья	тонн в год	до 2388540	до 2000000		
2	Удельное потребление топлива	МДж/т	2000	120	2000	120
3	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	50	8	60	2
4	Удельное потребление пара	кг/т	90	30	300	50
5	Производство пара	кг/т	60	40	170	100
6	Охлаждающая вода DT=17 оС	м3/т	20	5	20	10

7	Потребление катализатора	тонн в год	2,5	0,4	4	2
---	--------------------------	------------	-----	-----	---	---

Таблица 7.15. Перечень установки замедленного коксования.

№ п/п	Предприятие	Мощность по сырью, тысяч тонн в год		Ввод в эксплуатацию	Кол-во установок
		Проектная	Достигнутая		
2	ТОО "ПНХЗ"	600	925	1987 г.	1

Таблица 7.15.1. Потребление энергетических ресурсов установки замедленного коксования

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	1 000 000	500 000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	29,7	3,8

3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	165,4	0,003
4	Удельное потребление топлива	т/т	156*	0,000*
5	Охлаждающая вода	т/т	5	0,15
6	Оборотная вода	т/т	0,00032	0,00028

Таблица 7.16. Потребление энергетических ресурсов установки прокали нефти кокса

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 180 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	148,9	13,2
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	1,5	0,0024

4	Удельное потребление топлива	т/т	0,146*	0,032*
5	Оборотная вода	т/т	0,00082	0,0008

Таблица 7.17. Потребление энергетических ресурсов установки производства серы

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	4000	20 000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	195	3
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	29,89	0,07
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,036*	0,01*
5	Охлаждающая вода	т/т	0,340	0,14

6	Оборотная вода	т/т	36,08	10,5
---	----------------	-----	-------	------

7.18. Потребление энергетических ресурсов установки производства водорода

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год Скачать
1	Переработка сырья	тонн в год	до 20 000	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	557	103,3
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	11,5	0,14
4	Удельное потребление топлива	т/т	1,9*	0,19*
5	Охлаждающая вода	т/т	17,7	0,35
6	Оборотная вода	т/т	0,04	0,037

Таблица 7.19. Потребление энергетических ресурсов при эксплуатации резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт·ч/т	0,35	10
2	Потребление пара	Гкал	0,0018	0,083
3	Свежая вода	куб. м/т	0,006	0,02
4	Теплофикационная вода	т.у.т./т	0,00017	0,0002
5	Оборотная вода	т.у.т./т	3,8 10 - 6	4,4 10 - 5

Таблица 7.20. Потребление энергетических ресурсов при организации процесса слива и налива сырья и товарных продуктов

№ п/п	Наименование энергетических Ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,27	9,95
2	Потребление пара	Гкал/т	0,00015	0,00015
3	Свежая вода	куб. м/т	0,004	0,004
4	Теплофикационная вода	т.у.т./т	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$

Таблица 7.21. Показатели потребления энергетических ресурсов в переработке природного газа

№ п/п	Технология	Электроэнергия, кВт ч/т	Тепловая энергия, Гкал/т	Топливный газ, м3/т
1	Технология отбензинивания газов методом низкотемпературной сепарации	$\leq 16,5$	$\leq 0,4$	$\leq 1 \cdot 10^{-4}$

2	Технология извлечения целевых углеводородов методом НТК* или низкотемпературной конденсации и ректификации	24 - 12000	18 - 32	3300 - 6600
3	Технология извлечения целевых углеводородов методом НТК* или низкотемпературной конденсации и ректификации	$\leq 16,5$	$\leq 0,4$	$\leq 1 \cdot 10^{-4}$
4	Технологии сорбционного отбензинивания газов	2 - 33	0,002 - 0,03	2 - 3
5	Технологии получения сжиженных углеводородных газов	5,8 - 31010,7	0,006 - 0,09	6 - 21
6	Технология стабилизации газового конденсата	≤ 430000	0,12 - 1800	≤ 45
7	Технология полной стабилизации конденсатов	$\leq 3,65$	$\leq 0,015$	$\leq 6,0$
8	Технология выделения гелия из природного газа	0,001 - 0,115	0,0003 - 0,0004	$\leq 1,0$
9	Технология получения технического углерода из природного газа и газового конденсата	1985,09 - 3530,48	0,04 - 0,24	74 - 280
10	Технология производства газовой серы, включая доочистку отходящих газов	8850,1 - 125659,03	0,099 - 0,107	$\leq 186,7$

Таблица 7.22. Потребление энергетических ресурсов установки обессеривания СУГ

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	до 440 400	
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	72	15
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,5	0,005
4	Удельное потребление топлива	т/т	22*	0,001*
5	Охлаждающая вода	т/т	Нет данных	Нет данных
6	Оборотная вода	т/т	Нет данных	Нет данных

Таблица 7.23. Потребление энергетических ресурсов при организации процесса очистки охлаждающей воды и дозирования реагентов оборотной системы.

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,26	0,51
2	Пресная вода	м3/т	0,006	3

Таблица 7.24. Потребление энергетических ресурсов охлаждающими устройствами (градирни, башни)

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Потребление электроэнергии	кВт*ч/т	0,19	0,56
2	Пресная вода	м3/т	0,23	0,29
3	Охлаждающая вода	м3/т	0,06	0,14

Таблица 7.25. Потребление энергетических ресурсов установок утилизации тепла дымовых газов

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Удельное потребление тепловой энергии (пар)	Гкал/т	0,081	0,001
2	Удельное потребление топлива (газообразное топливо)	м3/ч	2000	120

Таблица 7.26. Потребление энергетических ресурсов установки ЭЛОУ АТ

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
				Скачать
1	Переработка сырья	тонн в год	6000000	2000000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	41,042	6,311

3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,041	0,004
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,04*	0,021*
5	Охлаждающая вода	т/т	-	-
6	Оборотная вода	т/т	-	-

Таблица 7.27. Потребление энергетических ресурсов установки ЭЛОУ-АВТ

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	501 612	3 300 000
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	7,2	9,438
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,01	0,025

4	Удельное потребление топлива	т/т	0,001*	0,015*
5	Оборотная вода	т/т	0,0003	3,78

Таблица 7.28. Потребление энергетических ресурсов установки ЛК - 6У

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Максимальный расход энергетических ресурсов в год	Минимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Переработка сырья	тонн в год	5 400 746	4 493 312
2	Удельное потребление электроэнергии	кВтч/т	30,134	18,539
3	Удельное потребление тепловой энергии	Гкал/т	0,0825	0,0688
4	Удельное потребление топлива	т/т	0,04*	0,03*
5	Охлаждающая вода	т/т	-	-

6	Оборотная вода	т/т	-	-
---	----------------	-----	---	---

Таблица 7.29. Потребление энергетических ресурсов факельными установками

№ п/п	Наименование энергетических ресурсов	Единицы измерения энергетических ресурсов	Минимальный расход энергетических ресурсов в год	Максимальный расход энергетических ресурсов в год
1	Удельное потребление электроэнергии	кВт*ч/т	36,9	567,2
2	Удельное потребление пара	Гкал	0,0018	2,5
3	Охлаждающая вода	м3/т	0,003	0,004
4	Удельное потребление топлива	т.у.т.	0,023	0,12

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 129 из 159

7.2. Повышение энергоэффективности.

Для эффективного использования энергии НДТ предусматривает использование подходящей комбинации техник, приведенных ниже:

Таблица 7.30 НДТ для эффективного использования энергии.

№ п/п	Техника	Описание
1	Техники проектирования	
1.1	Пинч-анализ	Техника, основанная на систематическом расчете термодинамических показателей для минимизации потребления энергии. Используется в качестве инструмента для оценки общих конструкций систем
1.2	Тепловая интеграция	Тепловая интеграция технологических систем гарантирует, что значительная доля тепла, необходимого в различных процессах, обеспечивается за счет обмена теплом между потоками, подлежащими нагреву, и потоками, подлежащими охлаждению
1.3	Рекуперация тепла и энергии	Использование устройств рекуперации энергии, например: котлы-утилизаторы; расширители/рекуперация энергии в установке ФКК; использование отработанного тепла в централизованном теплоснабжении.
2	Техники управления технологическим процессом и техническим обслуживанием	
2.1	Оптимизация технологического процесса	Автоматизированное контролируемое сжигание с целью снижения расхода топлива на тонну сырья часто комбинируется с интеграцией тепла для повышения производительности печи
2.2	Управление паром и снижение потребления пара	Систематический контроль систем дренажных клапанов для снижения расхода пара и оптимизации его использования
2.3	Использование энергетического эталона	Участие в ранжировании и сравнительном анализе для достижения непрерывного улучшения путем изучения передового опыта
3	Энергоэффективные технологии производства	
3.1	Использование комбинированной тепловой и электрической энергии	Система, предназначенная для совместного производства (или когенерации) тепла (например, пара) и электроэнергии от одного и того же топлива
3.2	Комбинированный цикл комплексной газификации (КЦКГ)	Техника, целью которой является получение пара, водорода (необязательно) и электроэнергии из различных видов топлива (например, жидкого топлива НПЗ или кокса) с высокой эффективностью конверсии

Для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства, а также управления инвестициями НДТ предусматривает использование соответствующих комбинаций техник, приведенных ниже:

Таблица 7.31. НДТ Техники для сокращения энергопотребления, улучшения операционной деятельности, поддержания рациональной организации производства.

№ п/п	Техника	Эффект от внедрения
1	2	3
1	Сосредоточить внимание руководства на потреблении энергии	Для обеспечения принятия решений на основе интеграции процессов
2	Ускорение развития системы отчетности о потреблении энергии	Для измерения прогресса и обеспечения достижения целевых показателей
3	Инициировать систему стимулирования	Для содействия выявлению областей

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 130 из 159

	Энергосбережения	Улучшения
4	Регулярно проводить энергоаудиты	Для обеспечения соответствия деятельности внешним и внутренним нормативным документам
5	План снижения энергопотребления	Установить цели и стратегии для улучшения
6	Проводить кампании по интенсификации горения	Определить области улучшения (например, соотношение воздух/ топливо, температура выхлопной трубы, конфигурация горелки, конструкция печи)
7	Для участия в мероприятиях по ранжированию/бенчмаркингу в потреблении энергии	Проверка независимым органом
8	Интеграция между установками, внутри них и системами	Тепловая интеграция между установками на НПЗ может быть неоптимальной. Необходимо проводить исследования на энергоёмкость

Экологическая эффективность: Все меры по снижению потребления энергии приведут к сокращению выбросов в атмосферу, включая CO₂.

В соответствии с национальными документами государственного планирования при установлении технологических нормативов предлагаются следующие иные технологические показатели: по энергоэффективности: снижение энергоёмкости промышленности на 10 % к 2029 году от уровня 2021 года согласно Заключения по НДТ. В связи с чем, ниже в таблицах 7.32 «Фактическое теплотребление ТОО "Павлодарский нефтехимический завод" за период 2021-2024 гг.» и 7.33 «Фактическое энергопотребление ТОО "Павлодарский нефтехимический завод" за период 2021-2024 гг.» представлены фактические данные, в том числе и по 2021 году. Выполнен анализ фактического состояния энергоэффективности, на основании чего были сделаны выводы, что предприятие движется в сторону снижения энергоёмкости на 10%.

Таблица 7.32 Фактическое теплотребление ТОО "Павлодарский нефтехимический завод" за период 2021 -2024 гг.

№	Наименование	Единица измерения	Потребление				анализ
			Факт				
			2021 г	2022 г	2023 г	2024 г	
АО "ПАВЛОДАРЭНЕРГО"							
1.	Пар 12 ата	Гкал	527 710	477 650	450 849	400 560	
2.	Пар 40 ата	Гкал	136 556	141 936	141 901	121 397	
3.	Горячая вода	Гкал	50 190	45 108	43 923	28 765	
4.	Тепло с ХОВ	Гкал	24 009	24 320	24 580	17 713	
	Итого		738 465	689 014	661 253	568 435	Общее снижение от 4 до 16%
ТОО «Эр Ликид Мунай Тех Газы»							
1.	Пар 12 ата	Гкал	93 759	86 732	86 241	71 055	Общее снижение от 3 до 21%

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ		Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы						
-		-			Редакция 1		стр. 131 из 159	
Собственная выработка пара КУ								
1.	Пар 12 ата	Гкал	865 245	923 846	925 626	716 462	Без особ снижения и даже с увеличением	
ТОО "Павлодарэнергосбыт"								
1.	Горячая вода	Гкал	415	420	398	266	Общее снижение от 2 до 49%	

Таблица 7.33 Фактическое энергопотребление ТОО "Павлодарский нефтехимический завод" за период 2021-2024 гг.

№	Наименование	Единица измерения	Потребление			
			2021 г	2022г	2023г	2024 г
1.	Электроэнергия	кВтч	464 053 010	479 039 050	466 092 882	388 073 940
				увеличилось на 3%	уменьшилось на 2,7%	уменьшилось на 20%

8. Система экологического менеджмента.

В целях улучшения общей экологической эффективности НДТ заключается в реализации и соблюдении СЭМ, которая включает в себя все следующие функции:

- заинтересованность и ответственность руководства, включая высшее руководство;
- определение экологической политики, которая включает в себя постоянное совершенствование установки (производства) со стороны руководства;
- планирование и реализация необходимых процедур, целей и задач в сочетании с финансовым планированием и инвестициями;
- внедрение процедур, в которых особое внимание уделяется:
 - структуре и ответственности,
 - подбору кадров,
 - обучению, осведомленности и компетентности персонала,
 - коммуникации,
 - вовлечению сотрудников,
 - документации,
 - эффективному контролю технологического процесса,
 - программам технического обслуживания,
 - готовности к чрезвычайным ситуациям и ликвидации их последствий,
 - обеспечению соблюдения экологического законодательства;
- проверка производительности и принятие корректирующих мер, при которых особое внимание уделяется:
 - мониторингу и измерениям,
 - корректирующим и предупреждающим мерам,
 - ведению записей,
 - независимому (при наличии такой возможности) внутреннему или внешнему аудиту, для определения соответствия СЭМ запланированным мероприятиям, ее внедрению и реализации;
 - анализу СЭМ и ее соответствию современным требованиям, полноценности и эффективности со стороны высшего руководства;
 - отслеживанию разработки экологически более чистых технологий;

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 132 из 159

анализу возможного влияния на окружающую среду при выводе установки из эксплуатации, на стадии проектирования нового завода и на протяжении всего срока его эксплуатации;

проведению сравнительного анализа по отрасли на регулярной основе.

Разработка и реализация плана мероприятий по неорганизованным выбросам пыли, использование системы управления техническим обслуживанием (см. НДТ 8), которая особенно касается эффективности систем снижения запыленности (см. НДТ 3), также являются частью СЭМ.

Объем (например, уровень детализации) и характер СЭМ (например, стандартизованная или не стандартизованная), как правило, связаны с характером, масштабом и сложностью установки, а также уровнем воздействия на окружающую среду, которое она может оказывать.

Описание НДТ приведено в разделе 4.2. справочника по НДТ.

9. Образование и управление отходами

НДТ 14. В целях предотвращения или, если практически невозможно предотвращение, сокращения образования отходов НДТ предусматривает принятие и внедрение плана по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации.

НДТ 15. В целях сокращения количества шлама, подлежащего обработке или удалению, НДТ предусматривает использование одной или комбинацию техник, приведенных ниже в Таблице 9.1.

Таблица 9.1. НДТ Техники по управлению отходами, в порядке приоритетности предусматривает и обеспечивает подготовку отходов к повторному использованию, переработке, рекуперации или утилизации.

№ п/п	Техника	Описание	Применимость
1	2	3	4
1	Предочистка шлама	Перед окончательной очисткой (например, в печи для сжигания в псевдоожиженном слое) шламы обезвоживают и/или обезмасливают (например, центробежными декантерами или паровыми сушилками), чтобы уменьшить их объем и извлечь нефть из отстойного оборудования	Общеприменимо
2	Повторное использование шлама в технологических установках	Некоторые виды шлама (например, нефтешлам) могут перерабатываться в установках (например, коксование) как часть сырья из-за содержания в них нефти	Применимость ограничена шламами, которые могут соответствовать требованиям, предъявляемым к обработке в установках с соответствующей очисткой

НДТ 16. Для сокращения образования отработанных твердых отходов катализаторов НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже в Таблице 9.2.

Таблица 9.2. НДТ Сокращение образования отработанных твердых отходов катализаторов НДТ.

№ п/п	Техника	Описание
1	2	3
1	Контроль и управление отработанными катализаторами	Плановое и безопасное обращение с материалами, используемыми в качестве катализатора, (например, подрядными организациями) с целью их восстановления или повторного использования на площадках за пределами объекта. Данные операции зависят от типа катализатора и особенностей технологического процесса

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 133 из 159

2	Извлечение катализатора из шламовой эмульсии	Нефтешлам на технологических установках (например, установки ФКК) может содержать большие концентрации катализаторной пыли. Эту пыль необходимо отделить до повторного использования нефтешлама в качестве исходного сырья.
---	--	---

10. Имитационное моделирование

НДТ 17. НДТ заключается во внедрении программных комплексов по имитационному моделированию технологических процессов, способствующих улучшению общих экологических и производственных показателей установок и процессов по переработке нефти и газа

Описание техники: имитационное моделирование – метод исследования, при котором изучаемая система заменяется моделью, с достаточной точностью описывающей реальную систему (построенная модель описывает процессы так, как они проходили бы в действительности), с которой проводятся эксперименты с целью получения информации об этой системе (см. раздел 4.8 справочника по НДТ).

Имитационные модели позволяют анализировать системы и находить решения там, где другие методы не применимы. После выбора соответствующего уровня абстракции разработка имитационной модели является более простым процессом, чем аналитическое моделирование.

Экологическая эффективность: настоящая НДТ позволяет выбрать наилучшие варианты осуществления производственной деятельности.

Применимость: имитационное моделирование является экспериментальной и прикладной методологией и может применяться на всех НПЗ и ГПЗ.

11. Шумовое загрязнение

НДТ 18. В целях предотвращения шумового загрязнения НДТ предусматривает использование одной или комбинации техник, приведенных ниже:

- 1) выбор подходящего места для шумных операций;
- 2) ограждение шумных операций/агрегатов;
- 3) виброизоляция производств/агрегатов;
- 4) использование внутренней и внешней изоляции на основе звукоизолирующих материалов;
- 5) звукоизоляция зданий для укрытия любых шумопроизводящих операций, включая оборудование для переработки материалов;
- 6) установка звукозащитных стен и/или природных барьеров;
- 7) применение глушителей на отводящих трубах;
- 8) звукоизоляция каналов и вентиляторов, находящихся в звукоизолированных зданиях;
- 9) закрытие дверей и окон в цехах и помещениях;
- 10) использование звукоизоляции машинных помещений;
- 11) использование звукоизоляции стенных проемов, например, установка шлюза в месте ввода ленточного конвейера;
- 12) установление звукопоглотителей в местах выхода воздуха, например, на выпуске после газоочистки;
- 13) снижение скорости потоков в каналах;
- 14) использование звукоизоляции каналов;
- 15) сепарация шумовых источников и потенциально резонансных компонентов, например, компрессоров и каналов;
- 16) использование глушителей для дымососов и газодувок фильтров;
- 17) использование звукоизолирующих модулей в технических устройствах (например, компрессорах);

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 134 из 159

18) использование резиновых щитов при дроблении (для предотвращения контакта металла с металлом);

19) возведение построек или посадка деревьев и кустов между защитной полосой и шумным производством.

Экологическая эффективность: настоящий НДТ позволяет снизить уровень шума на НПЗ и ГПЗ.

Применимость: применима на всех НПЗ и ГПЗ с учетом особенностей технологического процесса и оборудования.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 135 из 159

12. Требования по ремедиации

Нефтегазоперерабатывающая и нефтехимическая отрасль неизбежно влияет на окружающую среду. Воздействие нефтегазоперерабатывающей деятельности на окружающую среду зависит от особенностей используемых технологий переработки и эксплуатируемого оборудования, физико-химического состава нефти и газа, а также природно-климатических особенностей территории расположения, выбранных технических и технологических решений по природоохранным мероприятиям и др.

Основными экологическими аспектами предприятий по переработке нефти и газа являются выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, образование сточных вод, отходов и технологических остатков.

Согласно действующему законодательству Республики Казахстан ремедиация проводится при выявлении факта экологического ущерба:

- животному и растительному миру;
- подземным и поверхностным водам;
- землям и почве.

Таким образом, в результате деятельности нефте-, газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий следующие негативные последствия наступают в результате загрязнения атмосферного воздуха и дальнейшего перехода загрязняющих веществ из одного компонента природной среды в другую:

- загрязнение земель и почв в результате осаждения загрязняющих веществ из атмосферного воздуха на поверхность почв и дальнейшая их инфильтрация в поверхностные и подземные воды;
- воздействие на животный и растительный мир.

При обнаружении фактов экологического ущерба компонентам природной среды по результатам производственного и (или) государственного экологического контроля, причиненного в результате антропогенного воздействия, и при закрытии и (или) ликвидации последствий деятельности необходимо провести оценку изменения состояния компонентов природной среды в отношении состояния, установленного в базовом отчете, или эталонного участка.

Лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должно предпринять соответствующие меры для устранения такого ущерба, чтобы восстановить состояние участка, следуя нормам действующего законодательства Республики Казахстан.

Помимо того, лицо, действия или деятельность которого причинили экологический ущерб, должно принять необходимые меры для удаления, сдерживания или сокращения эмиссий соответствующих загрязняющих веществ, также для контрольного мониторинга в сроки и периодичность, для того чтобы, с учетом их текущего или будущего утвержденного целевого назначения участок больше не создавал значительного риска для здоровья человека, и не причинял ущерб от ее деятельности в отношении окружающей среды из-за загрязнения компонентов природной среды.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 136 из 159

13. Описание изменений (при внесении изменений в КЭР)

В соответствии с пунктом 1 статьи 118 Кодекса, комплексное экологическое разрешение подлежит пересмотру частично или полностью в случаях:

- внесения оператором существенных изменений в намечаемую или осуществляемую деятельность, требующих проведения оценки воздействия на окружающую среду в соответствии с подпунктами 3) и 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса;
- утверждения нового заключения по наилучшим доступным техникам в связи с принятием нового справочника по наилучшим доступным техникам по соответствующим областям их применения, устанавливающего требования, которым объект, в отношении которого выдано такое комплексное экологическое разрешение, не соответствует;
- внесения изменений в программу повышения экологической эффективности в соответствии с Кодексом.

Комплексное экологическое разрешение для ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» выдается впервые.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 137 из 159

14. Заключение

Данный проект разработан, в том числе в соответствии с требованиями действующего законодательства Республики Казахстан, Правилами выдачи экологических разрешений, представления декларации о воздействии на окружающую среду, а также форм бланков экологического разрешения на воздействие и порядка их заполнения, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 9 августа 2021 года № 319.

Проведены анализ и систематизация информации о ТОО «ПНХЗ» применяемых технологиях, оборудовании, сбросах и выбросах загрязняющих веществ, образовании отходов производства, других факторах воздействия на окружающую среду, энерго- и ресурсопотреблении с использованием данных отчетов экспертной оценки предприятий, литературных данных, изучения нормативной документации, экологических отчетов, планов модернизации и инновационного развития предприятия.

По итогам были сформулированы следующие рекомендации, касающиеся дальнейших работ по внедрению требований Справочника НДТ:

1. предприятию рекомендуется осуществлять сбор, систематизацию и хранение сведений об уровнях эмиссий загрязняющих веществ, в особенности маркерных, в окружающую среду, потребления сырья и энергоресурсов, а также проведении модернизации основного и природоохранного оборудования, экономических аспектах внедрения НДТ;
2. при проектировании, эксплуатации, реконструкции, модернизации технологических объектов необходимо обратить внимание на мониторинг, контроль и снижение физических факторов воздействия на окружающую среду; внедрение АСМ эмиссий в окружающую среду является необходимым инструментом получения фактических данных по эмиссиям МЗВ и пересмотра технологических показателей МЗВ;
3. при модернизации технологического и природоохранного оборудования в качестве приоритетных критериев выбора новых технологий, оборудования, материалов следует использовать повышение энергоэффективности, ресурсосбережение, снижение негативного воздействия объектов производства на окружающую среду.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 138 из 159

15. Список литературы

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.
2. Правила определения нормативов допустимого антропогенного воздействия на атмосферный воздух, утвержденные Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 14 сентября 2021 года № 375.
3. Справочник по наилучшим доступным техникам «Переработка нефти и газа», утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан от 23 ноября 2023 года №1024.
4. Заключение по наилучшим доступным техникам «Добыча и обогащение железных руд (включая прочие руды черных металлов)», «Добыча и обогащение руд цветных металлов (включая драгоценные)», «Переработка нефти и газа», «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», «Производство ферросплавов», утвержденные Постановлением Правительства Республики Казахстан от 11 марта 2024 года № 161.
5. Отчет о проведении экспертной оценки технологических процессов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на соответствие принципам наилучших доступных технологий от 18 мая 2021 года.
6. Заключение по энергосбережению и повышению энергоэффективности ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» от 2021г.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 139 из 159

Приложение 1

Лицензия №02173Р от 03.03.2020 года
на выполнение работ и оказание услуг в области охраны окружающей среды

20004078



ЛИЦЕНЗИЯ

03.03.2020 жылы

02173Р

Қоршаған ортаны қорғау саласындағы жұмыстарды орындауға және қызметтерді көрсету айналысуға

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызмет түрінің атауы)

"ГеоПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау к., Сарықамыс Шағын ауданы, Лапын көшесі, № 19 үй, БСН: 980740004456 берілді

(заңды тұлғаның (соның ішінде шетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмаған жағдайда – шетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/жеке тұлғаның толық тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда), жеке сәйкестендіру нөмірі)

Ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Ескерту

Неліктен шығарылмайтын, 1-сынып

(неліктен шығарылатындығы, рұқсаттың класы)

Лицензипар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі . Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензиярдың толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға)

Абдуалиев Айдар Сейсенбекович

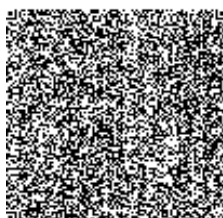
(тегі, аты, әкесінің аты (болған жағдайда))

Алғашқы берілген күні **04.12.2012**

Лицензияның қолданылу кезеңі

Берілген жер

Нұр-Сұлтан қ.



 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУМЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 140 из 159

20004078



123

ЛИЦЕНЗИЯҒА ҚОСЫМША

Лицензияның нөмірі 02173Р

Лицензияның берілген күні 03.03.2020 жылы

Лицензияланатын қызмет түрінің кіші қызметтері:

- Шаруашылық және басқа қызметтің 1 сәтаты үшін табиғатты қорғауға қатысты жобалау, нормалау

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Лицензиат

"ГеоПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау к., Сарықамыс Шығын ауданы, Лашын көшесі № 19 үй, БСН: 980740004436

(заңды тұлғаның (соның ішінде иетелдік заңды тұлғаның) толық атауы, мекенжайы, бизнес-сәйкестендіру нөмірі, заңды тұлғаның бизнес-сәйкестендіру нөмірі болмағанда жағдайда – иетелдік заңды тұлға филиалының немесе өкілдігінің бизнес-сәйкестендіру нөмірі/және тұлғаның толық ісігі аты, өкесінің аты (болған жағдайда), және сәйкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

(орналасқан жері)

Лицензияның қолданылуының ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитеті» республикалық мемлекеттік мекемесі. Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(лицензияға қосымшаны берген органның толық атауы)

Басшы (уәкілетті тұлға) Абдуллин Айдар Сейсенбекович

(ісігі, аты, өкесінің аты (болған жағдайда))

Қосымшаның нөмірі 001

Қолданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні 03.03.2020 күні

Берілген орны Нұр-Сұлтан к.



Осы құжат «Павлодарский завод нефтехимического завода» производственного товарищества Республики Казахстан 060021, Атырау облысы, Атырау қ.ә., Атырау к., Сарықамыс Шығын ауданы, Лашын көшесі № 19 үй, БСН: 980740004436» үшін берілген. Құжаттың нөмірі 02173Р.

20004078



123

ЛИЦЕНЗИЯҒА КОСЫМША

Лицензия № 02173Р

Лицензияның берілген күні 03.03.2020 жылы

Лицензиялаытын кызмет түрінің кіші кызметтері

- шаруашылық және басқа қызметтің I сәуаты үшін экологиялық зиян

(«Рүқияттар және хабарламалар туралы» Қазақстан Республикасының Заңына сәйкес лицензияланатын қызметтің кіші түрінің атауы)

Индексизмат

"ГеоПроект" жауапкершілігі шектеулі серіктестігі

060021, Қазақстан Республикасы, Атырау облысы, Атырау Қ.Ә., Атырау к. Сарықамыс Шатыс ауданы, Латышев көшесі № 19 ұя, БСН: 980740004456

(жанды тұлғаның (сонның иінінде) ишетеңіз жанды тұлғаның) толық атауы, жекке-сайкестендіру нөмірі, жанды тұлғаның бизнес-сайкестендіру нөмірі болмына жандыда - ишетеңіз жанды тұлға фактальнығы немесе нәйдіңдін бизнес-сайкестендіру нөмірі/жекке-тұлғаның толық тегі аты, жеккын аты (болмын жандыда), жекке-сайкестендіру нөмірі)

Өндірістік база

Атырау қ., мкр. Сарыкамыс, Пятый к., 19 үй

Органический жир

Лицензияның
қолданылуының
ерекше шарттары

(«Рұқсаттар және шартнамалар туралы» Қазақстан Республикасы Заңының 36-бабына сәйкес)

Лицензиар

«Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігінің Экологиялық реттеу және бақылау комитетін» республикалық мемлекеттік мекемесі. Қазақстан Республикасының Экология, геология және табиғи ресурстар министрлігі.

(дәлелденген космшаның бертен органикалық толғақ алуы)

Басты (үәкілетті тұлға)

Умаров Ермек Касымгалеевич

(continued from page 10)

Қосымшаның нөмірі

001

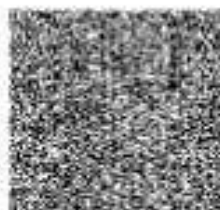
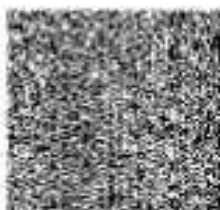
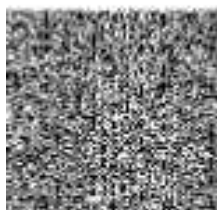
Колданылу мерзімі

Қосымшаның берілген күні

04.06.2020

Берілген орны

Нур-Султан к.

[illegible]

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 142 из 159

Приложение 2
Решение по определению категории объекта,
оказывающего негативное воздействие на окружающую среду от 12.08.2021 года



Министерство экологии, геологии и природных ресурсов
Республики Казахстан РГУ "Департамент экологии по
Павлодарской области" Комитета экологического
регулирования и контроля Министерства экологии, геологии и
природных ресурсов Республики Казахстан

Решение по определению категории объекта, оказывающего негативное
 воздействие на окружающую среду

№ _____ от «12» август 2021 г.

Наименование объекта, оказывающего негативное воздействие на
 окружающую среду: "ТОО "Павлодарский нефтехимический завод"", "19201"

(код основного вида экономической деятельности и наименование (при
 наличии) объекта, оказывающего негативное воздействие на
 окружающую среду)

Определена категория объекта: I

(указываются полное и (при наличии) сокращенное наименование,
 организационно-правовая форма юридического лица, фамилия, имя и (при
 наличии) отчество индивидуального предпринимателя, наименование и
 реквизиты документа, удостоверяющего его личность).

Бизнес-идентификационный номер юридического лица / индивидуальный
 идентификационный номер индивидуального предпринимателя:
 600400123776

Идентификационный номер налогоплательщика:

Адрес (место нахождения, почтовый индекс) юридического лица или

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 143 из 159

место жительства индивидуального предпринимателя: Павлодарская область

Адрес (место нахождения) объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду: (Павлодарская, Павлодар)

Руководитель: ҚҰРАМЫСОВ ИЛЬЯС ШОЙБЕКҰЛЫ (фамилия, имя, отчество (при его наличии))
 «12» август 2021 года

подпись:



 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 144 из 159

Приложение 3



Testing Laboratory LLP FE "SGS Kazakhstan Ltd"
 Испытательная лаборатория ТОО ИП "СЖС Казахстан ЛТД"
 Pavlodar city, Republic of Kazakhstan
 г. Павлодар, Республика Казахстан

Качество продукта
 Мазут топочный 100,3,00%, зольный, 25 °С ГОСТ 10585-2013
 Декларация соответствия зарегистрирована в
 Государственном реестре № KZ.7500610.13.12.00038
 действительна до 25 сентября 2025 г.
 Сертификат соответствия зарегистрирован в
 Государственном реестре № KZ.7500610.01.01.00073
 действителен до 25 сентября 2025 г.
 за 2024 год

Показатели качества	Нижняя граница	Верхняя граница	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Среднее за год
Плотность при 15°C, кг/м³			1 000,9 / 30	999,2 / 1	-	999,5 / 24	1 000,3 / 55
Плотность при 20°C, кг/м³			996,1 / 30	994,4 / 1	-	996,0 / 24	996,0 / 55
Содержание сероводорода в мазуте, ppm (mg/kg)		10	1,75 / 30	1,19 / 1	-	0,46 / 24	1,17 / 55
Водорастворимые кислоты и щелочи	отсутствие		отсутствие / 30	отсутствие / 1	-	отсутствие / 24	отсутствие / 55
Массовая доля воды, %		1.0	0,3 / 30	0,3 / 1	-	0,3 / 24	0,3 / 55
Содержание механических примесей, %		1.0	0,03 / 30	0,03 / 1	-	0,04 / 24	0,03 / 55
Вязкость условная, градусы ВУ		6.80	5,16 / 30	4,62 / 1	-	5,14 / 24	5,14 / 55
Зольность, %		0.14	0,06 / 30	0,05 / 1	-	0,06 / 24	0,06 / 55
Массовая доля серы, %		3.00	2,582 / 30	2,570 / 1	-	2,609 / 24	2,594 / 55
Температура застывания, °C		25	9 / 30	8 / 1	-	11 / 24	10 / 55
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	39900		40 184 / 30	40 119 / 1	-	40 241 / 24	40 207 / 55
Выход фракции, выкипающей до 350°C, % об.			4 / 30	6 / 1	-	7 / 24	5 / 55
Температура вспышки, °C	110		193 / 30	201 / 1	-	204 / 24	198 / 55

Remarks / Примечания:

Tests were performed by LLP FE "SGS Kazakhstan LTD" testing Laboratory in Pavlodar using rented equipment and own reagents except where stated otherwise.

Тестирование было выполнено в испытательной лаборатории ТОО ИП "СЖС Казахстан ЛТД" в г. Павлодар с использованием арендованного оборудования и собственных реагентов, за исключением особо отмеченных тестов.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 145 из 159



Testing Laboratory LLP FE "SGS Kazakhstan Ltd"
 Испытательная лаборатория ТОО ИП "СЖС Казахстан ЛТД"
 Pavlodar city, Republic of Kazakhstan
 г. Павлодар, Республика Казахстан

Качество продукта
 Топливо печное СТ РК 2951-2021
 Декларация соответствия зарегистрирована в
 Государственном реестре № KZ.7500610.01.01.00076
 действительна до 29 декабря 2025 г.
 Сертификат соответствия зарегистрирован в
 Государственном реестре № KZ.7500610.01.01.00076
 действителен до 29 декабря 2025 г.
 за 2024 год

Показатели качества	Нижняя граница	Верхняя граница	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Среднее за год
Плотность при 15°C, кг/м³			989,9 / 5	992,3 / 9	995,5 / 3	-	992,2 / 17
Плотность при 20°C, кг/м³			986,4 / 5	989,0 / 9	991,8 / 3	-	988,8 / 17
Водорастворимые кислоты и щелочи	отсутствие		отсутствие / 5	отсутствие / 9	отсутствие / 3	-	отсутствие / 17
Массовая доля воды, %	следы		отсутствие / 5	отсутствие / 9	отсутствие / 3	-	отсутствие / 17
Йодное число, граммов йода на 100 г топлива	0	65	1,7 / 5	2,3 / 9	2,3 / 3	-	2,1 / 17
Кислотность, мг КОН на 100 см³		5.0	0,7 / 5	0,5 / 9	0,5 / 3	-	0,6 / 17
Массовая доля сероводорода	отсутствие		отсутствие / 5	отсутствие / 9	отсутствие / 3	-	отсутствие / 17
Содержание механических примесей, % масс.	отсутствие		отсутствие / 5	отсутствие / 9	отсутствие / 3	-	отсутствие / 17
Цвет	го - до темно-		желтый / 5	светло-коричневый / 9	светло-коричневый / 3	-	светло-коричневый / 17
Температура вспышки в закрытом тигле, °C	40		89 / 5	93 / 9	99 / 3	-	93 / 17
Кинематическая вязкость при 20° C, мм²/с		16.0	4,5 / 5	5,0 / 9	5,3 / 3	-	4,9 / 17
Зольность, вес. %		0.02	0,004 / 5	0,003 / 9	0,003 / 3	-	0,004 / 17
Коксуемость 10% остатка, %		0.35	0,04 / 5	0,04 / 9	0,03 / 3	-	0,03 / 17
Массовая доля серы, % масс.		2.0	0,220 / 5	0,267 / 9	0,267 / 3	-	0,253 / 17

SGS Kazakhstan LTD

Laboratory: 1, Khimkombinatovskaya str., Pavlodar, 140000, Kazakhstan
 Office: 151, Mynbayev str., Almaty, 050040, Kazakhstan, business center "VERUM"

Member of SGS Group

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУЫТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 146 из 159

Показатели качества	Нижняя граница	Верхняя граница	1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Среднее за год
Коррозия	выдерживает		выдерживает / 5	выдерживает / 9	выдерживает / 3	-	выдерживает / 17
Температура застывания							
в период с 1 апреля по 1 сентября, °C		-5	-45 / 5	-45 / 9	-40 / 3	-	-44 / 17
Фракционный состав:							
10% перегоняется при температуре, °C	150		247 / 5	249 / 9	251 / 3	-	249 / 17
90% перегоняется при температуре, °C		360	315 / 5	326 / 9	328 / 3	-	323 / 17

Remarks / Примечания:

Tests were performed by LLP FE "SGS Kazakhstan LTD" testing Laboratory in Pavlodar using rented equipment and own reagents except where stated otherwise.

Тестирование было выполнено в испытательной лаборатории ТОО ИП "СЖС Казахстан ЛТД" в г. Павлодар с использованием арендованного оборудования и собственных реагентов, за исключением особо отмеченных тестов.

The results shown in this test report specifically refer to the sample(s) tested as received unless otherwise stated. All tests have been performed using the latest revision of the methods indicated, unless specifically marked otherwise on the report. Precision parameters apply in the determination of the above results. Users of analytical results, when establishing conformance with commercial or regulatory requirements should note the full provisions of ASTM D3244, IP 367 and ISO 4259 in that context, the default confidence level of petroleum testing having been set at the 95% confidence level. Your attention is specifically drawn to Sections 7.3.6., 7.3.7 and 7.3.8 of ASTM D3244. This test report is issued under the company's general conditions of service (copy available upon request or on the company website at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm). Attention is drawn to the limitations of liability, indemnification and jurisdictional issues defined therein. This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of the laboratory.

Если не оговорено иное, приведенные в данном протоколе испытаний результаты относятся только к испытанному/ым образцу/образцам в состоянии поставки. Все испытания были выполнены с использованием действующих версий указанных методов испытаний, кроме случаев, когда иное было однозначно указано в данном отчете. Погрешность измерений при определении вышеприведенных результатов соответствует погрешности, установленной в НД на методы испытаний. Пользователи результатов аналитических испытаний, при определении соответствия требованиям спецификации или процесса, должны ссылаться на последние опубликованные изменения ASTM D3244, IP 367, ISO 4259, при этом уровень точности для испытания нефти и нефтепродуктов устанавливается на уровне 95 %. Обращаем Ваше особое внимание на разделы 7.3.6, 7.3.7 и 7.3.8 стандарта ASTM D3244. Настоящий документ выпущен Компанией в соответствии с «Общими Условиями Оказания Услуг» (копия предоставляется по запросу или на веб-сайте компании по адресу http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm.) Обращаем внимание на установленные в этом документе условия об ограничении и освобождении от ответственности и юрисдикции. Данный документ не может быть воспроизведен без предварительного письменного разрешения Компании за исключением воспроизведения в полном объеме без каких-либо изменений.

This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of the laboratory.

Данный отчет не может быть воспроизведен иначе, как целиком и только с письменного разрешения лаборатории

This document is issued by the Company under its General Conditions of Service accessible at http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm. Attention is drawn to the limitation of liability, indemnification and jurisdiction issues defined therein.

Any holder of this document is advised that information contained hereon reflects the Company's findings at the time of its intervention only and within the limits of Client's instructions, if any. The Company's sole responsibility is to its Client and this document does not exonerate parties to a transaction from exercising all their rights and obligations under the transaction documents. Any unauthorized alteration, forgery or falsification

Настоящий документ выпущен Компанией в соответствии с «Общими Условиями Оказания Услуг» (http://www.sgs.com/terms_and_conditions.htm) Обращаем внимание на условия об ограничении и освобождении от ответственности и юрисдикции. Любой держатель настоящего документа извещен, что информация, содержащаяся в нем, отражает только факты, полученные Компанией в момент проведения инспекции, и исключительно в рамках инструкций Клиента (если таковые имелись). Компания несет ответственность только перед своим Клиентом, однако данный документ не освобождает договаривающиеся стороны от взаимных прав и обязательств в соответствии с заключенным соглашением. Любые несанкционированные изменения, подделка, фальсификация, копирование содержания или оформления данного документа являются незаконными, а нарушители могут подвергнуться преследованию в установленном законом порядке.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 147 из 159

Приложение 4

Описание достижения заявленных предельных значений и применяемых технологий

2. Снижение выбросов оксидов азота (NOX) от установок сжигания (печи и котлы).

Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:

1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ: мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 1 Раздела 4 "Атмосферный воздух".

2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ:

- п. 2 "Гидроочистка жидкого технологического топлива" - в качестве жидкого топлива использование легкого газойля каталитического крекинга (компонент печного топлива), полученный из гидроочищенного сырья – вакуумного газойля.
- п. 4 "Повышение коэффициента полезного действия" - снижение коэффициента избытка воздуха (целевое содержание кислорода в отходящих дымовых газах - 3% об.).
- п. 5 "Использование техник по снижению выбросов" - пп. 4 п. 1.30.2 Оптимизация процесса горения - улучшение теплоинтеграции процессов (снижение потребления технологического топлива).

Пояснение:

На ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» для достижения технологического показателя - снижения выбросов оксидов азота (NOx) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 1 Раздела 4 «Атмосферный воздух» – на источниках выбросов №0013 – на дымовых трубах установлены автоматизированные системы мониторинга (далее – АСМ) с помощью которых обеспечивается непрерывный контроль показателя «оксиды азота (NOx)».

2. НДТ 70. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух: п. 2 Гидроочистка жидкого технологического топлива

В качестве жидкого топлива планируется использовать легкий газойль каталитического крекинга (компонент печного топлива), полученный из гидроочищенного сырья – вакуумного газойля, т.е. предусмотрен переход с мазута на печное топливо.

Для снижения выбросов оксидов азота и других загрязняющих веществ предусмотрен переход с мазута на более экологически чистое топливо — легкий газойль каталитического крекинга. Этот газойль получают из вакуумного газойля, который подвергается гидроочистке — сложному химико-технологическому процессу, в ходе которого из сырья удаляются сера, азотсодержащие соединения и другие примеси. Гидроочистка проводится с использованием водорода при высоком давлении и температуре в присутствии катализаторов.

Благодаря этому процессу топливо становится значительно чище и сгорает более полно и эффективно, что уменьшает образование токсичных веществ, в том числе оксидов азота (NOx). Переход с мазута, обладающего высокой зольностью и содержанием серы, на гидроочищенный газойль позволяет снизить выбросы и повысить экологическую безопасность производства. Кроме того, использование газойля улучшает качество горения, снижает коррозионное воздействие на оборудование и уменьшает износ печей.

п. 4 Повышение коэффициента полезного действия, п. 5 Использование техник по снижению выбросов - пп. 4 п. 1.30.2 Оптимизация процесса горения

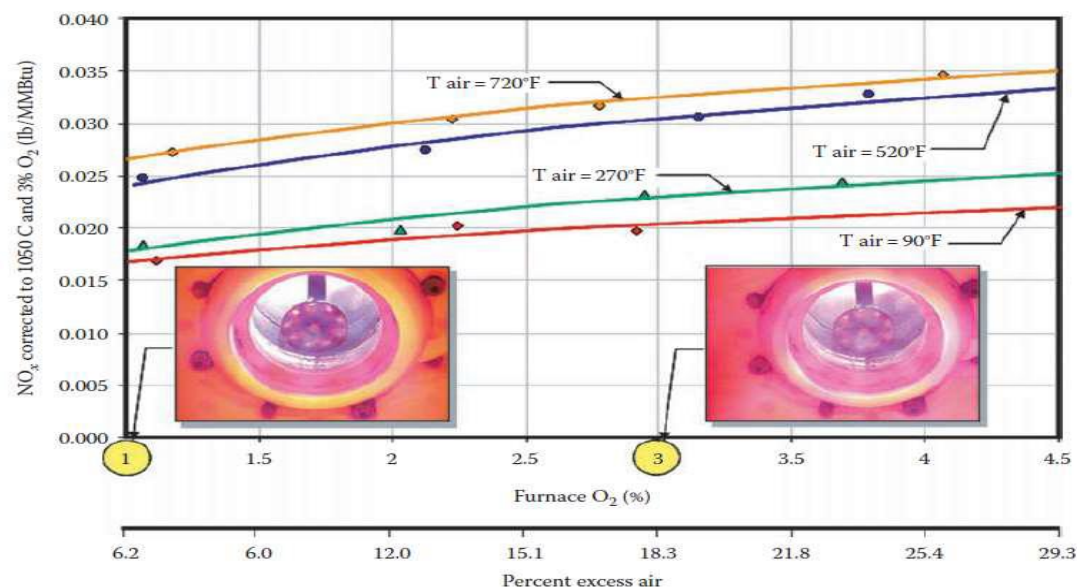
	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 148 из 159

Повышение КПД печей и оптимизация процесса горения: ТОО «ПНХЗ» на регулярной основе работает над минимизацией избытка воздуха, борьбой с тепловыми потерями, проводит регулярное техническое обслуживание элементов печи, устранение утечек и подсосов холодного воздуха. Персонал обучается энергоэффективным методам ведения технологического режима, управлению для достижения наилучших условий сжигания. Технологический персонал имеет цели по эксплуатации печей с коэффициентом избытка воздуха 1,15, при этом старается эксплуатировать печи в режиме полного сжигания до CO_2 , не допуская выбросов CO .

Повышение КПД печей является ключевым направлением для снижения расхода топлива и сокращения выбросов загрязняющих веществ. На заводе систематически реализуются меры по минимизации тепловых потерь. Это достигается за счет качественной теплоизоляции печей и оборудования, а также устранения подсосов холодного воздуха через неплотности и трещины в корпусах печей.

Регулярное техническое обслуживание включает проверку и ремонт уплотнений, горелок и других элементов, что позволяет избежать утечек воздуха и утрат тепла. Такой подход позволяет поддерживать стабильный режим работы печей и улучшать полноту сгорания топлива. Повышение КПД снижает затраты топлива, уменьшает тепловые потери и снижает выбросы, в том числе оксидов азота, за счет более эффективного использования энергии.

Оптимизация процесса горения направлена на обеспечение максимально полного и экологичного сжигания топлива. Важным параметром является коэффициент избытка воздуха — отношение объема фактически подаваемого воздуха к теоретически необходимому для полного сгорания топлива. На заводе стремятся поддерживать коэффициент около 1,15, что обеспечивает достаточный уровень кислорода для полного сгорания без значительного избытка, который провоцирует образование оксидов азота. На рисунке представлено влияние снижения избытка O_2 в дымовых газах на выбросы NO_x .



Персонал регулярно обучается современным энергоэффективным методам управления процессом горения и контролю технологического режима. Используются современные системы контроля и автоматизации, позволяющие оперативно корректировать параметры горения, минимизировать теплотери и избегать образования окиси углерода (CO), которая свидетельствует о неполном сгорании.

Печь эксплуатируется в режиме, при котором достигается максимальная концентрация углекислого газа (CO₂) в продуктах сгорания, что говорит о высокой полноте сгорания топлива. Такой режим значительно снижает выбросы вредных веществ, включая оксиды азота, и повышает энергоэффективность всего технологического процесса. Постоянный контроль и техническое обслуживание позволяют поддерживать устойчивый и экологически безопасный режим работы печей.

3. НДТ 78. Для достижения общего сокращения выбросов NOx в воздух. Комплексное управление выбросами – первичные общие меры по снижению выбросов NOx: оперативный контроль.

ТОО «ПНХЗ» проводит и поддерживает ряд проектов по повышению операционной эффективности, направленных на снижение потребления технологического топлива путем увеличения температуры нагреваемого потока перед печью П-301. Планируется замена печи П-2 на блок утилизации дымовых газов (установка инсинератора) на источнике №0013.

Благодаря снижению потребления топлива уменьшается количество сжигаемого топлива и, как следствие, выбросы NOx. Оперативный контроль в процессе эксплуатации позволяет своевременно выявлять отклонения от оптимального режима работы и принимать меры для поддержания

 КазМунайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИА ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 150 из 159

максимальной эффективности и минимизации загрязнений. Такой комплексный подход способствует устойчивому снижению выбросов оксидов азота и улучшению экологических показателей предприятия.

Следует отметить, что экологический эффект от реализации вышеуказанных мероприятий является комплексным, ожидаемый совокупный экологический эффект – снижение концентрации оксидов азота более 90%.

3. Снижение выбросов диоксида серы (SO₂) от установок сжигания (печи и котлы).

Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:

1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ: мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 1 Раздела 4 "Атмосферный воздух".

2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ:

- п. 2 "Гидроочистка жидкого технологического топлива" - в качестве жидкого топлива использование легкого газойля каталитического крекинга (компонент печного топлива), полученный из гидроочищенного сырья – вакуумного газойля. Применимость техники обусловлена следующим, содержание серы в мазуте 3,0% масс., содержание серы в печном топливе 0,3 % масс. Для снижения выбросов SO₂, SO_x применяется глубокая гидроочистка сырья установки каталитического крекинга. Так, при исходном содержании серы в сырье гидроочистки сырья каталитического крекинга составляет 20 000 ppm, в процессе гидроочистки оно снижается до 1500 ppm.

- п. 4 "Повышение коэффициента полезного действия" - снижение коэффициента избытка воздуха (целевое содержание кислорода в отходящих дымовых газах - 3% об.).

- п. 5 "Использование техник по снижению выбросов":

- пп. 3 п. 1.30.3 Использование газообразного технологического топлива для замены жидкого технологического топлива - увеличение доли использования газообразного технологического топлива до 70 %, контроль за соотношением сжига жидкого и газообразного топлива;

- улучшение теплоинтеграции процессов (снижение потребления технологического топлива);

- пп. 6 п. 1.30.3 Удаление серосодержащих газов путем очистки амином - увеличение эффективности работы аминовой очистки (аминовый контур ТОО "ПНХЗ"): регулярная чистка абсорберов от возможных отложений; увеличение концентрации МДЭА в контуре циркуляции до максимальных 40-45 % масс., снижение содержания термостабильных солей путем эффективной эксплуатации блока очистки термостабильных солей HSSX; приобретение ионообменной смолы Versalt.

Пояснение:

1. НДТ 4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 1 Раздела 4 «Атмосферный воздух» – на источниках выбросов №0013 – на дымовых трубах установлены автоматизированные системы мониторинга (далее – АСМ) с помощью которых обеспечивается непрерывный контроль показателя «диоксида серы (SO₂)».

2. НДТ 70. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух: п. 2 Гидроочистка жидкого технологического топлива

В качестве жидкого топлива планируется использовать легкий газойль каталитического крекинга (компонент печного топлива), полученный из гидроочищенного сырья – вакуумного газойля, т.е. предусмотрен переход с мазута на печное топливо.

Для оценки эффективности предложенной методики обратимся к показателям качества мазута и легкого газойля для сравнения.

Таблица 1 – средние показатели качества товарного мазута

Показатели качества	Нижняя граница	Верхняя граница	Январь	Февраль	Март	Среднее за квартал
Плотность при 15°C, кг/м³			1 001,1 / 7	1 000,3 / 5	999,5 / 5	1 000,4 / 17
Плотность при 20°C, кг/м³			997,7 / 7	996,9 / 5	996,1 / 5	997,0 / 17
Массовая доля воды, %		1.0	0,3 / 7	0,3 / 5	0,3 / 5	0,3 / 17
Водорастворимые кислоты и щелочи	отсутствие		отсутствие / 7	отсутствие / 5	отсутствие / 5	отсутствие / 17
Содержание механических примесей, %		1.0	0,02 / 7	0,02 / 5	0,02 / 5	0,02 / 17
Содержание сероводорода в мазуте, ppm (мг/кг)		10	3,23 / 7	3,77 / 5	4,17 / 5	3,66 / 17
Вязкость условная, градусы ВУ		6.80	5,88 / 7	4,83 / 5	4,66 / 5	5,21 / 17
Зольность, %		0.14	0,05 / 7	0,05 / 5	0,05 / 5	0,05 / 17
Массовая доля серы, %		3.00	2,62 / 7	2,58 / 5	2,56 / 5	2,59 / 17
Температура застывания, °C		25	11 / 7	9 / 5	9 / 5	10 / 17
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	39900		40 253 / 7	40 270 / 5	40 270 / 5	40 263 / 17
Выход фракции, выкипающей до 350°C, % об.			7 / 7	7 / 5	8 / 5	7 / 17
Температура вспышки, °C	110		200 / 7	198 / 5	200 / 5	200 / 17

Таблица 2 – средние показатели качества легкого газойля каталитического крекинга

Фракция 195-340°С	После Т-201 КТ-1 С-200	Плотность при 15°С, кг/м³			982.0 / 31	978.5 / 29	980.6 / 33	980.4 / 93		6
		Плотность при 20°С, кг/м³		990	978.6 / 31	975.2 / 29	977.3 / 33	977.1 / 93		6
		Массовая доля азота, ppm			366.33 / 1	251.64 / 1	271.29 / 1	296.42 / 3		0
		Температура вспышки в закрытом тигле, °С	80		91.5 / 31	94.6 / 29(1)	100.2 / 33	95.5 / 93(1)	1.08	6
		Коксуемость 10% остатка, %		0.95	0.07 / 4	0.06 / 3	0.06 / 5	0.06 / 12		0
		Массовая доля серы, мг/кг		3000	2 073.226 / 31	1 865.000 / 28	1 692.188 / 32	1 875.165 / 91		4
		Температура застывания, °С		-10	-33.8 / 31	-35.0 / 28	-40.6 / 30	-36.5 / 89		2
		Фракционный состав: начало кипения при температуре, °С	180		191.3 / 31	201.7 / 29(1)	210.0 / 32	201.1 / 92(1)	1.09	5
		5% перегоняется при температуре, °С			232.1 / 31	237.1 / 29	241.1 / 32	236.8 / 92		5
		10% перегоняется при температуре, °С			243.4 / 31	245.3 / 29	248.7 / 32	245.8 / 92		5
		20% перегоняется при температуре, °С			253.1 / 31	253.0 / 29	255.6 / 32	254.0 / 92		5
		30% перегоняется при температуре, °С			260.1 / 31	258.5 / 29	260.8 / 32	259.8 / 92		5
		40% перегоняется при температуре, °С			265.3 / 31	263.0 / 29	264.6 / 32	264.3 / 92		5
		50% перегоняется при температуре, °С			270.8 / 31	267.4 / 29	268.6 / 32	269.0 / 92		5
		60% перегоняется при температуре, °С			277.4 / 31	272.7 / 29	273.3 / 32	274.5 / 92		5

		70% перегоняется при температуре, °C			285.9 / 31	279.3 / 29	279.1 / 32	281.4 / 92		5
		80% перегоняется при температуре, °C			297.3 / 31	288.3 / 29	287.0 / 32	290.9 / 92		5
		90% перегоняется при температуре, °C			313.5 / 31	301.4 / 29	298.6 / 32	304.5 / 92		5
		96% перегоняется при температуре, °C			327.0 / 31	314.0 / 29	309.6 / 32	316.9 / 92		5
		конец кипения при температуре, °C		360	333.1 / 31	321.0 / 29	316.5 / 32	323.5 / 92		5
		Остаток в колбе, %			1.4 / 31	1.3 / 29	1.3 / 32	1.3 / 92		5
		Потери от разгона, % об.			0.9 / 31	0.8 / 29	0.9 / 32	0.9 / 92		5
		Выход фракция на конец кипения, %			97.74 / 31	97.92 / 29	97.85 / 32	97.83 / 92		5

Применимость техники обусловлена следующим, содержание серы в печном топливе - 0,3 % массовых, т.е. в 10 раз меньше, чем в мазуте 3,0%.

Для снижения выбросов SO₂, SO_x применяется глубокая гидроочистка сырья установки каталитического крекинга. Так, при исходном содержании серы в сырье гидроочистки сырья каталитического крекинга составляет 20 000 ppm, в процессе гидроочистки оно снижается до 1500 ppm.

п. 4 Повышение коэффициента полезного действия - снижение коэффициента избытка воздуха (целевое содержание кислорода в отходящих дымовых газах - 3% об.).

1. Оптимизацией процесса горения и улучшению тепловой интеграции установок, ТОО «ПНХЗ» устанавливает целевой показатель 3% об. кислорода в отходящих дымовых газах технологических печей в качестве ориентира. Это находит подтверждение в снижении потребления технологического топлива в разрезе по годам:

2021 г. - 5,2% от нефти, 2022 г. - 5,2% от нефти, 2023 г. - 5,0% от нефти, 2024 г. - 4,79% от нефти. На текущий момент потенциал мероприятия лимитируется оснащенностью приборами КИПиА.

п. 5 Использование техник по снижению выбросов:

- пп. 3 п. 1.30.3 Использование газообразного технологического топлива для замены жидкого технологического топлива

Применение природного газа не представляется возможным из-за его отсутствия в Павлодарской области. Увеличение доли использования газообразного технологического топлива: более 70% газообразного топлива, менее 30% жидкого топлива. Контроль за соотношением сжега жидкого и газообразного топлива. Снижение сжогов топлива.

- пп. 6 п.1.30.3 Удаление серосодержащих газов путем очистки амином - увеличение эффективности работы аминовой очистки (аминовый контур ТОО "ПНХЗ"): регулярный осмотр внутренних устройств аминовых абсорберов на наличие отложений, ухудшающих эффективность очистки; увеличение концентрации МДЭА в контуре циркуляции до максимальных 40-45 % масс., снижение содержания термостабильных солей путем

 КазМунайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИА ЗАУМЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 154 из 159

эффективной эксплуатации блока очистки термостабильных солей HSSX; использование на этом блоке высокоэффективной смолы ионного обмена Versalt.

Ожидаемый экологический эффект мероприятий позволяет достичь снижение концентрации диоксида серы 40-80%

4. Снижение выбросов углерода оксида (CO) от установок сжигания (печи и котлы).

Технологический показатель будет достигнут за счет применения следующих комбинаций НДТ:

1. НДТ 4 СНДТ, Заключение по НДТ: мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 3 Раздела 4 "Атмосферный воздух".

2. НДТ 70 СНДТ, Заключение по НДТ:

- п. 4 "Повышение коэффициента полезного действия" - снижение коэффициента избытка воздуха (целевое содержание кислорода в отходящих дымовых газах - 3% об.).

- п. 5 "Использование техник по снижению выбросов":

- пп. 1 п. 1.30.5 Управление процессом горения;

- улучшение теплоинтеграции процессов (снижение потребления технологического топлива).

3. НДТ 75 СНДТ, Заключение по НДТ: первичные меры по снижению выбросов CO - соответствующий оперативный контроль.

Пояснение:

На ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» для достижения технологического показателя - снижения выбросов углерода оксид (CO) планируется применение следующей комбинации НДТ:

1. НДТ 4. Мониторинг выбросов загрязняющих веществ в соответствии с п. 1 Раздела 4 «Атмосферный воздух» – на источниках выбросов №0013 – на дымовых трубах установлены автоматизированные системы мониторинга (далее – АСМ) с помощью которых обеспечивается непрерывный контроль показателя «углерода оксид (CO)».

2. НДТ 70. В целях предотвращения или сокращения выбросов в воздух:

п. 4 Повышение коэффициента полезного действия, п. 5 Использование техник по снижению выбросов - пп. 1 п. 1.30.5 Управление процессом горения. Повышение КПД печей и оптимизация процесса горения: ТОО «ПНХЗ» на регулярной основе работает над минимизацией избытка воздуха, борьбой с теплотериями, проводит регулярное техническое обслуживание элементов печи, устранение утечек и подсосов холодного воздуха. Персонал обучается энергоэффективным методам ведения технологического режима.

Технологический персонал имеет цели по эксплуатации печей с коэффициентом избытка воздуха 1,15, при этом старается эксплуатировать печи в режиме полного сжигания до CO₂, не допуская выбросов CO.

На предприятии регулярно проводят мероприятия по минимизации избытка воздуха в камерах сгорания, поскольку избыток воздуха способствует повышению выбросов оксидов азота (NO_x). Кроме того, ведется борьба с теплотериями — для этого устраняют утечки и подсосы холодного воздуха через неплотности в печах, что улучшает теплоизоляцию и снижает расход топлива.

Оптимизация процесса горения направлена на обеспечение максимально полного и экологичного сжигания топлива. Важным параметром является коэффициент избытка воздуха — отношение объема фактически подаваемого воздуха к теоретически необходимому для полного сгорания топлива.

	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 155 из 159

3. НДТ 75. Применение методов снижения выбросов СО. Комплексное управление выбросами – первичные общие меры по снижению выбросов СО: оперативный контроль.

Оперативный контроль позволяет своевременно выявлять нарушения в технологическом процессе, связанные с неполным сгоранием топлива, и оперативно принимать меры для их устранения. Это включает настройку и корректировку режимов работы печей, обучение персонала и поддержание оборудования в исправном состоянии.

Применение таких методов позволяет значительно снизить выбросы СО, повысить качество горения и улучшить экологическую безопасность производства.

Следует отметить, что экологический эффект от реализации вышеуказанных мероприятий по снижению выбросов углерода оксида (СО) является комплексным. Экологический эффект достигается за счёт совокупного действия всех применяемых НДТ, направленных как на техническую модернизацию, так и на оптимизацию режимов эксплуатации и улучшение операционного управления. Поэтому оценка эффективности мероприятий должна проводиться в комплексе, без разделения вклада каждого НДТ по отдельности.

В связи с особенностями действующей системы мониторинга и технологического контроля, не представляется возможным провести количественный расчёт экологического эффекта по каждому мероприятию в отдельности по следующим причинам:

1. Измерения выбросов проводятся на уровне источника (дымовой трубы), а не на месте непосредственного образования загрязняющих веществ: Контроль осуществляется на источнике выбросов (дымовая труба), где фиксируются интегральные значения, отражающие совокупный вклад всех реализуемых мероприятий, а не отдельных технологических процессов.

2. Мероприятия внедряются в комплексе, а не раздельно:

Все меры направлены на единый результат — снижение уровня выбросов СО — и реализуются параллельно и взаимосвязано.

Ожидаемый совокупный экологический эффект – снижение концентрации углерода оксида 80 - 90%.

5. Снижение нефтепродукта в сбросах сточных вод (строительство доочистки сточных вод, установки ультрафильтрации и обратноосмотических мембран)

Технологический показатель будет достигнут за счет: строительства доочистки сточных вод, установки ультрафильтрации и обратноосмотических мембран.

Пояснение:

Доочистка сточной воды предполагает установку ультрафильтрации и обратноосмотических мембран:

Ультрафильтрация – это баромембранный процесс, заключающийся в том, что жидкость «продавливается» через полупроницаемую перегородку. Размер отверстий (пор) ультрафильтрационных мембран лежит в пределах от 5 нм до 0,05–0,1 мкм. Главное отличие мембранной фильтрации от обычного объемного фильтрования в том, что подавляющее большинство всех задерживаемых веществ накапливается на поверхности мембраны, образуя дополнительный фильтрующий слой осадка, который обладает своим сопротивлением.

 КазМунайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИА ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 156 из 159

Обратный осмос - принцип работы фильтра обратного осмоса основан на прохождении молекул воды через полупроницаемую мембрану, большинство содержащихся примесей при этом остается в исходном растворе. Таким образом осуществляется очистка воды от большинства органических загрязнений, микроорганизмов, а также многих неорганических ионов.

Ожидаемый экологический эффект – снижение концентрации нефтепродукта не менее -80%.

На ТОО «ПНХЗ» для достижения технологического показателя по нефтепродукту в сточной воде, сбрасываемой в накопитель замкнутого типа из представленных техник, применяются:

1. НДТ 8. В целях сокращения потребления воды и объема образования загрязненной воды НДТ предусматривает использование всех техник, приведенных ниже:

п.1, 2 Интеграция водных потоков, система водоотведения для разделения потоков загрязненной воды -Секция С-500/С-600 «Отпарка кислых стоков», входящая в состав производства серы и общезаводского хозяйства предназначена для сбора кислой воды от установок предприятия, отделения из нее остатков углеводородов и последующей переработкой кислой воды в отпарной колонне (стриппинг-процесс).

Целью стриппинг-процесса является извлечение из кислой воды кислых газов, аммиака (NH_3) и преимущественно сероводорода (H_2S) - 60-65% весовых и получения отпаренной воды для повторного использования.

Отпаренная вода секции 500 повторно используется на секции 100 - ЭЛОУ-АТ (ЭЛОУ - электрообессоливание, обезвоживание нефти, АТ-разделение нефти на фракции) производства первичной переработки нефти, секции 600 на установку очистки сточных вод. Побочными продуктами для секций 500 и 600 являются кислый газ, выделяющийся в процессе отпарки кислых стоков, и некондиционные нефтепродукты. Кислые газы поступают в секцию получения серы и очистки хвостовых газов А-710, для дальнейшей конверсии в серу, а некондиционные нефтепродукты выводятся с установки в парк 29-5/3 (ПКОН).

п. 3 Разделение потоков незагрязненной воды. Сточные воды ТОО «ПНХЗ» по характеру загрязнений подразделяются на промливневые сточные воды и стоки ЭЛОУ. Соответственно предусмотрено разделение сточной воды на две, несвязанные между собой системы:

- I система канализации– нейтральные стоки, загрязненные нефтепродуктами и механическими примесями от производства первичной переработки нефти (ПППН), производства глубокой переработки нефти (ПГПН), производства серы и общезаводского хозяйства (ПСиОЗХ), установки производства битумов (ППТНО), промывочно-пропарочной станции, товарно-сырьевых парков, ливневые воды с территории завода и хозфекальные стоки предприятия.

- II система канализации– сточная вода от блока подготовки нефти (ЭЛОУ) ПППН, сернисто-щелочные стоки с блоков защелачивания производства глубокой переработки нефти (ПГПН), дренажные стоки с площадок ТОО «ПНХЗ», сточная вода после смыва с эстакад налива, сточная вода после промывочно-пропарочной станции, технологический конденсат и хозфекальные стоки предприятия.

п. 4 Предотвращение разливов и утечек. Своевременное техническое обслуживание оборудования.

2. НДТ 9. Для сокращения загрязняющих веществ при сбросе сточных вод в приемник НДТ заключается в удалении нерастворимых и растворимых загрязняющих веществ с использованием всех техник, приведенных ниже:

 КазМунайГаз ПАВЛОДАР МҮНАЙХИМИА ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 157 из 159

п.1, 2 Удаление нерастворимых веществ путем извлечения нефти, удаление нерастворимых веществ путем извлечения взвешенных веществ и растворенной нефти.

Комплекс сооружений механической очистки предназначен для очистки сточных вод, поступающих с установок завода. Очистка сточных вод производится в два этапа:

Механическая очистка сточных вод предназначена для выделения нерастворенных минеральных и органических примесей методом отстаивания сточных вод. При этом загрязнение сточных вод, поступающих с завода, уменьшается до величины, при которой можно производить физико-химическую очистку. Предусмотрены промежуточные (разделочные) резервуары

Физико-химическая очистка предназначена для удаления из сточной воды, прошедшей механическую очистку, мелкодисперсных и коллоидных частиц нефтепродуктов и механических примесей. Она сочетает в себе два метода:

- укрепление агрегатов частиц коллоидной системы при помощи введения в сточные воды коагулянта алюминия сернокислого;
- флотация сточной воды после коагулирования, при которой происходит вынос агрегатов частиц загрязнений, прилипших к разделу фаз пузырьков воздуха и сточной воды.

Собранный на механических сооружениях нефтепродукт обезвоживается в парке разделочных резервуаров и откачивается на установку переработки нефтешлама фирмы Flottweg.

Собранный на механических очистных сооружениях песок и шлам (пена) после флотационной установки, накапливаются в шламонакопителях.

Очищенная физико-химическим методом сточная вода подается для доочистки на биологические очистные сооружения.

п.3 Удаление растворимых веществ, включая биологическую очистку и осветление вод.

Биологические очистные сооружения предназначены для доочистки нефтесодержащих сточных вод I и II систем канализации, прошедших механическую и физико-химическую очистку. Принцип действия сооружений биологической очистки сточных вод основан на окислении органических загрязнений за счет жизнедеятельности микроорганизмов активного ила при интенсивной аэрации. Активный ил адсорбирует и с помощью кислорода (воздуха) перерабатывает значительную часть загрязнений. Биологическая очистка стоков I и II систем производится отдельно. Стоки I системы подвергаются одноступенчатой биологической очистке в аэротенке, отстаиванию в радиальных отстойниках, очистке в сетчатом фильтре, доочистке на блоке песчаных фильтров и возвращаются на блок оборотного водоснабжения.

Стоки II системы подвергаются двухступенчатой биологической очистке в аэротенках, отстаиванию в радиальных отстойниках. Затем направляются на доочистку в аэрируемый пруд и сбрасываются в накопитель Сарымсак и (или), как дополнительный источник технической воды, используются для нужд завода.

НДТ 10. Для снижения сбросов загрязняющих веществ должна применяться стратегия управления водными ресурсами.

Техника представляет собой стратегию выявления и сокращения сбросов в воду веществ, классифицированных как «маркерные вещества», а также сокращение потребления водных ресурсов. Управление водными ресурсами подтверждается основными показателями 2022-2024 года:

- потребление свежей технической воды в 2024 году составило 348,955 тыс. м3, от уровня 2022 года потребление снизилось на 330,41 тыс. м3 (49%);
- соотношение воды в оборотной замкнутой системе: 0,3-0,6 % свежая техническая вода, 99,4-99,7% очищенная сточная вода;
- повторное использование воды– возврат очищенных сточных вод в производство достигает 68-70%.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 158 из 159

НДТ 12. НДТ заключается в мониторинге сбросов загрязняющих веществ в водные объекты с использованием техник мониторинга, которые обеспечивают представительные данные качества воды с частотой мониторинга не реже указанной. Частота мониторинга сброса загрязняющих веществ по показателю «нефтепродукт» установлена в соответствии с п. 6 Раздела 4 «Водные ресурсы» - ежедневно.

 ҚазМұнайГаз ПАВЛОДАР МҰНАЙХИМИЯ ЗАУАТЫ	Проект технологических нормативов ТОО «Павлодарский нефтехимический завод» на 2026-2035 годы		
-	-	Редакция 1	стр. 159 из 159