



010000, Астана қ., Мәңгілік Ел даңғылы, 8  
«Министрліктер үйі», 14-кіреберіс  
Тел.: 8(7172)74-01-05, 8(7172)74-08-55

010000, г. Астана, проспект Мангилик Ел, 8  
«Дом министерств», 14 подъезд  
Тел.: 8(7172) 74-01-05, 8(7172)74-08-55

№ \_\_\_\_\_

ТОО «ПолисМунайКурылыс»

**Заключение**  
**по результатам оценки воздействия на окружающую среду**  
**к «СТРОИТЕЛЬСТВО УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА С**  
**МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ЮГОВОСТОЧНЫЙ НОВОБОГАТ»**

Материалы поступили № KZ13RVX01776046 от 19.03.2026 года

**Сведения об инициаторе намечаемой деятельности:** Товарищество с ограниченной ответственностью «ПолисМунайКурылыс», 030000, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, АКТЮБИНСКАЯ ОБЛАСТЬ, АКТОБЕ Г.А., Г.АКТОБЕ, РАЙОН АСТАНА, улица Гиззата Ибатовича Ибатова, дом № 80, 070440010727, БИЛЯЛОВ БАГИТ БУЛАТОВИЧ, 87026652510, [PMK-@MAIL.RU](mailto:PMK-@MAIL.RU)

**Разработчик отчета воздействия:** ТОО «JASYLMEKEN», Адрес г.Актобе, р-н Астана, мкр.12ВГ, дом 54, Офис 3, 87781297809.

**Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:**

- Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду № KZ28VWF00480871, Дата: 15.12.2025 г.

- Проект отчета о возможных воздействиях к «Строительство установки комплексной подготовки газа с месторождения «Юговосточный Новобогат».

- Протокол общественных слушаний от 26.02.2026 г.

Согласно разделу 1 приложения 2 к ЭК РК по видам намечаемой деятельности и иным критериям, на основании которых осуществляется отнесение объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, объект относится к I категории (*n.1, nn.1.3 - разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов*).

Намечаемая деятельность расположена в Махамбетском районе и частично в Исатайском районе Атырауской области Республики Казахстан. Площадка строительства находится на равнинной степной территории, ориентировочно в 80 км западнее г. Атырау. Ближайшие населённые пункты расположены на расстоянии 15–30 км от границ площадки. Площадь земельного участка под размещение установки комплексной подготовки газа составляет 12,0 г.

Границы участка определены следующими координатами угловых точек: 1. 47°13'28" С.Ш., 51°13'53" В.Д.; 2. 47°13'22" С.Ш., 51°14'02" В.Д.; 3. 47°13'08" С.Ш., 51°13'42" В.Д.; 4. 47°13'14" С.Ш., 51°13'34" В.Д.

### ***Краткая характеристика намечаемой деятельности***

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) планируется ввести в эксплуатацию в 2026 году. Назначением установки комплексной подготовки газа УКПГ является переработка попутного нефтяного газа с целью производства газа углеводородного топливного по СТ РК 1666-2007, газов углеводородных сжиженных топливных для коммунально-бытового потребления по СТ РК 1663-2007, пентан-гексановой фракции соответствующего по качеству требованиям СТ РК 2956-2017.

Номинальная проектная производительность УКПГ по сырому попутному нефтяному газу составляет 80+10% млн.  $\text{нм}^3/\text{год}$ .

Режим работы – непрерывный, 350 дней в году или 8400 часов.

Межремонтный период эксплуатации основного оборудования – 1 год, так как на установке предусмотрено резервирование основного динамического оборудования, то период работы установки может продлиться до 23 месяцев и один месяц проведение остановочного ремонта.

Сырьем для Установки комплексной переработки газа является попутный нефтяной газ месторождения Юговосточный Новобогат.

Газопровод диаметром 273x8 подведен согласно Технических Условий №1 выданных ТОО «ПолисМунайКурылыс» от 18.03.2025 года.

Электроснабжение установки комплексной подготовки газа производится согласно технических условий, выданных А/О «Эмбаунайгаз» №112-2№844 от 11.02.2025-аннулированы, взамен выданы за №112-2/1095 от 24.02.2025 года, а также от «Атырау-Жарык» ТУ 27-1314 от 28.02.2025 года.

Общая потребляемая мощность 3.5 МВт. Электроснабжение предусмотрено от подстанции «ЮЗК» принадлежащей А/О «Эмбаунайгаз» по двум линиям ВЛ 6 КВ, а также от газопоршневой электростанции принадлежащей ТОО «ПолисМунайКурылыс» через эту же линию. Также в составе УКПГ предусмотрены дизельные электростанции как резервные источники электроэнергии 4x200 кВт для потребителей 1-категории общей установленной мощностью 800 кВт.

Строительство УКПГ требует дополнительных затрат на строительство жилого вахтового городка, подъездной автодороги, газопровода товарного газа протяженностью 14.5 километров, при этом газопровод пересекает два нефтепровода, пять линий электропередач, две линии магистрального водовода, одну железнодорожную насыпь и три линии ВОЛС.

### **Процесс реализации намечаемой деятельности на этапе эксплуатации**

Эксплуатация установки комплексной подготовки газа (УКПГ) предусматривает непрерывный технологический процесс переработки попутного нефтяного газа с целью получения товарной продукции. Технологический процесс организован в виде последовательной системы технологических блоков, обеспечивающих подготовку газа до требований стандартов.

### **Описание технологического процесса установки**

#### **1. Установка сжатия подаваемого газа**

Сопутствующий газ под давлением 0,25–0,35 МПа(G) из коллектора поступает в V-1101 (входной газожидкостный сепаратор) для отделения жидкостей. Конденсат собирается в резервуар для сточных вод, а газ проходит через V-1201A/B (входной фильтр-сепаратор) для удаления твердых примесей перед поступлением в C-1301A/B/C/D (компрессоры подачи газа) (поршневые компрессоры, три работающих параллельно и один резервный), где он подвергается повышению давления до 1,1 МПа перед поступлением в сушильную установку.

#### **2. Установка дегидратации и удаления ртути из подаваемого газа**

Для обезвоживания используется трехколонная адсорбционная установка с 8-часовым циклом. Выходы трех компрессоров подающего газа сходятся и поступают в F-2101 (предварительный пылевой фильтр). Сжатый подающий газ проходит вверх через T-2101A (сушильную колонну А), где влага адсорбируется адсорбентом. Осушенный подаваемый газ поступает в T-2201

(колонну удаления ртути), где ртуть удаляется до уровня ниже  $0,01 \text{ мкг/м}^3$ . Затем он проходит через F-2201A/B (постпылевые фильтры) для удаления твердых частиц, прежде чем поступает в нижестоящую колонну T-3101 (колонну удаления этана). В течение этого периода другая башня T-2101B (сушильная башня B) проходит регенерацию. Она нагревается в течение примерно 4 часов с использованием регенерационного газа (часть природного газа, отводимого из T-2101A/B), причем источником тепла является высокотемпературное тепловое масло, после чего следует 4-часовое охлаждение.

Пока T-2101B проходит термическую регенерацию, регенерационный газ поступает в T-2101C (дегидратационная колонна C) для адсорбционной дегидратации, а затем проходит в E-2101 (нагреватель регенерационного газа), где нагревается до температуры примерно  $260 \text{ }^\circ\text{C}$ . Затем он стекает вниз в T-2101B для нагрева и регенерации слоя. Выходя из нижней части T-2101B, он последовательно поступает в E-2201 (регенеративный газоздушный охладитель) для охлаждения до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , а затем проходит в V-2201 (регенеративный газовый сепаратор) для разделения газа и жидкости. Жидкость сбрасывается в резервуар для сточных вод. Газ транспортируется к входу T-2101A/B для адсорбционной дегидратации.

В процессе охлаждения в T-2101B регенерированный газ поступает в T-2101B (сушильную башню B) для охлаждения, а затем проходит в E-2101 (нагреватель регенерированного газа), где нагревается до температуры примерно  $260 \text{ }^\circ\text{C}$ . Затем он поступает в T-2101C сверху вниз для нагрева слоя. Выходя из нижней части T-2101C, он последовательно проходит через E-2201 (охладитель регенерированного газа) для охлаждения до  $40 \text{ }^\circ\text{C}$ , а затем поступает в V-2201 (сепаратор регенерированного газа) для разделения газа и жидкости. Жидкость сбрасывается в резервуар для сточных вод. Газ транспортируется к входу T-2101A/B для адсорбционной дегидратации.

Две адсорбционные колонны T-2101A/B периодически переключаются.

Дополнение к пункту 2 (удаление ртути)

Удаление ртути из подаваемого газа осуществляется в колонне T-2201 (колонна удаления ртути) методом адсорбции.

В колонне используется специализированный адсорбент (активированный уголь, пропитанный серосодержащими соединениями или другими реагентами), обеспечивающий химическое связывание ртути. При прохождении осушенного газа через слой адсорбента ртуть извлекается за счет процессов:

- адсорбции на развитой поверхности материала;
- химической фиксации (образование стабильных соединений ртути);

Данная технология обеспечивает высокую степень очистки газа и позволяет снизить содержание ртути до уровня менее  $0,01 \text{ мкг/м}^3$ .

Отработанный адсорбент подлежит замене по мере исчерпания его сорбционной емкости и передается специализированным организациям для дальнейшей утилизации в соответствии с требованиями экологической безопасности.

### 3. Установка дегидратации природного газа

После удаления  $\text{H}_2\text{O}$  и Hg природный газ поступает в секцию технологического охлаждения. Эта секция состоит из T-3101 (деэтанализатор), E-3101 (ребойлер нижней части деэтанализатора), V-3201 (сепаратор верхней части деэтанализатора), P-3101A/B (рефлюксные насосы деэтанализатора) и B-3201 (Группа теплообменников легких углеводородов). Очищенный природный газ поступает в T-3101 снизу, где происходит тепло- и массообмен с конденсатом, отделенным V-3201 внутри насадки колонны. Метан и часть этана из подаваемого газа накапливаются в верхней части колонны, что в конечном итоге приводит к обогащению метаном. Часть этана и почти все компоненты выше пропана в подаваемом газе сходятся в нижней части колонны в T-3301 (колонна дебутанизации).

Верхний газ из деэтанализирующей колонны проходит через B-3201 (группа теплообменников легких углеводородов) для обмена теплом со смешанным хладагентом.

После охлаждения до температуры примерно  $-60\text{ }^{\circ}\text{C}$  он покидает теплообменник и поступает в V-3201 (сепаратор верхней части деэтанующей колонны) для разделения газа и жидкости.

Отделенный конденсат под давлением P-3101A/B (рефлюксные насосы дебутанизационной колонны) транспортируется в верхнюю часть T-3101 (дебутанизационная колонна).

Концентрация метана в богатом метаном газе, выходящем из верхней части V-3201 (дебутанная башня-стриппер), повышается до более 80%. Этот газ проходит теплообмен со смешанным хладагентом в холодильной камере, где он нагревается до температуры примерно  $34\text{ }^{\circ}\text{C}$ , после чего поступает в компрессорные установки сухого газа (C-5101A/B/C). Здесь он сжимается до 6,6 МПа и впоследствии поставляется в сеть трубопроводов сухого газа.

Холодопроизводительность теплообменника легких углеводородов определяется «процессом охлаждения MRC».

Смешанный хладагент состоит из метана, этилена и изобутана. Холодопроизводительность обеспечивается за счет замкнутого смешанного холодильного цикла. Зона дебутанизационной колонны включает: T-3301 (дебутанизационная колонна), E-3301 (воздушный охладитель верха дебутанизационной колонны), (сепаратор верха дебутанизационной колонны), P-3301A/B (рефлюксные насосы верха дебутанизационной колонны), E-3303 (воздушный охладитель стабилизированных легких углеводородов), E-3302 (ребойлер дебутанизатора). Подающий газ из нижней части T-3101 (колонна деэтанации) поступает в T-3301 (колонна дебутанизации) через среднюю секцию. Подающий газ из нижней части E-3302 (ребойлер колонны дебутанизации) подвергается тепло- и массообмену в наполнении колонны с отделением конденсата с помощью V-3301 (сепаратор верхней части колонны дебутанизации). Пропан и бутан, а также некоторое количество пентана накапливаются в верхней части колонны, в результате чего происходит концентрация пропана и бутана. Они транспортируются через P-3301A/B (насосы верхнего рефлюкса дебутанизатора) в V-6101A/B/C/D/E (резервуары для хранения СУГ). Часть пентана, гексана и более тяжелых компонентов в подаваемом газе охлаждается в нижней части колонны через E-3303 (воздушный охладитель стабилизатора легких углеводородов) перед транспортировкой в V-6301A/B (резервуар для хранения стабилизатора легких углеводородов).

#### **4. Холодильная система**

4.1 Циркуляция хладагента Хладагент в смешанном хладагенте в основном состоит из метана, этилена, изобутана и других веществ, смешанных в определенных пропорциях.

Смешанный хладагент поступает в FT-4201 (впускной фильтр холодильного компрессора) под давлением примерно 0,3 МПа. Он сжимается C-4201 (холодильным компрессором) до давления около 1,8 МПа, прежде чем поступает в V-4201 (маслоотделитель холодильного компрессора), V-4202 (высокоэффективный маслоотделитель для холодильного компрессора) и V-4203 (высокоэффективный маслоотделитель для холодильного компрессора) перед поступлением в E-4201 (газовый охладитель холодильного компрессора). Здесь он охлаждается до  $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , а затем проходит через V-4205 (газожидкостный сепаратор хладагента), где происходит разделение хладагента в парообразной и жидкой фазах.

Пазовый хладагент и жидкофазный хладагент из V-4205 направляются соответственно в теплообменник легких углеводородов (B-3201). После охлаждения и сжижения они сливаются и проходят через дроссельный клапан JT-3201 для дросселирования и понижения давления. После предварительного охлаждения они поступают в V-3202 (рефлюксный сепаратор хладагента). Парообразный и жидкий хладагенты возвращаются в нижнюю часть B-3201, обеспечивая охлаждающую способность теплообменника. Их температура повышается по мере испарения, и они возвращаются к входу C-4201, завершая цикл.

##### *Дополнение к п. 4.1 Циркуляция хладагента*

В качестве хладагента используется смешанный углеводородный хладагент (Mixed Refrigerant, MR), представляющий собой смесь легких углеводородов, включая:

- метан (СН<sub>4</sub>); - этилен (С<sub>2</sub>Н<sub>4</sub>); - изобутан (С<sub>4</sub>Н<sub>10</sub>);

Состав хладагента подбирается технологически и не имеет фиксированной марки, так как определяется требуемыми параметрами охлаждения и режимом работы установки.

Хладагент циркулирует в замкнутом контуре, без контакта с окружающей средой и без выбросов при штатной эксплуатации.

С точки зрения экологической безопасности:

- используемые компоненты являются углеводородами природного происхождения, не относятся к озоноразрушающим веществам; - хладагент не образует стойких токсичных соединений и не оказывает долговременного негативного воздействия на окружающую среду; - при нормальной эксплуатации система является герметичной, что исключает поступление хладагента в окружающую среду;

Таким образом, применяемый смешанный хладагент относится к экологически допустимым рабочим средам, при условии соблюдения проектных решений и требований промышленной безопасности.

#### **4.2 Хранение и подготовка хладагента**

Для компенсации потерь хладагента в данном проекте предусмотрена система хранения и распределения хладагента. В первую очередь это касается частичных потерь смешанного хладагента, возникающих во время цикла сжатия хладагента из-за утечек в трубопроводах и уплотнительных системах компрессора. Система в основном состоит из цилиндров для хранения смешанного хладагента и заправочной станции. Ежедневный объем пополнения смешанного хладагента определяется на основе данных анализа состава хладагента и распределения температуры в различных точках пластинчатого теплообменника холодильной камеры. После дозирования он вводится в систему. Во время производства соответствующие компоненты смешанного хладагента регулируются и пополняются по мере необходимости, чтобы обеспечить работу хладагента при 100% нагрузке на протяжении всего цикла охлаждения.

Азот производится на заводе с помощью генератора азота PSA с чистотой 99,9% и точкой росы ≤ -70°C. Этот азот по трубопроводу поступает на вход главного холодильного компрессора при температуре окружающей среды.

Метан транспортируется из верхней части рефлюксного резервуара для отделения этана к входу компрессора.

Коммерческий этилен, пропан и изобутан хранятся в соответствующих баллонах, выходы которых подключены к линии заправки и пополнения, ведущей к входу компрессора.

#### **5. Система хранения и транспортировки**

Система хранения и транспортировки состоит из: V-6101A/B/C/D/E (резервуары для хранения сжиженного нефтяного газа), P-6201A/B (насосы для загрузки сжиженного нефтяного газа), P-6202 (насосы для возврата сжиженного нефтяного газа), X-6201A/B (рукава для загрузки сжиженного нефтяного газа); V-6301A/B (резервуары для хранения стабилизированных легких углеводородов), P-6401A/B (насосы для загрузки стабилизированных легких углеводородов), P-6402 (насосы для возврата стабилизированных легких углеводородов), X-6401A/B (рукава для загрузки стабилизированных легких углеводородов).

В нормальных условиях СУГ из верхней части дезтанизационной колонны поступает в резервуар для хранения СУГ. После накопления достаточного количества СУГ перекачивается насосом P-6201A/B (насос для загрузки СУГ) в автоцистерны, подключенные к загрузочному рукаву, что завершает процесс загрузки. Стабилизированные легкие углеводороды из нижней части дезтанизационной колонны поступают в резервуар для хранения стабилизированных легких углеводородов. После накопления достаточного количества они перекачиваются насосами P-6401A/B (насосы для загрузки стабилизированных легких углеводородов) в автоцистерны, подключенные к загрузочному рукаву, завершая процесс загрузки.

Во время запуска или при нестабильной работе установки некондиционный продукт, поступающий в верхнюю часть колонны, транспортируется в V-6101E (резервуар для хранения некондиционного СУГ). После стабилизации работы установки он перекачивается через P-6202 (рециркуляционный насос СУГ) в дебутанизационную колонну; Некондиционный продукт, поступающий в нижнюю часть колонны, транспортируется в V-6301B (резервуар для хранения некондиционных стабилизированных легких углеводородов). После стабилизации установки P-6402 (рециркуляционный насос стабилизированных легких углеводородов) перекачивает его в дебутанизатор.

#### **6. Система распыления воды**

Установка включает систему распыления воды, состоящую из В-7101 (установка деионизации воды), V-7101 (резервуар для воды), P-7101A/B (насосы для распыления воды), E-2201 (регенеративный газовоздушный охладитель), E-3301 (воздушный охладитель верхней части дебутанизатора) и E-3303 (воздушный охладитель стабилизированных легких углеводородов).

Опресненная вода временно хранится в V-7101 (водоем) и подается P-7101A/B (насосы для распыления воды) в различные воздушные охладители, обеспечивая распыление воды для установки. Вода, потребляемая системой распыления, пополняется В-7101 (установка опреснения воды) в V-7101 (водоем).

#### **7. Сеть трубопроводов для инструментального воздуха и азота**

Воздушный компрессор и генератор азота завода питаются от магистрали инструментального воздуха и магистрали азота, поставляя квалифицированный инструментальный воздух и азот для продувки и замены завода, а также квалифицированный азот для системы хладагента.

#### **8. Сеть трубопроводов для топливного газа и термомасла**

Во время запуска поток отводится от выхода V-1101 (входной газожидкостный сепаратор), снижается до 0,2 МПа с помощью клапана регулирования давления PV1102 и поступает в V-8101 (буферный резервуар топливного газа). Во время стабильной работы сухой газ поступает в V-8101 (буферный резервуар топливного газа) из выходного трубопровода сухого газа В-3201 (группа теплообменников легких углеводородов).

Установлен двухзонный тепломастный котел. Высокотемпературное тепломасло с температурой 280 °С поступает в E-2101 (регенеративный газовый нагреватель), а тепломасло с температурой 260 °С возвращается в тепломастный котел. Термомасло с температурой 160 °С поступает по трубопроводу в E-3101 (ребойлер дебутановой колонны) и E-3302 (ребойлер дебутановой колонны) для удовлетворения тепловых потребностей, а низкотемпературное термомасло с температурой 140 °С возвращается.

#### **9. Сеть трубопроводов для загрязненного масла и сточных вод**

V-1101 (входной газожидкостный сепаратор), V-1201A/B (входной фильтр-сепаратор), С 1301A/B/C/D (компрессор подачи газа), V-6101A/B/C/D/E (резервуары для хранения СУГ), V-6301A/B (резервуары для хранения стабилизированных легких углеводородов), P-9201 (конденсатный насос) конденсат перекачивается в V-7202 (резервуар для сточных вод); Жидкости, образующиеся в С-1301A/B/C/D (компрессоры подачи газа), F-2101 (предварительные пылевые фильтры), V-2201 (сепараторы регенерированного газа) и С-5101A/B/C (компрессоры сухого газа), сбрасываются в V-7202 (резервуар для сточных вод).

#### **10. Система вентиляции**

Система вентиляции состоит из V-9201 (резервуар-сепаратор вентиляции), V-9202 (резервуар с водяным затвором), P-9201 (конденсатный насос) и X-9201 (повышенный факел).

Во всех точках вентиляции с температурой окружающей среды внутри установки вентиляционные газы поступают непосредственно в коллектор вентиляции с температурой окружающей среды и попадают в вентиляционный стояк.

Газы и сжиженные газы из точек вентиляции холодного воздуха сходятся в фазе I E-9101 (испаритель вентиляции) для повторного нагрева до температуры окружающей среды перед поступлением в коллектор вентиляции фазы I.

Коллектор вентиляции сходитя в сепараторном резервуаре вентиляции. Газы поступают в высокую факельную трубу для воспламенения и вентиляции; жидкости собираются через сепараторный резервуар вентиляции и транспортируются конденсатным насосом в резервуар для сточных вод.

Вырабатываемая продукция экспортируется на внутренний рынок при этом товарный газ по вновь построенному соединительному газопроводу от УКПГ направляется в магистральный газопровод «Магат-Северный Кавказ» с давлением 75 кгс/см<sup>2</sup>, товарный сжиженный газ вывозится автотранспортом самими потребителями, для налива в автоцистерны предусмотрена эстакада налива СУГ (сжиженный углеводородный газ) на две автомашины одновременно, а пентан-гексановая фракция направляется по трубопроводу в товарную нефть и тем самым увеличивая ее объем.

### **Оценка воздействия на компоненты окружающей среды**

#### *Воздействие на атмосферный воздух.*

Количество стационарных источников на период строительство 12, из них: организованных – 3; неорганизованных – 9.

Организованные источники №0001- Котел битумный №0002- Компрессоры с ДВС №0003- Сварочный агрегат Неорганизованные источники №6001 Пересыпка щебня №6002 Пересыпка песка №6003 Пересыпка гравия №6004 Пересыпка извести №6005 Лакокрасочные работы №6006 Газосварочные работы №6007 Сварочные работы №6008 Шлифовальные работы №6009 Нанесение битума.

Всего на период строительства выбрасывается 21 наименование загрязняющих веществ, общий объем выбросов составляет 19,39752103 т/год, в том числе: твердые вещества — 10,467468425 т/год, газообразные и жидкие — 8,9300526 т/год.

Количество стационарных источников на период эксплуатации 98, из них: организованных – 18; неорганизованных - 80;

Основными источниками загрязнения атмосферы на период эксплуатации объекта будут являться: Организованные источники: №0001 Нагревательная печь термомасла №0002 Вентиляция карбюратора №0003 Дизельная электростанция Perkins, модель TJ400PE, типа Teksn №0004 Насосы для налива сжиженного газа №0005 Насосы для налива сжиженного газа №0006 Насосы для переработки LPG №0007 Котел ВВ-735 RG (PMM) №0008 Котел ВВ-735 RG (пожарное депо) №0009 Котел ВВ-2035 RG (АБК) №0010 Дежурная горелка аварийного факела №0011 Помещение прекурсорная и склад хранения химических реактивов №0012 Помещение моечная и проведение анализа газа №0013 Лаборатория анализа нефтепродуктов №0014 Лаборатория анализа нефтепродуктов №0015 Лаборатория анализа нефтепродуктов №0016 Лаборатория анализа воды №0017 Лаборатория анализа воды №0018 Сварочные работы электродами неорганизованные источники: №6001 Впускной жидкостно-воздуш. Сепаратор №6002 Входной фильтр-сепаратор №6003 Входной фильтр-сепаратор №6004 Угловой фильтр №6005 Угловой фильтр №6006 Угловой фильтр №6007 Воздушный охладитель №6008 Воздушный охладитель №6009 Воздушный охладитель №6010 Сухой фильтр предварительной очистки №6011 Сушильная башня №6012 Сушильная башня №6013 Сушильная башня №6014 Башня для удаления ртути (Адсорбер) №6015 Нагреватель. элемент Re-Angry №6016 Воздушный охладитель регенерации №6017 Сепаратор регенерационного газа №6019 Рефлюкс. сепаратор хладагента №6020 Ребойлер для дебутановой башни №6021 Задний пылевой фильтр №6022 Задний пылевой фильтр №6023 Башня деэтанализации №6024 Башен. сепаратор для деэтанализации №6025 Обратные насосы башни деэтанализации №6026 Обратные насосы башни деэтанализации №6027 Ребойлер башни деэтанализации №6028 Охладитель воздуха из стабилизированных легких углеводородов №6029 Холодильник №6030

Верхний возврат. насос де-бутановой башни №6031 Верхний возврат. насос де-бутановой башни №6032 Башня де-бутана (Дебутанизатор) №6033 Воздухоохладитель на вершине башни дебутана №6034 Холодильные шкафы №6035 Китайский циркуляцион. насос для термального масла №6036 Верхний сепаратор для де-бутана №6037 Конденсат.насос №6038 Опорожнение бака-сепаратора №6039 Рукав для загрузки сжиженного газа, ТРК №6040 Рукав для загрузки сжиженного газа, ТРК №6041 Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа №6042 Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа №6043 Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа №6044 Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа №6045 Резервуары для хранения сжиженного углеводородного газа №6046 Резервуар для хранения метанола №6047 Дозировочный насос (рабочий/резервный) №6048 Дозировочный насос (рабочий/резервный) №6049 Закрытая дренажная емкость №6050 Закрытая дренажная емкость №6051 Буферные емкости для топливного газа №6052 Емкость для восстановителя №6053 Емкость для щелочи №6054 Насос дозировочный восстановителя №6055 Насос дозировочный восстановителя №6056 Насос дозировочный щелочи №6057 Насос дозировочный щелочи №6058 Емкость для хранения гипохлорида №6059 Насос гипохлорида натрия №6060 Насос гипохлорида натрия №6061 Насосы для перекачки стабилизированных легких углеводородов №6062 Насосы для перекачки стабилизированных легких углеводородов №6063 Насосы для перекачки стабилизированных легких углеводородов №6064 Насосы для перекачки стабилизированных легких углеводородов №6065 Насосы для перекачки стабилизированных легких углеводородов №6066 Стабилизированная рука для загрузки легких углеводородов №6067 Стабилизированная рука для загрузки легких углеводородов №6068 Система измерения расхода газа №6069 Универсально-фрезерный станок ME-2802 №6070 Станок токарно-винторезный ME-2801 №6071 Станок точильно-шлифовальный ME-2803-1 №6072 Станок настольно-сверлильный ME-2804 №6073 Станок вертикально-сверлильный ME-2805 №6074 Вертикальный сверлильный станок 2RS20 №6075 Станок строгальный BORUI CNC B635A №6076 Станок плазменный резки TCH CUT-70 №6077 Фрезерный станок ПФ 5109-5132 №6078 Фрезерный станок MUF 150 Servo №6079 Сварочный полуавтомат TCH NBC-350 A №6080 Лакокрасочные работы №6081 ЗРА и ФС

Всего на период эксплуатации объекта на 2026-2035 годы выбрасывается 44 наименования загрязняющих веществ, общий объем выбросов составляет 582,5823071 т/год, в том числе: твердые вещества — 5,893886682 т/год, газообразные и жидкие — 576,688420396 т/год.

#### *Воздействие на водные ресурсы.*

При реализации намечаемой деятельности сброс сточных вод в поверхностные водотоки и на рельеф не предусматривается.

#### *Водоснабжение и водоотведение*

Для хозяйственно-питьевых, хозяйственно-бытовых и технологических нужд предусмотрено по схеме привозной воды. Ближайший инфраструктурный источник воды — магистральный водовод «Астрахань–Мангышлак» диаметром 1420 мм, расположенный ориентировочно в 8 км севернее площадки строительства и принадлежащий ТОО «Магистральдық Суағызғысы». Фактическое обеспечение водой, в том числе в период строительства, предусматривается на возмездной основе в соответствии с договорными отношениями: согласно договору, между АО «Эмбаунайгаз» и ТОО «ПолисМунайКурылыс» вода предоставляется в объеме 48 м<sup>3</sup>/сутки (привозная).

#### **Водопотребление на период строительства:**

Структура и логика формирования объемов

На этапе строительства водопотребление формируется двумя основными группами:

1. Хоз-питьевые и хозяйственно-бытовые нужды (обеспечение персонала питьевой водой, санитарно-бытовые процессы, уборка, гигиенические потребности);

2. Технические нужды (технологические операции строительного периода, подготовка растворов/смесей при необходимости, промывочные операции, пылеподавление, обслуживающие процессы, где требуется вода технического качества).

Расход воды на период строительства определен:

- хоз-питьевой — 1000 м<sup>3</sup>;
- технической — 10 778 м<sup>3</sup>.

С учетом договорного лимита 48 м<sup>3</sup>/сутки суммарное потребление на строительство (11 778 м<sup>3</sup>) позволяет оценить ориентировочную продолжительность активной фазы водопользования:  $11\ 778 / 48 = 245$  суток.

#### **Водопотребление на период эксплуатации:**

Назначение и технологические особенности

На этапе эксплуатации водопотребление становится устойчивым и прогнозируемым. Основные направления:

- хоз-питьевое и хозяйственно-бытовое обеспечение персонала, включая питьевое водоснабжение и санитарно-бытовые процессы;
- производственные нужды, где ключевым потребителем является система охлаждения технологических потоков, а также вспомогательные процессы (подпитка оборотного цикла, подготовка воды требуемого качества, обслуживание оборудования, пылеподавления и для пожаротушения).

Расход воды на период эксплуатации определен:

- хоз-питьевой — 33 000 м<sup>3</sup>/год;
- для производственных нужд — 13 248 м<sup>3</sup>/год. В пересчете на среднесуточные значения (для управленческого анализа и водного баланса):
- хоз-питьевое:  $33\ 000 / 365 \approx 90,4$  м<sup>3</sup>/сут;
- производственные нужды:  $13\ 248 / 365 \approx 36,3$  м<sup>3</sup>/сут;
- всего:  $\approx 46\ 248$  м<sup>3</sup>/сут.

Важно подчеркнуть, что в технологических системах охлаждения на объектах переработки газа существенная часть воды циркулирует в обороте. Поэтому показатель циркуляции (343 м<sup>3</sup>/час) отражает оборотный поток, а не обязательный расход свежей воды: расход свежей воды определяется подпиткой, потерями на испарение/унос, продувкой и технологическими стоками водоподготовки

#### **Водоотведение: хозяйственно-бытовые стоки и обращение с ними**

Сточная вода от хозяйственно-бытовых нужд накапливается в септиках и по мере накопления вывозится ассенизационной машиной на очистные сооружения в рамках договорных отношений.

*Накопление и захоронение отходов.*

*Лимит накопления отходов на период строительства определен в размере 548,6 т*  
 1)Отработанные автомобильные фильтра 0.5; 2)Отработанные масла 1; 3)Использованная тара из-под ЛКМ 1; 4)Отработанные аккумуляторы 0.5; 5)Промасленная ветошь 0.5; 6)Масляные фильтра 0.5; 7)Изношенная спецодежда 0.1; 8)Отработанные автошины 1; 9)Огарки сварочных электродов 1; 10)Металлолом 20; 11)Отходы пластика 1; 12)Древесные отходы 5; 13)Строительные отходы 500; 14)Пищевые отходы 1; 15)Пластиковая тара из-под питьевой воды 0.5; 16)Твердо-бытовые отходы 10; 17)Шлам от пескоструйного аппарата 5.

*Лимит накопления отходов период эксплуатации установлен в объеме 324,736 т/год*

Отработанные масла (смазочные, моторные, компрессорные)10

1)Отработанные фильтра (Топливные, масляные, воздушные) 0.502; 2)Синтетические смазочные материалы 1; 3)Отработанный антифриз (охлаждающая жидкость) 10; 4)Аккумуляторы свинцовые 0.5; 5)Молекулярные сита, цеолиты (адсорбенты) 30; 6)Активированный уголь, содержащий ртуть 20; 7)Промасленная ветошь 0.5; 8)Тара из-под ЛКМ (краски, лаки) 0.5; 9)Сорбент для адсорбции 0.5; 10)Лампы люминесцентные и ртутьсодержащие 0.2; 11)Утилизация тары из-под хим. реагентов, ядохимикатов 0.02; 12)Отходы жира ловушек и жира уловителей, содержащие жировые продукты (пищевой жир) 3; 13)Отработанные огнетушители и средства пожаротушения 0.5; 14)Смет с территории 5;

15)Отработанные шины 0.5; 16)Сварочные огарки, отходы электродов 0.2; 17)Металлолом (чёрные и цветные металлы) 5; 18)Отходы ТБО 22.5; 19)Пищевые отходы 7.5; 20)Изношенная спецодежда 0.75; 21)Резинотехнические изделия 0.05; 22)Использованный обтирочный материал (ветошь,салфетки и тд.)0.2; 23)Использованная тара (бочки) 7; 24)Лампы энергосберегающие, приборы 0.1; 25)Отработанные картриджи (код 20 01 36)0.05; 26)Хим. отходы (реактивы) 0.01; 27)Отходы оргтехники, бытовые приборы 0.1; 28)Строительный мусор 20;29)Отходы электронного и электрического оборудования 1; 30)Производственные стоки (химические сточные воды) 96; 31)Ил и твердый осадок очистных сооружений (в т.ч шлам моечных машин) 1; 32)Отработанные катализаторы 36; 33)Отходы мин. ваты и изоляционного материала 5; 34)Макулатура 0.1; 35)Стекло бой 0.1; 36)Лом абразивных изделий 1.312; 37)Пищевые отходы 37; 38)Б/у противогазы 0.2; 39)Отходы пластмассы, пластика (б/у каски, полиэтилен, пластиковые бутылки) 0.5; 40)Мешки 0.342.

**Замечания и предложения от Комитета по регулированию, охране и использованию водных ресурсов Министерства водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан.**

В соответствии с пунктом 1 статьи 50 Водного кодекса Республики Казахстан согласование размещения (выбора створа) сооружений и иных объектов, оказывающих влияние на состояние водных объектов, осуществляется на начальной стадии проектирования.

В проектах строительства новых сооружений и объектов, связанных с водопотреблением и (или) сбросом сточных вод, а также при реконструкции таких сооружений и объектов отдельным разделом предусматриваются условия специального водопользования и предварительные объемы водопользования.

Проведение работ на водных объектах, в водоохраных зонах и полосах, связанных со строительной деятельностью, лесоразведением, операциями по недропользованию, бурением скважин, санацией поверхностных водных объектов, рыбохозяйственной мелиорацией водных объектов, сельскохозяйственными и иными работами, должно соответствовать требованиям пунктов 1, 2 и 3 статьи 86 настоящего Кодекса.

В этой связи для согласования вышеуказанного проекта с Инспекцией необходимо осуществить процедуру в соответствии с требованиями Правил, утвержденных приказом исполняющего обязанности Министра водных ресурсов и ирригации Республики Казахстан от 20 июня 2025 года № 142-НҚ «Об утверждении Правил согласования условий размещения, проектирования и строительства, реконструкции сооружений и иных объектов, оказывающих влияние на состояние водных объектов, а также проведения работ на водных объектах, в водоохраных зонах и полосах».

**В дальнейшей разработке проектной документации при получении экологического разрешения необходимо учесть следующие требования:**

1. Обеспечить выполнение экологических требований по охране атмосферного воздуха согласно статьям 208, 210, 211 *Кодекса*;

2. Выполнять мероприятия по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в периоды неблагоприятных метеорологических условий, вплоть до остановки производственных работ;

3. Согласно п. 2 статьи 216 Кодекса сброс не очищенных до нормативов допустимых сбросов сточных вод в водный объект или на рельеф местности запрещается.

4. При обращении с отходами руководствоваться требованиями СП «Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления» от 25 декабря 2020 года № ҚР ДСМ-331/2020;

5. Выполнять мероприятия по минимизации негативного воздействия на компоненты окружающей среды в полном объеме, разработать план природоохранных мероприятий, в том числе по охране земель и недр согласно приложению 4 к *Кодексу*;

6. Организовать ведение систематического мониторинга на основании «Правил разработки программы производственного экологического контроля объектов I и II категорий, ведения внутреннего учета, формирования и представления периодических отчетов по результатам производственного экологического контроля» от 14 июля 2021 года № 250;

7. При реализации намечаемой деятельности принимать меры по сохранению биоразнообразия в соответствии с требованиями статьи 241 *Кодекса*, а также принимать меры по устранению возможного экологического ущерба;

8. Согласно Водному Кодексу строительные, дноуглубительные и взрывные работы, добыча полезных ископаемых и других ресурсов, прокладка кабелей, трубопроводов и других коммуникаций, рубка леса, буровые и иные работы на водных объектах или водоохраных зонах, влияющие на состояние водных объектов, производятся по согласованию с бассейновыми инспекциями.

9. Запрещается складирование отходов вне специально установленных мест, предназначенных для их накопления или захоронения.

11. Обеспечить соблюдение норм статьи 140 Земельного кодекса РК, а именно: выемку, хранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с повреждением земель; восстановление нарушенных земель, их плодородия и других полезных свойств и своевременное вовлечение их в хозяйственный оборот.

12. Операторы объектов I и (или) II категорий в целях рационального использования водных ресурсов обязаны разрабатывать и осуществлять мероприятия по повторному использованию воды, оборотному водоснабжению.

13. Согласно пункту 1 статьи 207 ЭК РК, запрещаются размещение, ввод в эксплуатацию и эксплуатация объектов I и II категорий, которые не имеют предусмотренных условиями соответствующих экологических разрешений установок очистки газов и средств контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

14. В соответствии со ст. 77 Кодекса составитель отчета о возможных воздействиях, инициатор несут ответственность, предусмотренную законами Республики Казахстан, за сокрытие полученных сведений о воздействиях на окружающую среду и представление недостоверных сведений при проведении оценки воздействия на окружающую среду.

15. В соответствии с пунктом 2 статьи 147 Кодекса о недрах и недропользовании РК, недропользователь, осуществляющий добычу углеводородов, обязан проводить мероприятия, направленные на минимизацию объемов сжигания сырого газа. В связи с чем, необходимо принять меры по снижению объемов сжигания сырого газа на факеле.

16. В соответствии со статей 78 ЭК РК провести послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду, а также направить заключение по результатам послепроектного анализа направить в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

17. В соответствии со ст. 327 Кодекса необходимо выполнять соответствующие операции по управлению отходами таким образом, чтобы не создавать угрозу причинения вреда жизни и (или) здоровью людей, экологического ущерба, и, в частности, без:

1) риска для вод, в том числе подземных, атмосферного воздуха, почв, животного и растительного мира;

2) отрицательного влияния на ландшафты и особо охраняемые природные территории.

При этом, необходимо учитывать принципы иерархии мер по предотвращению образования отходов согласно ст. 329, п.1 ст. 358 Кодекса.

Кроме того, согласно п.3 ст. 359 Кодекса оператор объекта складирования отходов представляет ежегодный отчет о мониторинге воздействия на окружающую среду в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды.

18. Согласно статье 111 Экологического кодекса Республики Казахстан (далее-Кодекс), наличие комплексного экологического разрешения обязательно для объектов I категории;

Согласно статье 418 Кодекса, получение комплексного экологического разрешения является обязательным для объектов, введенные в эксплуатацию до 1 июля 2021 года, в случае их намечаемой реконструкции. Под реконструкцией объекта I категории понимается существенное изменение назначения, технических и технологических характеристик или условий эксплуатации объекта путем его расширения, технического перевооружения, модернизации, переоборудования, перепрофилирования.

**Вывод:** Представленный Отчет о возможных воздействиях к проекту «Строительство установки комплексной подготовки газа с месторождения «Юговосточный Новобогат» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Заместитель председателя**

**А.Бекмухаметов**

*Исп. Толеуова М.*

*Приложение*

Представленный Отчет о возможных воздействиях на окружающую среду к проекту «Строительство установки комплексной подготовки газа на месторождении «Юговосточный Новобогат»

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер: 22.10.2025 г. №3 (6732) газета «Жайық шұғыласы».

Дата распространения объявления о проведении общественных слушаний через теле- или радиоканал (каналы): №104,4 FM, 21 января 2026 г. телерадиокомпания «Радио NS» .

Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях - [kerk@ecogeo.gov.kz](mailto:kerk@ecogeo.gov.kz)

Общественные слушания по проекту «Строительство установки комплексной подготовки газа на месторождении «Юговосточный Новобогат».

1. Дата: 26.02.2026 г. Время начала регистрации: 16:00. Время начала проведения открытого собрания: 16:00.

Место проведения: Атырауская область, Махамбетский район, Баксайский с.о., с.Тандай, Дом культуры Баксайского с.о.

2. Дата: 05.11.2025 г. Время начала регистрации: 15:00. Время начала проведения открытого собрания: 15:00.

Место проведения: Атырауская область, Махамбетский район, Баксайский с.о., с.Тандай, Дом культуры Баксайского с.о.

При ведении общественных слушаний проводилась видеозапись. Замечания и предложения госорганов к проекту Отчета о возможных воздействиях были сняты. Замечания и предложения от общественности к проекту Отчета о возможных воздействиях были сняты.