



ТОО «ИПЦ - Мунай»

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ08RYS01904628 от 07.09.2026 года.

Общие сведения:

Товарищество с ограниченной ответственностью "ИПЦ - Мунай", 040800, РЕСПУБЛИКА КАЗАХСТАН, Г. АЛМАТЫ, МЕДЕУСКИЙ РАЙОН, ул Алгыс, дом № 6, 020440001243, БЕРМУХАМБЕТОВ АРМАН ВАЛИХАНОВИЧ, 8 (700) 217 77 00., aliya.daribaeva@roxipetroleum.kz.

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности №KZ08RYS01904628 от 07.09.2026 года является разведка и добыча углеводородов.

Намечаемой деятельностью предусматривается на территории месторождения Шолькара, расположенного в Жылыойском районе Атырауской области, в пределах участка недр, предоставленного ТОО «ИПЦ-Мунай» для добычи углеводородов по Контракту № 5599-УВС от 19.02.2026 г. Площадь участка недр составляет 18,62 км².

Границы участка недр площадью 18,62 км² определены следующими угловыми точками: 1. 46°38'31,75" с.ш.; 55°16'32,93" в.д.; 2. 46°39'06,88" с.ш.; 55°16'31,58" в.д.; 3. 46°41'30,89" с.ш.; 55°20'08,98" в.д.; 4. 46°40'56,05" с.ш.; 55°21'11,97" в.д.; 5. 46°39'14,33" с.ш.; 55°20'40,21" в.д.; 6. 46°38'32,58" с.ш.; 55°19'04,99" в.д.

Ближайшим крупным населенным пунктом и железнодорожной станцией является г. Кульсары, расположенный примерно в 130 км к западу от месторождения; расстояние до с. Майкомген составляет порядка 55–60 км. Ближайшее расстояние до р. Эмба составляет около 35 км, до Каспийского моря – около 156 км.

Описание технологических процессов по производственным мощностям всех объектов промысла и технологических установок принимаются следующие максимальные проектные показатели производительности, предусмотренные «Проектом разработки по месторождению Шолькара на палеозойском отложении Перьми и Карбона» 2024 года: по нефти 39,6 тыс.т/год по жидкости 46,5 тыс.т/год. по газу 7,458 млн.м3/год Максимальные показатели добычи в рамках намечаемой деятельности не превышают уровни, ранее принятые по проекту разработки 2024 года и рассмотренные при проведении ОВОС.

Основной фонд добывающих скважин составляет 4 единицы: Sho-P1, Sho-P2, Sho-P3 и Sho-P4. Скважины Sho-P10 и Sho-P11 являются оценочными и предназначены для проведения мероприятий по доразведке месторождения; в основной фонд добывающих скважин они не входят. Глубина скважин- 3 900 м. Нагнетательные скважины не предусматриваются. Разработка месторождения осуществляется на естественном упруго-замкнутом режиме без применения системы поддержания пластового давления. Согласно ранее принятым проектным параметрам, площадь участка, необходимого для размещения буровой установки, бурового оборудования и техники при строительстве одной скважины, составляет до 3,5 га; площадь эксплуатационной площадки одной скважины – 0,48 га.

Основной продукцией месторождения являются нефть и попутный нефтяной газ. Добываемая жидкость представляет собой нефтегазоводяную продукцию скважин с



последующим разделением на нефть, попутный газ и пластовую воду. Нефть месторождения Шолькара характеризуется как тяжелая, высоковязкая, парафинистая, сернистая и высокосмолистая. Средняя плотность нефти в поверхностных условиях составляет около 0,880 г/см³, среднее содержание парафина – 3, 21 % масс., серы – 0,70 % масс., смол – 23,5 % масс. Температура застывания нефти составляет +10 °С, температура плавления парафина +54 °С. Попутный нефтяной газ по данным Проекта разработки 2024 года преимущественно состоит из метана, среднее содержание которого составляет 88,35 % мол.; средняя относительная плотность газа – 0,70.

На существующих скважинах Sho-P1 и Sho-P2 предусматривается проведение ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий, направленных на обеспечение и оптимизацию их дальнейшей эксплуатации.

Строительство проектных скважин включает основные последовательные технологические этапы: подготовку буровой площадки и монтаж бурового оборудования, бурение, крепление и цементирование скважины, освоение и испытание продуктивных горизонтов с последующим вводом эксплуатационных скважин в работу либо проведением исследовательских работ на оценочных скважинах. После завершения строительных работ предусматривается рекультивация временно нарушенных участков.

В оценочных скважинах Sho-P10 и Sho-P11 предусматривается опробование перспективных интервалов и проведение комплекса геофизических и гидродинамических исследований. При испытании указанных оценочных скважин предусматривается технологически обусловленное сжигание получаемого сырого газа на факельной установке. Сбор и подготовка добываемой продукции предусматриваются по технологической схеме, принятой «Проектом разработки по месторождению Шолькара на палеозойском отложении Пермь и Карбона» 2024 года. Нефтегазовая продукция с устьев эксплуатационных скважин по выкидным трубопроводам направляется на автоматизированную групповую замерную установку «Спутник АМ 40-8- 400», где производится индивидуальный учет продукции скважин, после чего продукция поступает на пункт сбора нефти. Для улучшения процесса сепарации и разрушения нефтяной эмульсии предусматривается применение деэмульгатора с использованием блока дозирования химических реагентов. Подготовленная нефть направляется в отстойник ОГ-50 и резервуар товарной нефти РВС-500 с последующей перекачкой через систему налива в автоцистерны и вывозом потребителю. Для предотвращения застывания парафинов предусматривается поддержание необходимого температурного режима нефти. Отделенный попутный нефтяной газ проходит дальнейшую сепарацию и используется на собственные технологические нужды, в том числе в качестве топлива для путевых подогревателей ПП-0,63 и газопоршневых установок ГПЭС-8300 D/Y-1. Отделенная пластовая вода собирается в дренажной емкости V-40 м³, после чего откачивается насосом через систему налива в автоцистерны и передается для дальнейшей утилизации. Для опорожнения технологического оборудования пункта сбора нефти предусмотрена дренажная система с емкостью V-8 м³. Сброс пластовой воды непосредственно в окружающую среду не предусматривается. Основное технологическое оборудование системы сбора и подготовки продукции соответствует решениям Проекта разработки 2024 года и включает: замерную установку «Спутник АМ 40-8-400» – 1 ед.; трехфазный сепаратор – 1 ед.; нефтегазовый сепаратор ГС (ГС-1-1,6-800-1) – 1 ед.; путевые подогреватели ПП-0,63 – 5 ед.; отстойник ОГ-50 – 1 ед.; резервуар нефтяной РВС-500 – 1 ед.; дренажную емкость V-40 м³ – 1 ед.; дренажную емкость V-8 м³ – 1 ед.; насос центробежный ЦНС-60-66 для перекачки нефти – 1 ед.; насос центробежный ЦНС-60-66 для откачки пластовой воды – 1 ед.; систему налива нефти – 1 е.

Начало реализации намечаемой деятельности в соответствии с «Дополнением к Проекту разработки подсолевого комплекса месторождения Шолькара» предусматривается с 2027 года. Основные этапы реализации предусматриваются в следующие сроки: 2027 год – проведение ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий на скважине Sho-P1 и бурение эксплуатационной скважины Sho-P3; 2028 год – проведение ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий на скважине Sho-P2 и бурение эксплуатационной скважины Sho-P4. 2029 год – бурение оценочной



скважины Sho-P10; 2030 год – бурение оценочной скважины Sho-P11. Эксплуатация месторождения предусматривается в течение срока действия права недропользования. Срок действия права на добычу углеводородов по месторождению Шолькара установлен до 13 сентября 2049 года.

В соответствии пп. 1.3 п. 1 раздела 1 приложения 2 Кодекса от 2 января 2021 года №400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов, переработка углеводородов относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: воздействие намечаемой деятельности на атмосферный воздух в 2027–2030 гг. будет связано с эксплуатацией месторождения, строительством, освоением и испытанием проектных скважин, а также проведением работ на существующих скважинах Sho-P1 и Sho-P2.

При эксплуатации месторождения для расчетного периода принимается ранее определенный максимальный объем выбросов 149,84428 т/год. В составе выбросов при разработке месторождения учитываются 14 загрязняющих веществ: азота диоксид, азота оксид, углерод, сера диоксид, углерод оксид, метан, смесь углеводородов предельных C1 – C5, смесь углеводородов предельных C6–C10, бензол, диметилбензол, метилбензол, бенз(а)пирен, метанол и формальдегид. Для строительства одной скважины сохраняется ранее рассчитанный объем выбросов **72,678828 т.** на цикл строительства одной скважины. Расчет строительства одной скважины включает подготовительные и строительно-монтажные работы, бурение, крепление, освоение и технологические операции по испытанию скважины, предусмотренные ранее выполненным расчетом. Для оценочных скважин Sho-P10 и Sho-P11 выбросы от предусмотренного Проектом разработки 2024 года факельного сжигания сырого газа при испытании учитываются дополнительно в соответствующих годовых показателях. Для предварительной количественной оценки воздействия ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий на существующих скважинах Sho-P1 и Sho-P2 приняты ранее рассчитанные в Отчете о возможных воздействиях по Проекту разработки 2024 года показатели технологических работ на существующих скважинах. Ранее рассмотренный комплекс работ на одной существующей скважине включал резку бокового наклонно-направленного ствола с расчетным объемом выбросов **35,790272 т.** и расконсервацию скважины с расчетным объемом выбросов **3,758709 т.** Суммарный расчетный показатель составляет **39,548981 т.** на одну существующую скважину. В 2027 году предусматривается эксплуатация месторождения, строительство, освоение и испытание скважины Sho-P3, а также проведение предусмотренных работ на существующей скважине Sho-P1. Предполагаемый суммарный объем выбросов загрязняющих веществ составит около **262,07209 т/год.** В составе выбросов в 2027 году предполагаются: железа оксид – 0,010970 т/год, 3 класс опасности; марганец и его соединения – 0,000328 т/год, 2 класс опасности; азота диоксид – 84,685597 т/год, 2 класс опасности; азота оксид – 13,760626 т/год, 3 класс опасности; углерод – 3,040763 т/год, 3 класс опасности; сера диоксид – 19,457800 т/год, 3 класс опасности; углерод оксид – 80,156587 т/год, 4 класс опасности; метан – 6,612583 т/год, нормирование по ОБУВ; смесь углеводородов предельных C1–C5 – 30,151670 т/год, нормирование по ОБУВ; смесь углеводородов предельных C6–C10 – 4,115746 т/год, нормирование по ОБУВ; бензол – 0,774846 т/год, 2 класс опасности; диметилбензол – 0,746980 т/год, 3 класс опасности; метилбензол – 0,759751 т/год, 3 класс опасности; бенз(а)пирен – 0,000078 т/год, 1 класс опасности; метанол – 0,020950 т/год, 3 класс опасности; формальдегид – 0,717989 т/год, 2 класс опасности; масло минеральное нефтяное – 0,185224 т/год, нормирование по ОБУВ; алканы C12–C19 – 16,135574 т/год, 4 класс опасности; взвешенные частицы – 0,003870.

Описание сбросов загрязняющих веществ: При строительстве одной скважины расчетный объем хозяйственно-бытовых сточных вод составляет 376,0 м³ на цикл строительства. Буровые сточные воды собираются в специальные емкости на буровой площадке; расчетный объем буровых сточных вод при строительстве одной скважины составляет 51,8067 м³. По мере накопления они передаются специализированной организации. При ранее рассмотренных работах по резке бокового наклонно-



направленного ствола расчетный объем водоотведения составляет 233,3 м³ на одну скважину за цикл работ, при расконсервации одной скважины – 3,6 м³ на цикл. Указанные сточные воды не сбрасываются в окружающую среду, а собираются в предназначенные для этого емкости с последующей передачей специализированной организации. В период эксплуатации месторождения расчетный объем хозяйственно-бытовых сточных вод составляет 273,75 м³/год. Стоки собираются в накопительной емкости и вывозятся специализированной организацией на очистные сооружения. Производственно-ливневые сточные воды собираются в емкость объемом 10 м³ и по мере накопления также откачиваются и передаются специализированной организации. Пластовая вода, отделяемая в процессе подготовки продукции скважин, не сбрасывается в окружающую среду и предусматривается к сбору с последующим вывозом для утилизации. Сброс сточных, буровых и пластовых вод непосредственно в поверхностные или подземные водные объекты, на рельеф местности либо иным способом в окружающую среду намечаемой деятельностью не предусматривается.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: образование отходов в рамках намечаемой деятельности в 2027–2030 гг. будет связано со строительством, освоением и испытанием скважин Sho-P3, Sho-P4, Sho-P10 и Sho-P11, проведением ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий на существующих скважинах Sho-P1 и Sho-P2, а также с эксплуатацией месторождения Шолькара. Буровой шлам и отработанный буровой раствор относятся к опасным отходам, код 01 05 06*; промасленная ветошь – опасный отход, код 15 02 02*; отработанные масла – опасный отход, код 13 02 08*; упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами, – опасный отход, код 15 01 10*; коммунальные отходы – неопасный отход, код 20 03 01; металлолом – неопасный отход, код 17 04 07; огарки сварочных электродов – неопасный отход, код 12 01 13. Для отходов, образующихся при ранее оцененных расконсервационных работах, использованная тара без загрязнения опасными веществами принята по коду 15 01 05, строительные отходы – по коду 17 01 07, неопасные отходы. При строительстве одной скважины ранее рассчитанный объем образования отходов составляет **731,5803 т** на одну скважину за цикл строительства. В его составе буровые отходы – **718,009 т**, в том числе буровой шлам, код 01 05 06*, опасный отход – 456,9031 т, и отработанный буровой раствор, код 01 05 06*, опасный отход – 261,1059 т; промасленная ветошь, код 15 02 02*, опасный отход – 0,0241 т; отработанное масло, код 13 02 08*, опасный отход – 8,400 т; загрязненная использованная тара, код 15 01 10*, опасный отход – 1,9757 т; коммунальные отходы, код 20 03 01, неопасный отход – 0,4552 т; металлолом, код 17 04 07, неопасный отход – 2,7148 т; огарки сварочных электродов, код 12 01 13, неопасный отход – 0,0015 т. При ранее оцененных работах по зарезке бокового ствола на одной существующей скважине объем образования отходов составляет **126,7278 т**. Из них буровые отходы – 120,147 т, в том числе буровой шлам, код 01 05 06*, опасный отход – 54,7134 т, и отработанный буровой раствор, код 01 05 06*, опасный отход – 65,4336 т; промасленная ветошь, код 15 02 02*, опасный отход – 0,0121 т; отработанное масло, код 13 02 08*, опасный отход – 4,000 т; загрязненная использованная тара, код 15 01 10*, опасный отход – 0,9879 т; коммунальные отходы, код 20 03 01, неопасный отход – 0,2226 т; металлолом, код 17 04 07, неопасный отход – 1,3574 т; огарки сварочных электродов, код 12 01 13, неопасный отход – 0,0008 т. При ранее оцененных работах по расконсервации одной существующей скважины объем образования отходов составляет **234,91025 т**. В том числе буровые отходы – **231,6926 т**, из них буровой шлам, код 01 05 06*, опасный отход – 3,6926 т, и отработанный буровой раствор, код 01 05 06*, опасный отход – 228,000 т; промасленная ветошь, код 15 02 02*, опасный отход – 0,0127 т; коммунальные отходы код 20 03 01.

В отношении разработки месторождения Шолькара ранее проведена оценка воздействия на окружающую среду по «Проекту разработки по месторождению Шолькара на палеозойском отложении Перьми и Карбона» 2024 года. Необходимость проведения ОВОС была определена Заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности № KZ25VWF00270338 от 19.12.2024 г. По результатам ОВОС Департаментом экологии по



Атырауской области выдано заключение №KZ75VVX00351546 от 04.02.2025 г., согласно которому Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Шолькара допущен к реализации при соблюдении установленных условий. Проектом разработки 2024 года предусматривались эксплуатация скважин Sho-P1 и Sho-P2, строительство и ввод в эксплуатацию добывающих скважин Sho-P3 и Sho-P4, а также мероприятия по доразведке месторождения с бурением и испытанием оценочных скважин Sho-P10 и Sho-P11.

В соответствии с «Дополнением к Проекту разработки подсолевого комплекса месторождения Шолькара» предусматривается **корректировка сроков и последовательности реализации ранее предусмотренных проектных решений**: проведение ремонтно-изоляционных и дополнительных геолого-технических мероприятий на Sho-P1 – в 2027 году, на Sho-P2 – в 2028 году; перенос срока бурения Sho-P3 с 2025 на 2027 год, Sho-P4 – с 2026 на 2028 год, Sho-P10 – с 2027 на 2029 год, Sho-P11 – с 2028 на 2030 год. Максимальная проектная мощность месторождения не увеличивается и сохраняется в пределах ранее рассмотренных показателей: добыча нефти – до 39,6 тыс. т/год, жидкости – до 46,5 тыс. т/год, попутного газа – до 7,458 млн м³/год. Основной эксплуатационный фонд сохраняется в составе четырех добывающих скважин Sho-P1, Sho-P2, Sho-P3 и Sho-P4. Оценочные скважины Sho-P10 и Sho-P11 сохраняются в составе ранее предусмотренных мероприятий по доразведке.

Основной технологический принцип разработки также не изменяется – разработка осуществляется на естественном упруго-замкнутом режиме без системы поддержания пластового давления. Дополнительные наземные технологические объекты и оборудование сверх предусмотренных проектом разработки 2024 года не предусматриваются.

Выводы:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ08RYS01904628 от 07.09.2026 года о намечаемой деятельности, пришла к выводу об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими основаниями:

Для указанных проектируемых работ ранее получено заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к «проекту разработки по месторождению Шолькара на палеозойском отложении Перьми и Карбона» ТОО «ИПЦ - Мунай» №KZ75VVX00351546 от 04.02.2025 года.

Работы запланированные согласно намечаемой деятельности не начинались и не были выполнены по техническим причинам. Согласно представленным материалам, изменения в намечаемой деятельности касаются исключительно сроком реализации: ранее предусмотренные сроки 2025-2026 годы, переносятся на 2027, 2028, 2029 и 2030 годы. Иные проектные решения и показатели остаются без изменений.

В соответствии п.3 ст. 49 Экологического кодекса необходимо 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

Жусупов Аскар Болатович



