



**ТОО «Pangea engineering»**

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ83RYS01550974 от 17.01.2026 года.

**Общие сведения:**

Товарищество с ограниченной ответственностью "Pangea engineering", 050043, Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, проспект Аль-Фараби, дом № 21, Квартира 603, 130640011667, Ни Александр Андреевич, +7 705 171 30 90; + 7 701 757 47 89, [info@pangea.kz](mailto:info@pangea.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 №KZ83RYS01550974 от 17.01.2026 года является разведка и добыча углеводородов.

Намечаемая деятельность предусматривает «Проект пробной эксплуатации месторождения Таган Южный». Целью настоящего проекта является изучения геологического строения, оценка добычных возможностей продуктивных горизонтов месторождения и получение дополнительной геолого-геофизической информации для составления проектных документов.

По состоянию на дату проекта на участке пробурено 8 скважин. Из них 2 разведочные скважин (№№ Г-1, Г-2 - настоящее время ликвидационном фонде), 6 опережающе - добывающие скважины (№№ 103, 104, 105, 109, ТЮ-1, ТЮ-2). Максимальная годовая добыча нефти составит 8,5 тыс. т, максимальная добыча жидкости 11,1 тыс. т. Состав и свойства нефти в поверхностных условиях по горизонтам. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены по результатам лабораторных исследований 9 проб нефти из 5 скважин (Г-1, Г-2, 103, 104, ТЮ-2).

Пробы отобраны из продуктивных горизонтов J2-I, J2-II, J1- I, Т-I, Т-II. Из них после предыдущего ОПЗ-1992 г отобраны 5 проб из нижнеюрского и триасового горизонтов Горизонт J2-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из 2-х скважин Г-1, Г-2. Проба из скважины Г-2 отбракована, в связи с завышенными значениями вязкости. Плотность нефти составляет 0,956 г/см<sup>3</sup>, нефть по плотности относится к битуминозной. По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,19% масс по скважине Г-1, 0,52% масс по скважине Г-2). Содержание парафина составляет 1,82% масс по скважине Г-1 (парафинистая). Температура застывания колеблется от -14 0С, вспышки 140 0С. По скважине Г-1 информация по вязкости при 200С отсутствует, однако при 500С составляет 684,03 мм<sup>2</sup>/с что подтверждает высокую вязкость нефти. Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 21,98% масс. Горизонт J2-II Состав и свойства нефти изучены по 1 пробе из 1-ой скважины Г-1. Плотность нефти составляет 0,972 г/см<sup>3</sup>, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,49% масс). Содержание парафина составляет 0,47% масс (малопарафинистая).



Температура застывания составляет 11 0С, вспышки - 1370С. Информация о кинематической вязкости нефти при 200С по скважине отсутствует, однако при 500С составляет 1785,55 мм<sup>2</sup>/с, что означает очень высоковязкую нефть. Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 29,5% масс. Горизонт J1-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробе из скважины 103. Плотность нефти составляет 0,910 г/см<sup>3</sup>, нефть по плотности относится к битуминозной. По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,43% масс). Содержание парафина составляет 3,03% масс (малопарафинистая). Температура застывания составляет -17 0С, вспышки - 1490С. Кинематическая вязкость нефти при 200С 673,3, при 500С составляет 108,8 мм<sup>2</sup>/с, нефть высоковязкая. Нефть высокосмолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,02% масс. Горизонт T-I Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из скважин Г-1, 104. Плотность нефти составляет 0,905 г/см<sup>3</sup>, нефть по плотности относится к битуминозной.

По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,31% масс). Содержание парафина составляет 2,43% масс (малопарафинистая). Температура застывания составляет -20 0С, вспышки 1300С. Кинематическая вязкость нефти при 200С составляет 108,8 мм<sup>2</sup>/с, высоковязкая. Нефть смолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,7 % масс. Горизонт T-II Состав и свойства нефти изучены по 2 пробам из 2 скважин 103 и ТЮ-2. Плотность нефти в среднем составляет 0,894 г/см<sup>3</sup>, нефть по плотности относится к тяжелой. По групповому составу нефть относится: по содержанию серы к малосернистой (0,30% масс). Содержание парафина составляет 4,09% масс (парафинистая). Температура застывания составляет -25 0С, вспышки 1040 С. Кинематическая вязкость нефти при 200С составляет 303,3 мм<sup>2</sup>/с, что означает очень высокую вязкость. Нефть смолистая с содержанием смол силикагелевых в среднем 13,83 % масс.

Пробная эксплуатация месторождения планируется на горизонтах J2-I, J1-I, T-I и T-II. С 2026 года предусматривается ввод из консервации пяти опережающе-добывающих скважин №№ 103, 104, 109, ТЮ-1, ТЮ-2, при этом скважина №109 планируется к переводу под нагнетание. Ввод опережающих добывающих скважин из бурения запланирован на период 2027–2028 гг. Предполагается, что в период ПЭ разработка месторождения будет вестись с поддержанием пластовой энергии. Система внутринефтепромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для сбора, замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения ее до товарной кондиции и сдачи потребителю.

При выборе технологии внутринефтепромыслового сбора и транспорта необходимо учитывать: • устьевые давления и динамику их изменения в процессе эксплуатации месторождения; • геологические характеристики добываемой продукции (высокую вязкость, плотность, температуру застывания); • схему расположения добывающих скважин; • ожидаемые дебиты нефти; • прогнозируемый уровень обводненности; • удаленность действующего объекта подготовки от добывающих скважин.

На месторождении планируется использовать следующее оборудование для системы сбора продукции скважин: Узел для замера дебитов; Тестовый сепаратор – 1 ед.; Дренажная емкость – 1 ед.; Отстойник нефти (ОН-V=50м<sup>3</sup>) – 5 ед. (ОН-V=50м<sup>3</sup>) – 2ед; Отстойник воды (ОВ-V=50м<sup>3</sup>) – 1 ед.; Дизельный генератор (ДЭС-200кВт) – 2 ед.; Электродогрев – 1 ед.; Насос. Сбор и транспортировка нефти на месторождении будут организованы по следующей схеме. Нефть, поступающая со скважины, подается на Узел для замера дебитов, где поочередно измеряется ее дебит на тестовом сепараторе (ТС).

Основной поток нефти поступает в систему отстойников (ОН-V=50м<sup>3</sup>), где осуществляется отделение воды, которая затем сбрасывается в водяную емкость (ОВ-V=50м<sup>3</sup>), далее вода используется для ППД. Система также оборудована одной электродогревом нефти. Нефть посредством автоцистерн «АЦН» отгружается до нефтеперерабатывающей станции (НПС), для дальнейшей подготовки до товарных норм. Дальнейшая эксплуатация скважин месторождения, возможно, потребует проведения работ по проектированию и обустройству внутринефтепромысловой герметизированной системы сбора



добываемой продукции. В этом случае производственные мощности всех объектов промысла и технологических установок должны соответствовать максимальным технологическим показателям разработки рекомендуемого варианта в рассматриваемом периоде.

В период 2026 – 2029 гг планируется бурение 5-ти эксплуатационных скважин №№ТЮ-3, ТЮ-4, ТЮ-5, ТЮ-6 и ТЮ-8, глубиной 650 м. На основании анализа геолого-геофизических данных по месторождению рекомендуется проведение следующих мероприятий по доразведке: 1. Оценочная скважина Оц. ТЮ-7 рекомендуется к бурению в 2028 г. на блоке III горизонта J2-II. Цель бурения скважины — подтверждение промышленной нефтеносности залежи и уточнение геолого-физических характеристик продуктивных коллекторов. 2. Скважина №105 — рекомендуется проведение расконсервации с последующим испытанием и опробованием в горизонте J2-II, а также выполнением ПТОС. 3. Рекомендуется проведение опробования на скважинах №№103, ТЮ-1, ТЮ-2, ТЮ-4, ТЮ-6.

Сведения о предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности: месторождение Таган Южный расположено в юго-восточной части Прикаспийской низменности, а в административном отношении на территории Жылыойского района Атырауской области Республики Казахстан в 300 км к востоку от областного центра г. Атырау. Ближайшие населённые пункты г. Кульсары и с. Мукур находится на расстоянии 115 км и 55 км соответственно.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения: в рамках проекта начало реализации работ планируется в июле 2026 г. Завершение периода пробной эксплуатации запланировано на июль 2029 г.

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: Выбросы от стационарных источников за период пробной эксплуатации в течение 2026-2029 гг на месторождения Таган Южный составляет: 584,7906272 тонн, из них по веществам: Железо (II, III) оксиды (3 кл) – 0,04486, Марганец и его соединения (2 кл) - 0,0069496, Азота (IV) диоксид (2 кл) - 144,870164, Азот (II) оксид (3 кл) - 23,5409354, Углерод (3 кл) - 9,599042, Сера диоксид (3кл) - 56,5704508, Сероводород (2 кл) - 0,002291178, Углерод оксид (4 кл) - 141,0586305т, Фтористые газообразные соединения (2 кл) - 0,0015137, Хлор (2кл) - 4,4005Е-08, С1-С5 (не кл) - 27,48224171, С6-С10 (не кл.) - 12,43269392, Бензол (2 кл) - 0,91377075, Диметилбензол (3кл) - 0,67544078, Метилбензол (3кл) - 0,90738164, Бенз/а/пирен (1кл) - 0,000241621, Бутан-1-ол (3кл) -0,048, Пропан-2-ол (3кл) -0,02017, Этанол (4кл) - 0,072, 2-Этоксигэтанол (не кл.) - 0,0384, Бутилацетат (4кл) -0,066, Формальдегид (2 кл) - 2,237723, Пропан-2-он (4кл) – 0,0726, Масло минеральное нефтяное (не кл.) - 0,00099726, Уайт-спирит (не/кл) -0,0871, С12-С19 (4 кл) - 57,69093173, Взвешенные частицы (3кл.) - 0,0607245, Пыль неорганическая (3кл.) - 106,2537781 т, Пыль абразивная (не. кл) - 0,035595.

ПЭ мржд Таган Южный: на 2026 год - 44,68758593 т/год; на 2027 год: 62,50081345т/год; на 2028 год - 63,11040801т/год; на 2029 год - 32,44729903т/год;

Бурение эксп-х скважин: на 2026 год (1скв.ТЮ-3) - 23,82022058т/год; на 2027 год (2 скв. ТЮ-4, ТЮ-5) - 47,64044115т/год; на 2028 год (2 скв. ТЮ-6, ТЮ-8) - 47,64044115т/год;

При вводе 5 скважин из консервации на 2026г – 42,1666676 т/год;

При бурении и испытании (доразведка), (ТЮ-7) - 44,39578077т/год;

Расконсервация и испытание скважин доразведка (№105), - 30,00362153т/год;

При КРС и опробовании доразведка, 5 скв, - 145,1473877т/год;

Стр-во ЛЭП - 1,2299603 т/год

Описание сбросов загрязняющих веществ: Сброс сточных вод в рельеф местности и на природные водоёмы, водотоки не предусматривается.



Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: Объем отходов производства и потребления в период пробной эксплуатации месторождения Таган Южный в период с июля 2026 по июль 2029 г. составит 2649,17 тонн, в том числе отходов производства 2593,759 тонн, отходов потребления 55,411 тонн: Опасные отходы - 2550,192 тонн: Буровой шлам, (01 05 05\*) - 1417,236 т; Отработанный буровой раствор, (01 05 06\*) - 996,85 т; Отработанные масла, (13 02 08\*) - 74,471 т; Промасленная ветошь и рукавицы, (15 02 02\*) - 0,975 т; Грунт загрязненный опасными веществами (нефтепродуктами), (17 05 03\*) - 49,183 т; Люминесцентные лампы (20 01 21\*) - 0,018 т; Тара из под ЛКМ, (08 01 11\*) - 0,02 т; Использованная тара (15 01 10\*) - 11,439 т. Неопасные отходы- 98,978 тонн: Металлолом, (16 01 17) – 29 т; Огарки сварочных электродов, (12 01 13) - 0,059 т; Медицинские отходы, (18 01 04) - 0,008 т; Строительный мусор, (17 01 01) - 8,5 т; Бумага и картон (макулатура), (19 12 01) – 3 т; Пластиковые отходы, (15 01 02) – 3 т; ТБО, (20 03 01) - 55,411 т.

В том числе по объектам и годам: Объем образования отходов производства и потребления в период пробной эксплуатации : на 2026 год - 19,956 т/год; на 2027 год - 32,729 т/год; на 2028 год - 33,846т/год; на 2029 год – 22,696т/год.

Объем образования отходов производства и потребления при бурении эксп-х скважин гл.650 м: на 2026 год от 1 скв, составляет 409,369 т/год; на 2027 год от 2 скв, составляет 818,738 т/год; на 2028 год от 2 скв, составляет 818,738 т/год.

Объем образования отходов производства и потребления при расконсервации 5 скв на 2026 год, составляет 21,581 т/год.

Объем образования отходов производства и потребления при расконсервации и испытании скважины №105 составляет 10,358 тонн.

Объем образования отходов производства и потребления при бурении и испытании скважины №ТЮ-7 составляет 409,369 тонн.

Объем образования отходов производства и потребления при КРС и опробовании скважин составляет 51,789 тонн.

### **Выводы:**

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ83RYS01550974 от 17.01.2026 года о намечаемой деятельности, пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

Согласно п.1 статьи 65 Экологического Кодекса РК для видов деятельности и объектов, перечисленных в разделе 2 приложения 1 к настоящему Кодексу с учетом указанных в нем количественных пороговых значений (при их наличии), если обязательность проведения оценки воздействия на окружающую среду в отношении такой деятельности или таких объектов установлена в заключении о результатах скрининга воздействий намечаемой деятельности «Оценка воздействия на окружающую среду» является обязательной.

Данное заявление подается впервые и согласно пункту 3 заявления о намечаемой деятельности ТОО «Pangea engineering» ранее не был разработан проект оценки воздействия на окружающую среду. В связи с этим заявление о намечаемой деятельности ТОО «Pangea engineering» относится к обязательной оценке воздействия на окружающую среду.

При проведении обязательной оценки воздействия на окружающую среду учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал», также требования ст. 72 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

**Проект отчета о возможных воздействиях должен содержать следующие сведения.**

1. Отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствии с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министр экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 26 октября



2021 года № 424 и должен содержать информацию согласно статьи 71 пункта 4 Экологического кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК.

2. Необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.

3. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

4. Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложения 4 к Экологическому Кодексу.

5. Вместе с тем, согласно Правилам проведения общественных слушаний, утвержденными приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 3 августа 2021 года № 286, общественные слушания по документам, намечаемая деятельность по которым может оказывать воздействие на территорию более чем одной административно-территориальной единицы (областей, городов республиканского значения, столицы, районов, городов областного, районного значения, сельских округов, поселков, сел), проводятся на территории каждой такой административно-территориальной единицы. В этой связи необходимо проведение общественных слушаний в ближайших к объекту населенных пунктах.

Также, согласно ст.73 Кодекса необходимо подать заявление на проведение оценки воздействия на окружающую среду вместе с перечнем обязательных документов, определенных Приложением 1 Правил оказания государственных услуг в области охраны окружающей среды, в уполномоченный орган в области охраны окружающей среды не менее чем за 22 рабочих дня до даты проведения общественных слушаний.

6. Необходимо указать объемы образования всех видов отходов проектируемого объекта с разделением их на строительство и эксплуатации намечаемой деятельности, а также предусмотреть альтернативные методы использования отходов (методы сортировки, обезвреживания и утилизации всех образуемых видов отходов и варианты методов обращения с данным видом отходов и его утилизации). Вместе с тем, в соответствии с Классификатором отходов, утвержденный Приказом и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

7. Согласно п. 25 Инструкции по организации и проведению экологической оценки, утвержденной приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 30 июля 2021 года № 280, необходимо оценить воздействие на растительный и животный мир, а также на места, используемые (занятые) охраняемыми, ценными или чувствительными к воздействиям видами растений или животных (а именно, места произрастания, размножения, обитания, гнездования, добычи корма, отдыха, зимовки, концентрации, миграции).

8. Согласно пункту 1 статьи 30 Закона Республики Казахстан от 26 декабря 2019 года №288-VI ЗРК "Об охране и использовании объектов историко-культурного наследия" При освоении территорий до отвода земельных участков должны производиться археологические работы по выявлению объектов историко-культурного наследия в соответствии с законодательством Республики Казахстан.



