

**«Дополнение к Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак  
по состоянию на 01.01.2026 г.»**

**Заявление о намечаемой деятельности**

<b>1</b>	<b>Наименование, адрес места нахождения, бизнес-идентификационный номер, данные о первом руководителе, телефон, адрес электронной почты</b>
<b>2</b>	<p><b>Общее описание видов намечаемой деятельности и их классификацию согласно приложению 1 к настоящему Кодексу или описание существенных изменений, вносимых в такие виды деятельности согласно пункту 2 статьи 65 настоящего Кодекса.</b></p> <p>Намечаемая деятельность: Разработка месторождения Восточный Жагабулак согласно «Дополнению к Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак по состоянию на 01.01.2026 г.».</p> <p>Согласно Пункту 2. «Недропользование». Подпункта 2.1. «Разведка и добыча углеводородов» Раздела 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным» в соответствии с Приложением 1 к <a href="#">Экологическому кодексу</a> Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.</p> <p>Согласно технологическим показателям разработки месторождения Восточный Жагабулак добыча нефти <b>не превышает 500 тонн в сутки</b>, добыча газа <b>не превышает 500 тыс.м<sup>3</sup> в сутки</b>.</p>
<b>3</b>	<p><b>Описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду (подпункт 3) пункта 1 статьи 65 Кодекса):</b></p> <p>В 2019 г. ТОО «Optimum» был выполнен «Проект разработки месторождения Восточный Жагабулак» утвержден в ЦКРиР МЭ РК (Протокол № 13/1 от 12-13.09.2019 г.), с материалами ПредОВОС к «Проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак» (Заключение ГЭЭ KZ56VCY00332271 от 17.06.2019 г.), который на сегодняшний день является действующим проектным документом. К реализации был утверждён 1 вариант.</p> <p>По состоянию на 01.01.2026 г. разработка месторождения Восточный Жагабулак осуществляется согласно Проекту разработки_2019 г.. В ходе реализации ПР_2019 г. (2019-2025 гг.) проектные решения по бурению 6-ти добывающих скважин и переводу 2-х существующих скважин в нагнетательный фонд так и не были выполнены в виду значительного отставания обустройства месторождения.</p> <p>Цель намечаемой деятельности - составление обновленного базового проектного документа «Дополнение к проекту разработки месторождения Восточный Жагабулак» в связи с проведением новой интерпретации сейсмоки 3Д в 2026 г., по результатам которой в настоящей работе изменено местоположение трёх проектных скважин (№316, 317, 321), предусмотренных к бурению в ПР_2019 г., запроектировано бурение боковых стволов в существующих 3-х скважинах (№213, 301, 308) в 2026 г., что влечет за собой необходимость уточнения технологических показателей разработки.</p> <p>В отчёте приведены геолого-физическая характеристика объекта разработки, физико-химические свойства нефти, растворенного газа и воды, запасы нефти и растворенного газа. Проанализировано текущее (на 01.01.2026 г.) состояние промышленной разработки месторождения, проведено сравнение фактических показателей разработки с проектными, дан анализ выработки запасов нефти, приведены технологические и технико-экономические показатели разработки по 3-ём вариантам разработки.</p> <p>Выбор рационального варианта разработки месторождения основан на сравнительном технико-экономическом анализе всех рассмотренных вариантов разработки и обеспечении утверждённого ГКЗ РК коэффициента извлечения нефти.</p> <p>Для рекомендованного к внедрению 2 варианта разработки рассмотрены вопросы техники и</p>

	<p>технологии добычи нефти, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю за разработкой, охраны недр и окружающей среды.</p> <p><b>Описание существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, в отношении которых ранее было выдано заключение о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения оценки воздействия на окружающую среду (подпункт 4) пункта 1 статьи 65 Кодекса):</b>  Ранее заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду не выдавалось.</p>
4	<p><b>Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, обоснование выбора места и возможностях выбора других мест:</b>  В административном отношении месторождение Восточный Жагабулак находится в пределах Мугалжарского района Актюбинской области Республики Казахстан, в 10 км северо-восточнее разрабатываемого месторождения Жанажол и 3 км западнее месторождения Алибекмола. Областной центр г.Актобе находится в 230 км по шоссейной дороге к северу от рассматриваемого месторождения. Ближайший населенный пункт пос. Жагабулак расположен на расстоянии примерно 3-4 км на северо-западе от месторождения. Поселок городского типа Темир и г.Эмба расположены в 70 км на севере и в 50 км на востоке от месторождения Восточный Жагабулак соответственно. На юго-западе на расстоянии 10-12 км расположен пос. Шубарши. По остальным направлениям близлежащих населенных пунктов нет.</p>
5	<p><b>Общие предполагаемые технические характеристики намечаемой деятельности, включая мощность (производительность) объекта, его предполагаемые размеры, характеристику продукции:</b>  Максимальная годовая добыча по нефти – 43,4 тыс.т, по жидкости – 50,2 тыс.т, по нефтяному газу – 9,9 млн.м<sup>3</sup> (1 вариант – базовый).  Максимальная годовая добыча по нефти – 66,0 тыс.т, по жидкости – 100,9 тыс.т, по нефтяному газу – 15,1 млн.м<sup>3</sup> (2 вариант – рекомендуемый).  Максимальная годовая добыча по нефти – 70,3 тыс.т, по жидкости – 426,8 тыс.т, по нефтяному газу – 16,1 млн.м<sup>3</sup> (3 вариант).  Технология внутрипромыслового сбора, транспорта и подготовки добываемой продукции месторождения следующая: Продукция скважин по выкидным трубопроводам, проложенным по однетрубной лучевой системе, поступает на автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ) «ОЗНА - Спутник АМС-40-8-400», где происходит замер и далее по трубопроводу направляется на установку блочной сепарации, отстоя, хранения и налива нефти (УБСН), дегазированная нефть вывозится автомобильным транспортом («Камаз» 44108-91910-10, прицеп «Нефаз»-96742-010-04) на Уральский нефтеперерабатывающий завод. На АГЗУ предусмотрена система закрытого дренажа с насосной откачкой, по которой, в случае проведения ремонтных и профилактических работ, осуществляется слив продукта с замерной установки и трубопроводов в подземную горизонтальную дренажную емкость типа ЕП-20-2400-1,6-2-Т. Из емкости погружным насосом производится откачка поступившей жидкости в автоцистерны и ее вывоз на УБСН. На АГЗУ установлена свеча рассеивания для сброса газа при ремонтных работах и в аварийных ситуациях. На УБСН производится разделение нефтегазовой смеси на газовую и жидкую фазы, отстой нефти с последующей подачей на пункт налива нефти, и сдачи ее потребителю. Проектная мощность установки составляет по добыче жидкости 1200 м<sup>3</sup>/сут и по расходу газа – 110 тыс.м<sup>3</sup>/сут. На УБСН предусмотрен контроль уровня загазованности на площадке установки сепарации, площадке резервуарного парка, пункте налива нефти с сигнализацией и регистрацией. Технология подготовки нефти осуществляется следующим образом: на УБСН нефтегазовая смесь, предварительно нагретая в печи подогрева (поз. 4) до температуры 20-25<sup>0</sup> С поступает на I-ю ступень сепарации в горизонтальный нефтегазовый сепаратор (поз. 5) типа НГС Б-12-1,6-1400, в котором происходит отделение нефти от газа.</p>

В целях учета недропользователем количества извлекаемого из недр попутного газа, а также для оценки эффективности мероприятий, направленных на сокращение имеющихся технологических потерь при сборе, транспортировке и подготовке добываемой продукции, производится периодический расчет технологических потерь попутного газа с разработкой нормативов для дальнейшего учета этих потерь в общем объеме добычи. По месторождению Восточный Жагабулак работы по определению технологических потерь нефти не выполнялись. Рекомендуется разработать норматив технологических потерь нефти.

В настоящее время на месторождении Восточный Жагабулак сырой газ максимально используется на собственные нужды в виде топлива на печах подогрева нефти промысла. Согласно плану Программы развития переработки сырого газа по месторождению Восточный Жагабулак приняты решения продолжить приоритетное использование сырого газа на собственные нужды в виде топлива в печах подогрева нефти промысла, газ сжигается только в объеме неизбежного сжигания, регламентированного ПРППГ. Излишек газа планируется транспортировать на УКПГ месторождения Алибекмола ТОО «КазахойлАктобе».

Сточная вода, выделившаяся в процессе отстаивания нефти из отстойника (поз. 6), сбрасывается в отстойник сточной воды объемом 55 м<sup>3</sup> (поз. 8) для отделения остаточной эмульгированной нефти. Сброс сточной воды осуществляется автоматически, методом поддержания уровня воды в заданном режиме. В отстойнике установлен теплообменник с теплоносителем-диэтиленгликолем для предотвращения замерзания воды в холодное время года. Очищенная сточная вода из отстойника (поз. 8) направляется в подземную накопительную емкость объемом 45 м<sup>3</sup> (поз. 14 б), откуда по мере накопления отгружается встроенным погружным насосом в автоцистерны предприятия ТОО «Реал Ракурс», которая согласно заключенного договора оказывает услуги недропользователю ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» по вывозу, захоронению и утилизации сточной (пластовой) воды, твердых бытовых отходов, канализационных стоков, твердых производственных отходов (замазученный грунт, отработанные масла, смешанные с песком до консистенции замазученного грунта, замасленная ветошь).

Все технологические параметры, связанные с работой нефтегазового сепаратора, отстойников нефти и воды, аппаратов очистки газа, печи подогрева нефти, конденсатосборника, горизонтальных резервуаров, пункта налива нефти контролируются автоматически с помощью компьютерного программатора, что позволяет вести управление технологическим процессом и производить контроль дистанционно с пульта управления.

В рамках действующего проектного документа было предусмотрено строительство установки подготовки нефти (УПН), строительство дожимной компрессорной станции (ДКС), строительство газопровода от УБСН (УПН) месторождения Восточный Жагабулак до УКПГ «Алибекмола» ТОО «Казахойл-Актобе».

**Характеристика продукции.** Дегазированную нефть карбонатной толщи КТ-I месторождения Восточный Жагабулак по типу можно охарактеризовать, как легкую с плотностью при температуре 20 °С – 0,8385 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20° – 8,32 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 2,63 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 3,81 %, смол – 9,85 %, асфальтенов – 0,25 %. Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет минус 28 °С, температура плавления парафина – плюс 46 °С. По содержанию общей серы нефть КТ-I относится к классу малосернистой нефти, массовое содержание общей серы составляет 0,44 %. Температура начала кипения нефти при атмосферном давлении в среднем по горизонту составляет плюс 73 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 100 °С составляет 7 %, до температуры 200°С (бензиновые фракции) – 33 %, до температуры 300 °С – 59 %.

Дегазированную нефть карбонатной толщи КТ-II месторождения Восточный Жагабулак по типу можно охарактеризовать, как легкую с плотностью при температуре 20 °С – 0,8421 г/см<sup>3</sup>. Кинематическая вязкость составляет при температуре 20 °С –

12,73 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 1,96 мм<sup>2</sup>/с. Массовое содержание высокомолекулярных парафинов в нефти в среднем составляет – 3,03 %, смол – 7,35 %, асфальтенов – 0,99 %.

Температура застывания дегазированной нефти в среднем по горизонту составляет минус 23 °С, температура плавления парафина – плюс 48 °С.

Состав и свойства растворенного газа: растворенный газ является высокожирным с повышенным содержанием гомологов метана и сероводорода. Содержание метана в среднем по горизонту составляет 53,183 % мольн., этана – 10,204 % мольн., пропана – 11,133 % мольн., бутанов – 7,738 % мольн., компонентов группы C<sub>5+</sub> – 5,440 % мольн., углекислого газа – 2,429 % мольн., азота – 1,528 % мольн., сероводорода – 8,345 % мольн. Относительная плотность газа составляет 1,024 д. ед.

**Краткое описание предполагаемых технических и технологических решений для намечаемой деятельности:**

Для выбора рациональной системы разработки в рамках намечаемой деятельности рассмотрены 3 расчётных варианта разработки:

**Вариант 1** – базовый. Данный вариант предусматривает дальнейшую разработку нефтяных залежей с использованием существующего эксплуатационного фонда скважин в количестве 5 ед. (№306 и 315 – действующие и №213, 301, 308 – бездействующие), на режиме истощения пластовой энергии при упруго-замкнутом режиме с переходом на режим растворённого газа при снижении пластового давления ниже давления насыщения нефти газом. По результатам проведённого КРС в 2026-2027 гг. планируется вывод из бездействия 3-х добывающих скважин (№308 – в I полугодии 2026 г., №213 – во II полугодии 2026 г., №301 – в 2027 г.).

**Вариант 2** – рекомендуемый вариант, соответствующий утверждённому варианту в ПР\_2019 г. с учетом изменения геологического строения и со смещением проектных скважин согласно сейсмике ЗД. Количество проектных скважин во 2-ом варианте осталось без изменений относительно ПР\_2019 г. Таким образом, данный вариант предусматривает:

- дальнейшую разработку существующими 5 скважинами, при этом в 2026-2027 гг. планируется вывод из бездействия 3-х добывающих скважин (№308 – в I полугодии 2026 г., №213 – во II полугодии 2026 г., №301 – в 2027 г. по результатам проведённого КРС);
- бурение 6-ти добывающих скважин, запроектированных в рекомендуемом варианте действующего проектного документа:
  - в 2026 г. – 1 скважину (№319) на границе запасов категории C<sub>1</sub> и C<sub>2</sub> для решения задач как для осуществления добычи, так и доразведки месторождения;
  - в 2027 г. – 1 скважину (№320);
  - в 2028 г. – 2 скважины (№316, 318) и 2 скважины (№317, 321) – в 2029 г.
- разработка объекта с ППД – организация системы заводнения через две нагнетательные скважины. Пробная закачка воды запланирована с 2027 г. с переводом добывающей скважины №213 в нагнетательный фонд для проведения ОПИ с целью определения приёмистости пласта и оценки эффективности системы ППД. По результатам ОПИ в 2029 г. предусмотрен перевод скважин №306 под нагнетание. Перевод данных скважин под закачку будет осуществлен после их обводнения.
- общее количество скважин составит 13 ед. (11 добывающих и 2 нагнетательные скважины).

**Вариант 3.** Данный вариант отличается от варианта 2 дополнительным бурением ещё 3-х добывающих скважин (№322, 323, 324). Все новые скважины располагаются в пределах максимальных нефтенасыщенных толщин пластов по сетке скважин. Общее количество скважин составит 16 ед. (14 добывающих и 2 нагнетательные скважины).

7	<p><b>Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и попуттилизацию объекта):</b></p> <p>Вариант 1 – 42 года (2026-2068 гг.)  Вариант 2 – 37 лет (2026-2063 гг.)  Вариант 3 – 27 лет (2026-2053 гг.)</p>
8	<p><b>Описание видов ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности, включая строительство, эксплуатацию и попуттилизацию объектов (с указанием предполагаемых качественных и максимальных количественных характеристик, а также операций, для которых предполагается их использование):</b></p> <p><i>1) земельных участков, их площадей, целевого назначения, предполагаемых сроков использования:</i></p> <p>Намечаемая деятельность будет осуществляться на территории месторождения Восточный Жагабулак. Недропользователем месторождения Восточный Жагабулак является ТОО «Арал Петролеум Кэпитал».</p> <p>Контракт на добычу углеводородного сырья на месторождении Восточный Жагабулак между Министерством нефти и газа Республики Казахстан и ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» заключен 28 июля 2010 г. (Акт Государственной регистрации № 3582-УВС от 28 июля 2010 г.). Срок действия Контракта составляет 25 лет и действует до 28 июля 2035 г. Площадь Горного отвода – 8,9 км<sup>2</sup>, глубина отвода – «минус» 4520 м.</p> <p><i>2) водных ресурсов с указанием: предполагаемого источника водоснабжения (системы централизованного водоснабжения, водные объекты, используемые для нецентрализованного водоснабжения, привозная вода), сведений о наличии водоохраных зон и полос, при их отсутствии – вывод о необходимости их установления в соответствии с законодательством Республики Казахстан, а при наличии – об установленных для них запретах и ограничениях, касающихся намечаемой деятельности.</i></p> <p>Водоохраные зоны и полосы в районе месторождения Восточный Жагабулак – отсутствуют. В 10 км западнее месторождения Восточный Жагабулак в р.Эмбу впадает ее самый крупный приток - р.Темир, а еще через 2 км по направлению к месторождению Эмба принимает еще один приток - пересыхающую р.Талдысу. В 9-10 км от месторождения Восточный Жагабулак на восток, равнину пересекают в направлении с юга на север периодически пересыхающие балки Балабаршин и Ащысай, имеющие сток в р.Эмба.</p> <p><i>Водопотребление:</i></p> <p>Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников организация не имеет. Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода.</p> <p><i>Водоотведение:</i></p> <p>В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• хозяйственно-бытовые;</li> <li>• производственные.</li> </ul> <p>Хозяйственно-бытовые сточные воды. На объекте действует самотечная-напорная система канализации. Хозяйственно-бытовые сточные воды от сооружений через выпускные колодцы отводятся в общий коллектор. Далее по коллектору сточные воды поступают в подземный емкость для сбора отработанной воды (специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями) с дальнейшим вывозом сторонней организацией (полигон ТОО «Таза Жер LTD»).</p> <p>Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных</p>

операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией (полигон ТОО «Таза Жер LTD»). Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды вывозятся специализированными организациями по договорам, заключенным до начала работ. Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается.

*видов водопользования (общее, специальное, обособленное), качества необходимой воды (питьевая, непитьевая):*

Вид водопользования – общее. Качество поставляемой питьевой воды обеспечивается Поставщиком услуг. Пресная вода для хозяйственно-питьевого потребления должна соответствовать качеству воды для питьевого водопотребления, принятая по СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода питьевая» и Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов» от 20 февраля 2023 года № 26.

Вода, потребляемая для питья, должна соответствовать по своему составу СТ РК ГОСТ «Вода питьевая» и доставляться на территорию подрядными организациями в заводской герметичной таре.

*объемов потребления воды:*

Ориентировочные объемы водопотребления составят – 1821,204 м<sup>3</sup>/год (4,9896 м<sup>3</sup>/сут.), из них на хозяйственно-бытовые нужды – 1051,2 м<sup>3</sup>/год (2,88 м<sup>3</sup>/сут.), на питьевые нужды – 17,52 м<sup>3</sup>/год (0,048 м<sup>3</sup>/сут), прочие – 752,484 м<sup>3</sup>/год (2,0616 м<sup>3</sup>/сут); объемы водоотведения составят – 1802,808 м<sup>3</sup>/год (4,9392 м<sup>3</sup>/сут).

Ориентировочные объемы водопотребления при строительстве 1 проектной скважины составят 403,6977 м<sup>3</sup>, объемы водоотведения составят 346,4967 м<sup>3</sup>.

*операций, для которых планируется использование водных ресурсов:*

Потребление воды во время проведения планируемых видов работ предполагается на питьевые, хоз-бытовые и производственные нужды.

*3) участков недр с указанием вида и сроков права недропользования, их географические координаты (если они известны):*

Горный отвод выдан ТОО «Арал Петролеум Кэпитал» Министерством энергетики и минеральных ресурсов Комитета геологии и недропользования в декабре 2009 года на право недропользования для добычи углеводородного сырья на месторождении Жагабулак Восточный в пределах блока XXII-23- D (частично). Площадь горного отвода составляет 8,9 км<sup>2</sup>. Глубина отвода – минус 4 520 м. Координаты горного отвода месторождения Восточный Жагабулак: 1. СШ 48°30'29", ВД 57°36'00"; 2. СШ 48°31'44", ВД 57°34'45"; 3. СШ 48°32'37", ВД 57°34'24"; 4. СШ 48°33'17", ВД 57°34'58"; 5. СШ 48°33'17", ВД 57°36'06"; 6. СШ 48°33'00", ВД 57°36'31" 7. СШ 48°31'37", ВД 57°36'26".

*4) растительных ресурсов с указанием их видов, объемов, источников приобретения (в том числе мест их заготовки, если планируется их сбор в окружающей среде) и сроков использования, а также сведений о наличии или отсутствии зеленых насаждений в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности, необходимости их вырубки или переноса, количестве зеленых насаждений, подлежащих вырубке или переносу, а также запланированных к посадке в порядке компенсации:*

В ботанико-географическом отношении исследуемая территория относится к полупустынной зоне. Полупустынные сообщества варьируют также и по богатству видового состава слагающих их растений. В отдельных местообитаниях (на солонцах) встречаются сообщества

монотипные, в других (на песчаных) – многовидовые насчитывающие в своем составе до 60-70 видов. Общее проективное покрытие от 50- 60%. Растительный покров области разнообразен как во флористическом, так и в геоботаническом отношении и в основном складывается ксерофильными, континентальными типами с включением бореальных типов по поймам рек и в местах выклинивания пресных грунтовых вод. По основным жизненным нормам растения региона разделяются на 6 типов, из которых преобладают: однолетники (40%), травянистые многолетники (43%). Менее значительны доли: полукустарничков (8%), кустарников (7%), полукустарников (2%).  
В рамках намечаемой деятельности вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

5) *видов объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных с указанием:*

*объемов пользования животным миром;*

*предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования;*

*иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных;*

*операций, для которых планируется использование объектов животного мира;*

Использование объектов животного мира не предполагается.

6) *иных ресурсов, необходимых для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования;*

Технологическое и энергетическое топливо – попутный нефтяной газ на собственные нужды.

7) *риски истощения используемых природных ресурсов, обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью.*

Использование природных ресурсов обусловленные их дефицитностью, уникальностью и (или) невозобновляемостью не предполагается.

**Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы выбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными уполномоченным органом (далее – правила ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей):**

В рамках намечаемой деятельности рассмотрены три варианта разработки месторождения.

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу **по 1 варианту разработки** 2026 год – 16,6122 г/с, 214,6413 т/год; 2027 год – 9,3272 г/с, 140,3602 т/год; 2028 год – 1,9230 г/с, 61,4531 т/год, 2029 год – 1,8631 г/с, 58,8442 т/год; 2030 год – 1,8021 г/с, 56,1867 т/год.

9

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу **по 2 варианту разработки (рекомендуемый):** 2026 год – 40,9533 г/с, 352,3622 т/год; 2027 год – 33,6967 г/с, 278,9333 т/год; 2028 год – 50,7521 г/с, 342,1451 т/год, 2029 год – 50,9526 г/с, 350,4963 т/год; 2030 год – 2,3967 г/с, 80,5464 т/год.

Максимальные выбросы по рекомендуемому 2 варианту разработки приходится на 2029 год и составит: 50,9526 г/с, 350,4963 т/год, из них: железо оксиды (Зкл.оп) – 0,0405 г/с, 0,0453 т/год, марганец и его соединения (2кл.оп) – 0,0006 г/с, 0,0018 т/год, азота диоксид (2кл.оп) – 17,8316 г/с, 98,3792 т/год, азота оксид (Зкл.оп) – 2,8933 г/с, 15,8497 т/год, углерод (Зкл.оп) – 0,9996 г/с, 5,7982 т/год, сера диоксид (Зкл.оп) – 3,5417 г/с, 19,7146 т/год; сероводород

	<p>(2кл.оп) – 0,0017 г/с, 0,0380 т/год, углерод оксид (4кл.оп) – 14,4007 г/с, 80,4008 т/год, фтористые соединения (2кл.оп) – 0,00004 г/с, 0,0003 т/год, метан – 0,0116 г/с, 0,3672 т/год, углеводороды C1-C5 – 0,1607 г/с, 3,8609 т/год, углеводороды C6-C10 – 1,1178 г/с, 27,3021 т/год, бензол (2кл.оп) – 0,0001 г/с, 0,0015 т/год; диметилбензол (3кл.оп) – 0,0225 г/с, 0,2030 т/год; метилбензол (3кл.оп) – 0,0001 г/с, 0,0010 т/год, бензапирен (1кл.оп) – 0,00003 г/с, 0,0002 т/год, формальдегид (2кл.оп) – 0,2684 г/с, 1,4412 т/год, метилмеркаптан (4 кл.оп) – 0,0000004 г/с, 0,00001 т/год, масло минеральное – 0,0007 г/с, 0,0005 т/год, уайт-спирит – 0,0113 г/с, 0,0675 т/год, углеводороды C12-C19 (4кл.оп) – 8,8257 г/с, 90,8201 т/год, ингибиторы коррозии – 0,1677 г/с, 5,29 т/год, пыль неорганическая (3кл.оп) – 0,6562 г/с, 0,9110 т/год.</p> <p>Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по 3 варианту разработки: 2026 год – 40,9533 г/с, 352,3622 т/год; 2027 год – 33,6967 г/с, 278,9333 т/год; 2028 год – 50,7521 г/с, 342,1451 т/год, 2029 год – 50,9526 г/с, 350,4963 т/год; 2030 год – 26,7755 г/с, 219,5309 т/год.</p>
10	<p><b>Описание сбросов загрязняющих веществ: наименования загрязняющих веществ, их классы опасности, предполагаемые объемы сбросов, сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей*:</b></p> <p>Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается. Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды вывозятся специализированными организациями по договорам, заключенным до начала работ.</p> <p>Хозяйственно-бытовые сточные воды. На объекте действует самотечная-напорная система канализации. Хозяйственно-бытовые сточные воды от сооружений через выпускные колодцы отводятся в общий коллектор. Далее по коллектору сточные воды поступают в подземный емкость для сбора отработанной воды (специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями) с дальнейшим вывозом сторонней организацией (полигон ТОО «Таза Жер LTD»).</p> <p>Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией (полигон ТОО «Таза Жер LTD»).</p>
11	<p><b>Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: наименования отходов, их виды, предполагаемые объемы, операции, в результате которых они образуются, сведения о наличии или отсутствии возможности превышения пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей:</b></p> <p>Ориентировочные объёмы образования отходов производства и потребления в период разработки месторождения Восточный Жагабулак вне зависимости от реализуемого варианта разработки месторождения (без учета бурения) составит 6024,8648 т/год, из них, опасные отходы: абсорбенты, фильтровальные материалы (промасленная ветошь) образуется в процессе обслуживания/обтирки производственного оборудования - 1,27 т/год, люминесцентные лампы и другие ртутьсодержащие отходы образуется вследствие истощения ресурса времени работы - 0,024 т/год, нефтешламы (образуется при хранении, транспортировке, переработке и очистке нефти и нефтепродуктов) – 6,0 т/год, отработанные фильтры (образуются в процессе эксплуатации оборудования) - 0,06 т/год, отработанные аккумуляторы (образуются в процессе эксплуатации оборудования) – 0,184 т/год, отработанные масла (образуются в процессе эксплуатации различных механизмов) – 0,16 т/год, тара из под ЛКМ – 0,03 т/год, неопасные отходы: металлолом (образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов) – 5,0 т/год, смешанные коммунальные отходы</p>

	<p>(твердые бытовые отходы (ТБО) образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия – 7,632 т/год, поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме (остатки пищи) – 4,2048 т/год, пластиковая вода – 6000 т/год.</p> <p>В период реализации намечаемой деятельности предполагается строительство новых скважин и КРС. Ориентировочные объемы образования отходов: <b>1 вариант разработки:</b> 2026 год – 3854,1495 т/год; 2027 год – 1927,07475 т/год. <b>2 вариант разработки (рекомендуемый):</b> 2026 год – 5781,52425 т/год; 2027 год – 3854,1495 т/год; 2028 год – 3854,1495 т/год; 2029 год – 3854,1495 т/год. <b>3 вариант разработки:</b> 2026 год – 5781,52425 т/год; 2027 год – 3854,1495 т/год; 2028 год – 3854,1495 т/год; 2029 год – 3854,1495 т/год; 2029 год – 3854,1495 т/год; 2030 год - 3854,1495 т/год.</p>
12	<p><b>Перечень разрешений, наличие которых предположительно потребуется для осуществления намечаемой деятельности, и государственных органов, в чью компетенцию входит выдача таких разрешений:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду – Уполномоченный орган по ООС.</li> <li>• Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду – Уполномоченный орган по ООС.</li> <li>• Экологическое разрешение на воздействие - Уполномоченный орган по ООС.</li> </ul>
13	<p><b>Краткое описание текущего состояния компонентов окружающей среды на территории и (или) в акватории, на которых предполагается осуществление намечаемой деятельности, в сравнении с экологическими нормативами или целевыми показателями качества окружающей среды, а при их отсутствии – с гигиеническими нормативами; результаты фоновых исследований, если таковые имеются у инициатора; вывод о необходимости или отсутствии необходимости проведения полевых исследований (при отсутствии или недостаточности результатов фоновых исследований, наличии в предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности объектов, воздействие которых на окружающую среду не изучено или изучено недостаточно, включая объекты исторических загрязнений, бывшие военные полигоны и другие объекты):</b></p> <p><b>Атмосферный воздух.</b> Проведенное исследование качества атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (СЗЗ) месторождения Восточный Жагабулак в 2025 году позволяет сделать вывод, что значения концентраций по всем определяемым веществам находятся в пределах нормативов ПДК и, ОБУВ для воздуха населенных мест, качество атмосферного воздуха соответствует санитарным нормам.</p> <p>В соответствии с данными мониторинговых исследований атмосферного воздуха, средние значения концентраций загрязняющих веществ на границе СЗЗ в 3 квартале 2025 года составили: граница СЗЗ Юг диоксид азота – 0,0487 мг/м<sup>3</sup>; оксид азота – 0,0441 мг/м<sup>3</sup>; диоксид серы – &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода – 2,64 мг/м<sup>3</sup>; сажа - &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С1-С5 – &lt;25 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С6-С10 – &lt;30 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С12-С19 – &lt;0,5 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - &lt;0,004 мг/м<sup>3</sup>; метантиол (метилмеркаптан) - &lt;0,0005 мг/м<sup>3</sup>; граница СЗЗ Запад диоксид азота – 0,0467 мг/м<sup>3</sup>; оксид азота – 0,0467 мг/м<sup>3</sup>; диоксид серы – &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода – 2,94 мг/м<sup>3</sup>; сажа - &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С1-С5 – &lt;25 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С6-С10 – &lt;30 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С12-С19 – &lt;0,5 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - &lt;0,004 мг/м<sup>3</sup>; метантиол (метилмеркаптан) - &lt;0,0005 мг/м<sup>3</sup>; граница СЗЗ Север диоксид азота – 0,0451 мг/м<sup>3</sup>; оксид азота – 0,0494 мг/м<sup>3</sup>; диоксид серы – &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода – 2,41 мг/м<sup>3</sup>; сажа - &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С1-С5 – &lt;25 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С6-С10 – &lt;30 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С12-С19 – &lt;0,5 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - &lt;0,004 мг/м<sup>3</sup>; метантиол (метилмеркаптан) - &lt;0,0005 мг/м<sup>3</sup>; граница СЗЗ Восток диоксид азота – 0,0441 мг/м<sup>3</sup>; оксид азота – 0,0415 мг/м<sup>3</sup>; диоксид серы – &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; оксид углерода – 2,84 мг/м<sup>3</sup>; сажа - &lt;0,025 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С1-С5 – &lt;25 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С6-С10 – &lt;30 мг/м<sup>3</sup>; углеводороды С12-С19 – &lt;0,5 мг/м<sup>3</sup>; сероводород - &lt;0,004 мг/м<sup>3</sup>; метантиол (метилмеркаптан) - &lt;0,0005 мг/м<sup>3</sup>.</p>

	<p><b>Подземные воды.</b> Программой ПЭК мониторинг подземных вод не предусмотрен.</p> <p><b>Поверхностные воды.</b> Мониторинг поверхностных вод предусматривал отбор проб поверхностной воды с реки Эмба в районе производственной деятельности предприятия: выше по течению реки и ниже по течению реки. В целом, согласно результатов исследований за 2025 год, состояние водных ресурсов на месторождении Восточный Жагабулак стабильны и не претерпели существенных изменений, при этом какие-либо резкие динамичные скачки в полученных данных отсутствуют.</p> <p><b>Почвенный покров.</b> В целом, результаты проведенных исследований и анализ собранных материалов за 2025 год позволяют сделать вывод, что концентрации всех ингредиентов, определяемых в пробах почв, находятся в пределах допустимой нормы.</p> <p>Помимо инструментальных замеров на территории месторождения проводится визуальное наблюдение за состоянием почв. По результатам мониторинга видимых следов загрязнения почвенного покрова нефтепродуктами, замазученный грунт и прочие нарушения не зафиксированы.</p> <p>Согласно ПЭК <b>радиационный мониторинг</b> проводится 1 раз в год. Согласно проводимому ежегодному радиационному мониторингу, на всей территории месторождения Восточный Жагабулак резких изменений в радиационной обстановке не обнаружено.</p> <p>Результаты радиационного мониторинга на месторождении показали следующее: показатели радиационных замеров изменялись в пределах 0,08-0,13 мкЗв/ч.</p>
14	<p><b>Характеристика возможных форм негативного и положительного воздействий на окружающую среду в результате осуществления намечаемой деятельности, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости, предварительная оценка их существенности</b></p> <p>Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок.</p> <p>Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений на месторождении Восточный Жагабулак составляет 19,75 баллов, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере</p>
15	<p><b>Характеристика возможных форм трансграничных воздействий на окружающую среду, их характер и ожидаемые масштабы с учетом их вероятности, продолжительности, частоты и обратимости:</b></p> <p>Учитывая размер санитарно-защитной зоны месторождения Восточный Жагабулак (2412 м) и результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ, трансграничное воздействие при реализации проектных решений не прогнозируется.</p>
16	<p><b>Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:</b></p> <p><b>Атмосферный воздух:</b> использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за</p>

	<p>состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.</p> <p><b>Водные ресурсы:</b> обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.</p> <p><b>Недра:</b> работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.</p> <p><b>Почвенный и растительный покров:</b> использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.</p> <p><b>Животный мир:</b> сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.</p>
17	<p><b>Описание возможных альтернатив достижения целей указанной намечаемой деятельности и вариантов ее осуществления (включая использование альтернативных технических и технологических решений и мест расположения объекта):</b></p> <p>Одним из обязательных принципов при разработке экологической оценки является принцип альтернативности, то есть оценка последствий разработки месторождения Восточный Жагабулак должна производиться по всем вариантам намечаемой деятельности.</p> <p>В рамках данного проекта, на основании технико-экономических расчетов, были рассмотрены 3 расчётных варианта разработки, отличающиеся системой воздействия на пласт, плотностью сетки и количеством скважин.</p> <p>Анализ технико-экономических показателей также показал, что 2 вариант является наиболее эффективным (значительно меньшие затратные показатели, т.е. капитальные вложения и эксплуатационные затраты).</p> <p>В целом, при соблюдении всех предусмотренных проектом природоохранных мероприятий существенный и необратимый вред качеству атмосферного воздуха рассматриваемой территории нанесен не будет как по 2 варианту (рекомендуемый), так и по 1 и 3 вариантам намечаемой деятельности.</p>