



Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «ЖАЛГИЗТОБЕМУНАЙ»

Заклучение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности

На рассмотрение представлено: «Дополнение к проекту разработки месторождения
Жалгизтобе (по состоянию на 01.01.2025 г.)».

Материалы поступили на рассмотрение: 15.10.2025 г. Вх. KZ34RYS01403737.

Общие сведения

Нефтяное месторождение Жалгизтобе расположено в центральной части полуострова Бузачи в пределах урочища Большой Сор. Территория месторождения вытянута с востока на запад на расстояние 8 км при ширине 2-2,5 км. В административном отношении территория месторождения относится к Тупкараганскому району Мангистуской области Республики Казахстан. Областной центр г. Ақтау находится в 165 км от месторождения. Ближайшим населенным пунктом является село Киякты, расположенный в 31 км. Северо-западная часть полуострова Бузачи, где находится месторождение, представляет собой равнину с абсолютными отметками минус 19-28 м. Согласно горному отводу, выданному ДТОО «Жалгизтобемунай» для осуществления деятельности по недропользованию на месторождении Жалгизтобе, площадь горного отвода составляет 20,97 кв. км, глубина отвода - минус 2500 м. Месторождение расположено рядом с действующими нефтепромыслами: Арман, Каламкас, Бузачи Северные, Каражанбас. Расстояния до основных коммуникаций, расположенных в районе месторождения Каражанбас, не превышают 18-30 км. Климат района характеризуется резкими колебаниями температуры: от минус 30 0С до плюс 45 0С. Среднегодовое количество атмосферных осадков редко превышает 100 мм. Максимальная глубина промерзания грунта достигает 50 см. Источником питьевой воды может служить водовод Киякты - Каламкас, проходящий в 30 км от месторождения. Электроснабжение - за счет ЛЭП 10 кВ, связь - по радиостанции и радиотелефону. Гидрографическая сеть отсутствует. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Жалгизтобе - 31,7 км. Координаты угловых точек контрактной территории месторождения Жалгизтобе относительно заповедных зон, памятников природы и охранных зон, не входят в земли государственного лесного фонда и особо охраняемых природных территорий со статусом юридического лица. Выбор других мест: нет.

Все нефтяные операции на месторождении Жалгизтобе проводит компания ДТОО «Жалгизтобемунай» в соответствии с Контрактом №213 от 17.08.1998 г. (Добыча), Лицензией МГ №314 Д (нефть) от 04.12.1997 г. Срок действия контракта до 25 апреля 2047 г. (МЭ РК Рег. №5044- УВС от 25.04.2022 г.).



Координаты угловых точек:

- №1 - 45°04'23"сш 51°41'59"вд;
- №2 - 45°04'43"сш 51°42'09"вд;
- №3 - 45°04'42"сш 51°43'10"вд;
- №4 - 45°04'23"сш 51°43'24"вд;
- №5 - 45°04'24"сш 51°44'22"вд;
- №6 - 45°04'22"сш 51°46'43"вд;
- №7 - 45°03'30"сш 51°46'42"вд;
- №8 - 45°03'30"сш 51°45'28"вд;
- №9 - 45°03'34"сш 51°44'16"вд;
- №10 - 45°02'57"сш 51°44'15"вд;
- №11 - 45°02'58"сш 51°41'33"вд;
- №12 - 45°03'28"сш 51°40'10"вд;
- №13 - 45°03'38"сш 51°39'08"вд;
- №14 - 45°04'15"сш 51°39'09"вд;
- №15 - 45°04'23"сш 51°40'12"вд;
- №16 - 45°04'23"сш 51°41'16"вд.

Краткое описание намечаемой деятельности

Согласно рекомендуемого 3-го варианта, предполагаемая суточная добыча в целом по месторождению Жалгизтобе составит менее 500 т/сут. по нефти. Согласно характеристике основных показателей разработки по отбору нефти рекомендуемого 3-го варианта месторождения Жалгизтобе: в 2033 году достигаются максимальные показатели объемов добычи нефти (52,2 тыс.т), суточная добыча всех скважин по нефти составляет 143,01 т/сут, при фонде добывающих скважин - 107 ед. Согласно проектным решениям, также по рекомендованному 3-му варианту разработки предусматривается строительство 22-х скважин глубиной 450-500 ±250 м, из них: 21- эксплуатационных, 1 - оценочная. Учитывая профили добычи нефти, существующих мощностей по подготовке нефти будет достаточно и дополнительного расширения производства не требуется. В связи с тем, что на месторождении Жалгизтобе отсутствует добыча сырого газа, а объемы попутно добываемого газа мизерные, для работы технологического оборудования топливный газ приобретается у АО «ММГ». Для учета газа, потребляемого печами подогрева, установлены счетчики. В настоящем проекте рассмотрены только основные площадки, которые находятся в прямой зависимости от максимального уровня добычи нефти и максимального количества скважин, которые непосредственно будут задействованы при реализации проектных решений. Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти (в данном случае это нефтяные емкости, резервуары и площадки добывающих скважин). Более точные объемы выбросов загрязняющих веществ будут представлены в «Проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферный воздух для объектов ДТОО «Жалгизтобемунай» и технических проектах на строительство проектных скважин, после утверждения основных показателей разработки в рамках данного Дополнения к проекту разработки.

Выбор и обоснование расчетных вариантов разработки проводились, исходя из положений «Единых правил ...» и «Методических рекомендаций по составлению проектов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений», анализа геолого-гидродинамических характеристик пластов с использованием опыта разработки и проектирования месторождения. Для обоснования экономически эффективной и технологически рациональной величины нефтеизвлечения были рассмотрены 4 варианта разработки месторождения. Расчеты технологических показателей были сделаны для каждого объекта разработки отдельно и по месторождению в целом. Глубина проектных скважин для I объекта составит 400 м, для II объекта 410 м. Первый базовый вариант,



основанный на ранее утверждённом «Проекте разработки...», предусматривает разработку месторождения с использованием существующего фонда скважин и бурением 43 новых скважин в период с 2027 по 2031 гг. Для завершения системы заводнения под нагнетание будут переводиться обводнявшиеся скважины в количестве 18 ед. Максимальный эксплуатационный фонд скважин составит 168 ед., в т.ч. 131 добывающих скважин и 37 нагнетательных. Во втором варианте, аналогично первому, предусмотрено бурение 43 скважин (с 2029 г. по 2033 г.), расположение скважин соответствует АР 2023. Дополнительно планируется перевод 18 скважин на эксплуатацию с использованием установок электрических центробежных насосов (УЭЦН) в 2025 г. Под нагнетание будут переводиться 18 скважин. Максимальный эксплуатационный фонд скважин составит 162 ед., в т.ч. 125 добывающих скважин и 37 нагнетательных. Третий вариант (рекомендуемый) разработки является наиболее оптимальным. В отличие от второго варианта, предусматривается бурение 21 скважины (с 2029 г. по 2032г.). Также планируется перевод 18 скважин под УЭЦН в 2025 г. После отработки на нефть, 14 скважин будут переведены под ППД. Максимальный эксплуатационный фонд скважин составит 146 ед., в т.ч. 113 добывающих скважин и 33 нагнетательных. Четвёртый вариант разработки принципиально отличается от предыдущих и не предусматривает бурение новых скважин.

Срок начала реализации намечаемой деятельности - 2025 год. Окончание эксплуатации и постутилизация - срок действия контракта на недропользование.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Выбросами данного проекта будут являться:

1) Выбросы от существующего оборудования, которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем, и составляют: 100,5413427 г/с и 166,4218365 т/г (согласно проекту НДВ на 2024-2026 гг.)

2) Ориентировочные расчеты проведены для действующего фонда скважин в период разработки и от оборудования, которое находится в прямой зависимости от добычи нефти (в данном случае это резервуары нефти и фонд скважин). Более точные объемы выбросов ЗВ будут представлены в Проекте НДВ и технических проектах на строительство скважин, после утверждения основных показателей в рамках данного Дополнения к проекту разработки.

При реализации №1 варианта разработки ориентировочный наибольший годовой выброс ожидается в 2032 году при максимальной добыче нефти максимальное количество ЗВ в атмосферу составит - 0,55940 г/с и 16,77081 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности.

При реализации №2 варианта разработки ориентировочный наибольший годовой выброс ожидается в 2033 году при максимальной добыче нефти максимальное количество ЗВ в атмосферу составит - 0,53544 г/с и 15,89819 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности.

При реализации рекомендуемого варианта разработки №3 ориентировочный наибольший годовой выброс ожидается в 2033 году при максимальной добыче нефти максимальное количество ЗВ в атмосферу составит - 0,46446 г/с и 13,74672 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности.

При реализации №4 варианта разработки ориентировочный наибольший годовой выброс ожидается в 2028 году при максимальной добыче нефти максимальное количество ЗВ в атмосферу составит - 0,42825 г/с и 12,61154 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 2-3 класса опасности.

3) Выбросы ЗВ в атмосферу при строительстве скважин глубиной 450-500 ±250м (согласно проекту аналогу):

При реализации №1 варианта разработки ориентировочные выбросы ЗВ при строительстве 44-х скважин составляет - 1396,15282 г/с и 706,19763 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности.



При реализации №2 варианта разработки ориентировочные выбросы ЗВ при строительстве 44-х скважин составляет - 1396,15282 г/с и 706,19763 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности.

При реализации рекомендуемого варианта разработки №3 ориентировочные выбросы ЗВ при строительстве 22-х скважин составляет - 698,07641 г/с и 353,09882 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности.

При реализации №4 варианта разработки ориентировочные выбросы ЗВ при строительстве 1-й скважины составляет - 31,73075 г/с и 16,04995 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности.

Для объектов ДТОО «Жалгизтобемунай» на месторождении Жалгизтобе источниками водоснабжения являются:

- Волжская вода, поступающая по магистральному трубопроводу «Астрахань-Мангышлак» по договору с АО «КазТрансОйл»;

- Бутилированная вода питьевого качества для питьевых нужд, доставляемая автотранспортом. Волжская вода на объекты месторождения Жалгизтобе подается от узла учёта по водопроводу магистрального водовода «Астрахань-Мангышлак». Вода технического качества используется на производственные нужды в соответствии с регламентом производства. Бутилированная вода. Для питьевых нужд, работающих людей на объектах и проживающих в вахтовых городках месторождения Жалгизтобе, доставляется автотранспортом бутилированная вода питьевого качества из расчета 5 л на 1 человека в смену. Источником водоснабжения на пожаротушение, производственные нужды и полива зелёных насаждений является волжская вода, поступающая по магистральному трубопроводу «Астрахань-Мангышлак» по договору с АО «КазТрансОйл». Для пожаротушения зданий и сооружений предусмотрены два резервуара объемом 400 м³ и 400 м³ с погружными насосами на каждом резервуаре и два пожарных гидранта. Для приготовления горячей воды для отопления зданий и на горячее водоснабжение предусмотрена котельная с водонагревателями. Гидрографическая сеть отсутствует. Ориентировочные расстояния от Каспийского моря до границ месторождения Жалгизтобе - 31,7 км. Объекты месторождения Жалгизтобе расположены за пределами водоохранных и заповедных зон. Необходимость установления - нет.

Техническое качество волжской воды, используемой на производственные нужды, соответствует требованиям, предъявляемым к данному производству. Для использования на хозяйственно-питьевые нужды людей, проживающих в вахтовых городках, предусматривается очистка волжской воды на водоочистных установках. Качество очищенной воды и система хозяйственно-питьевого водоснабжения соответствует требованиям «Гигиеническим нормативам показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно- бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138»). Питьевая вода соответствует качеству ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая» и требованиям «Гигиенических нормативов показателей безопасности хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования» (Приказ Министра здравоохранения Республики Казахстан от 24 ноября 2022 года № ҚР ДСМ-138»). Повторное использование очищенных вод. Для полива зелёных насаждений на территории базового вахтового посёлка, а также пылеподавление внутрипромысловых дорог используются очищенная и обеззараженная вода поступивший от установки канализационной очистной сооружений (КОС).

Ориентировочные объёмы водопотребления на период строительства эксплуатационных и оценочных скважин (глубиной 450-500 ±250м), принят согласно проекту аналогу. Водопотребление в период бурения:

Вариант разработки № 1:

- всего расход воды на стр-во 44-х скважин - 44103,84 м³/скв./год, из них: на хозяйственные нужды - 18459,76 м³/скв./год, на технологические нужды - 25644,08 м³/скв./год;

Вариант разработки № 2:



- всего расход воды на стр-во 44-х скважин - 44103,84 м3/скв./год, из них: на хозяйственные нужды - 18459,76 м3/скв./год, на технологические нужды - 25644,08 м3/скв./год;

Рекомендуемый вариант разработки № 3:

- всего расход воды на стр-во 22-х скважин - 22051,92 м3/скв./год, из них: на хозяйственные нужды - 9229,88 м3/скв./год, на технологические нужды - 12822,04 м3/скв./год;

Вариант разработки № 4:

- всего расход воды на стр-во 1-й скважины - 1002,36 м3/скв./год, из них: на хозяйственные нужды - 419,54 м3/скв./год, на технологические нужды - 582,82 м3/скв./год. Водопотребление на период эксплуатации: - дополнительные объемы воды на водоснабжение и водоотведение не предусматриваются и данным проектом не рассматриваются. Забор воды из водных ресурсов не предусматривается в данном проекте.

Ориентировочное количество отходов данного проекта будут являться:

1) Отходы при эксплуатации - отходы предприятия от существующего оборудования, которые также будут эксплуатироваться в дальнейшем, и за текущий 2025 год составляют: 5,3249 т/г (согласно проекту ПУО на 2024-2026 гг.)

2) **Отходы при строительстве скважин глубиной 450-500 ±250м (согласно проекту аналогу): №1 - вариант:** Максимальный годовой объем отходов за весь предлагаемый период разработки месторождения ожидается при строительстве 44-х скважин, всего отходов - 7839,9376 т/год/скв. Опасные отходы - 7750,2172 т; в т.ч.: Отходы бурения (т/скв./год) - 7680,112; Промасленная ветошь (т/скв./год) - 2,2352; Отработанные масла (т/скв./год) - 57,64; Использованная тара (мешки) (т/скв./год) - 10,23; Неопасные отходы - 89,7204 т, в т.ч.: Металлолом (т/скв./год) - 4,4; Огарки сварочных электродов (т/скв./год) - 0,0924; Коммунальные отходы (т/скв./год) - 85,228.

№2 - вариант: Максимальный годовой объем отходов за весь предлагаемый период разработки месторождения ожидается при строительстве 44-х скважин, всего отходов - 7839,9376 т/год/скв. Опасные отходы - 7750,2172 т; в т.ч.: Отходы бурения (т/скв./год) - 7680,112; Промасленная ветошь (т/скв./год) - 2,2352; Отработанные масла (т/скв./год) - 57,64; Использованная тара (мешки) (т/скв./год) - 10,23; Неопасные отходы - 89,7204 т, в т.ч.: Металлолом (т/скв./год) - 4,4; Огарки сварочных электродов (т/скв./год) - 0,0924; Коммунальные отходы (т/скв./год) - 85,228.

№3 - рекомендуемый вариант: Максимальный годовой объем отходов за весь предлагаемый период разработки месторождения ожидается при строительстве 22-х скважин, всего отходов - 3919,9688 т/год/скв. Опасные отходы - 3875,1086 т; в т.ч.: Отходы бурения (т/скв./год) - 3840,056; Промасленная ветошь (т/скв./год) - 1,1176; Отработанные масла (т/скв./год) - 28,82; Использованная тара (мешки) (т/скв./год) - 5,115; Неопасные отходы - 44,8602 т, в т.ч.: Металлолом (т/скв./год) - 2,2; Огарки сварочных электродов (т/скв./год) - 0,0462; Коммунальные отходы (т/скв./год) - 42,614.

№4 - вариант: Максимальный годовой объем отходов за весь предлагаемый период разработки месторождения ожидается при строительстве 1-й скважины, всего отходов - 178,1804 т/год/скв. Опасные отходы - 176,1413 т; в т.ч.: Отходы бурения (т/скв./год) - 174,548; Промасленная ветошь (т/скв./год) - 0,0508; Отработанные масла (т/скв./год) - 1,31; Использованная тара (мешки) (т/скв./год) - 0,02325; Неопасные отходы - 2,0391 т, в т.ч.: Металлолом (т/скв./год) - 0,1; Огарки сварочных электродов (т/скв./год) - 0,002; Коммунальные отходы (т/скв./год) - 1,937. Ориентировочные количества отходов на период строительства скважин приняты согласно проекту аналогу, и являются ориентировочными. Более точные объемы отходов могут быть представлены в соответствующих технических проектах.

На территории планируемых работ зеленые насаждения отсутствуют. Использование растительных ресурсов не предусматривается.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.

Электроснабжение - за счет ЛЭП 10 кВ, связь - по радиостанции и радиотелефону. В связи с тем, что на месторождении Жалгизтобе отсутствует добыча сырого газа, а



объемы попутно добываемого газа мизерные, для работы технологического оборудования топливный газ приобретается у АО «ММГ». Для учета газа, потребляемого печами подогрева, установлены счетчики. Режим работы основных производственных подразделений предприятия круглосуточный круглогодичный, во вспомогательных подразделениях - односменная работа. В целом на месторождении Жалгизтобе работы ведутся вахтовым методом. Доставка персонала на месторождение осуществляется из города Актау и в вахтовые городки автотранспортом.

Разработка месторождения Жалгизтобе по рекомендуемому варианту разработки может оказать среднее по значимости воздействие на окружающую среду.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:

При проведении работ предусмотрен ряд мероприятий, снижающих или предотвращающих загрязнение атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы, флоры и фауны. Эти мероприятия состоят из организационных, технологических, проектно-конструкторских, санитарно-противоэпидемических.

Организационные:

- разработка оптимальных схем движения автотранспорта;
- контроль своевременного прохождения ТО задействованного автотранспорта и спецтехники;
- исключение несанкционированного проведения работ.

Проектно-конструкторские:

- под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом, боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом, антикоррозийная защита металлических конструкций, надземных и подземных трубопроводов, экспертиза проектных решений в природоохранных органах.

Технологические:

- мероприятия, направленные на предупреждение и борьбу с водо-, газо-, нефтепроявлениями, в первую очередь за счет прочности и долговечности, необходимой глубины спуска колонн, герметичности колонн, а также за счет изоляции флюидопластов и горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности, оснащение технологического оборудования запорной арматурой. Применение сертифицированных экологически безопасных компонентов бурового раствора III - IV классов опасности с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.).

Санитарно-эпидемические:

- выбор согласованных участков складирования отходов;
- раздельный сбор и вывоз всех отходов специализированной организацией.

Намечаемая деятельность: «Дополнение к проекту разработки месторождения Жалгизтобе (по состоянию на 01.01.2025 г.)», относится согласно пп.1.3. п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и



предложения государственных органов и общественности согласно протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

