



060011, ҚР Атырау қаласы, Б. КҚұлманов, 137 үй
Тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623

ТОО "Jasyl Energy"

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности KZ10RYS00799859 от 04.10.2024 года.

Общие сведения:

Товарищество с ограниченной ответственностью "Jasyl Energy", 050013, Республика Казахстан, г.Алматы, Бостандыкский район, улица Сатпаева, дом № 18А, 220340025060, РЗИЕВА ЗАРЯ АСКАРОВНА, +7773990122, buh@tradexhouse.com

Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Экологического Кодекса РК (далее Кодекс) основным видом намечаемой деятельности является разведка и добыча углеводородов.

Данным проектом предусматривается «Дополнение к проекту разработки месторождения Асанкеткен». В административном отношении месторождение Асанкеткен относится к Жылыойскому району Атырауской области. Координаты геологического отвода: 1. 45°45'07", 53°21'33". 2. 46°45'04", 53°21'46". 3. 46°44'50", 53°22'23". 4. 46°44'42", 53°22'23". 5. 46°44'48", 53°22'30". 6. 46°34'41", 53°22'23". 7. 46°44'33", 53°21'55". 8. 46°44'36", 53°21'44". 9. 46°44'48", 53°21'14". 10. 46°44'57", 53°20'59". 11. 46°45'04", 53°21'08". 12. 46°45'08", 53°21'15".

Вариант 1 (базовый). В варианте предусмотрено продолжение разработки месторождения при сложившейся системе разработки, без дополнительного ввода скважин из бурения, так как принятые решения основного проектного документа (11) реализованы в полном объеме. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 11 лет (2024-2034 гг.); - максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 20,2 тыс. т и достигается в 2024 г.; - фонд добывающих скважин – 6 ед.; - фонд нагнетательных скважин – 2 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 424,5 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на



01.07.2024 г.; - по месторождению в целом достигается КИН – 0,413 д. ед. *Вариант 2 (рекомендуемый)*. Вариант аналогичен предыдущему и дополнительно предусматривается дострел перспективных интервалов в двух существующих скважинах в 2025-2026 гг. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 10 лет (2024-2033 гг.); - максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 20,2 тыс. т и достигается в 2024 г.; - дострел и перестрел перспективных интервалов – 2 ед.; - фонд добывающих скважин – 6 ед.; - фонд нагнетательных скважин – 2 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 435,4 тыс. т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.07.2024 г.; - по месторождению в целом достигается КИН – 0,423 д.ед.

Вариант 3 (альтернативный). В варианте предусматриваются дострел перспективных интервалов в двух существующих скважинах в 2025-2026 гг. и ввод из бурения проектной добывающей скважины в 2025 г. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 7 лет (2024-2030 гг.); - максимальный проектный уровень добычи нефти составляет 21,0 тыс.т и достигается в 2026 г.; - ввод из бурения проектной добывающей скважины – 1 ед.; - дострел и перестрел перспективных интервалов – 2 ед.; - фонд добывающих скважин – 7 ед.; - фонд нагнетательных скважин – 2 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки – 429,0 тыс.т, включая фактическую суммарную добычу нефти по состоянию на 01.07.2024 г.; - по месторождению в целом достигается КИН – 0,417 д.ед.

Рекомендуемый вариант разработки 2. Добыча нефти составит в 2024 году 20,2 тыс.т., в 2025 году 17,9 тыс.т., в 2026 году 18,1 тыс.т., в 2027 году 15,8 тыс.т., Добыча сырого газа, в 2024 году 522 000м³, в 2025 году 463 000м³, в 2026 году 469 000м³, в 2027 году 410 000м³. Плотность, после разгазирования пластовой нефти при стандартных условиях составила в среднем 0,842 г/см³. Объемный коэффициент нефти в среднем составляет 1,031 д.ед. Исследованные пробы газа по горизонтам месторождения Асанкеткен характеризуются одинаковыми свойствами и составом. Так, среднее содержание метана в газе изменяется по горизонтам от 88,42 % об. до 89,02 % об., этана – от 3,12 % об. до 3,69 % об. И пропана – от 0,33 % об. до 0,37 % об. Из углеводородных газов в составе растворенного в нефти газа содержатся: азот – от 1,72 % об. до 2,54 % об.; углекислый газ – от 0,63 % об. до 0,84 % об. Сероводород в составе газа – отсутствует. Плотность газа в среднем 0,799 кг/м³. Относительная плотность газа по воздуху составляет по горизонтам в среднем 0,668 д.ед., а вязкость газа в среднем составляет 0,012 мПа*с. Предполагаемые размеры – Расчетная площадь земельного отвода 1,028 км².

Описание технологической схемы системы сбора. Сбор и транспорт нефти после ввода установки подготовки нефти (УПН) в период промышленной добычи месторождения Асанкеткен, осуществляется по лучевой, герметизированной напорной системе: газожидкостная смесь из



скважин подогревается на устье скважины в теплообменнике из двойных труб до 45 оС во избежание образования парафина в трубопроводах и по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока, регулируемого через разные штуцера и далее – поступает через групповую замерную установку типа «СПУТНИК», где ведется учет поступающей жидкости, в блочный трехфазный нефтегазовый сепаратор НГСВ-2-1.4-1600, объемом $V = 12,5$ м³ под давлением 0,3 МПа, где происходит фазовая сепарация нефти от газа и воды. Рабочая линия поступает в блочно-модульный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды НГСВ-1-1.6-2000-2, объемом $V = 25$ м³ под давлением 0,3 МПа, далее по основному коллектору с продукцией нефтяных скважин проходят через путевой подогреватель нефти ПП-0,63А, где нагревается до 85 оС. Нефтяная эмульсия после НГСВ-2-1.0-2000-1 ($V = 25$ м³), направляется под собственным давлением в емкость-отстойник, объемом $V = 63$ м³, для отстаивания воды. После, нефть проходит через отстойник № 2 и откачивается в вертикальный резервуар РВС-1000 м³, при условии качества нефти, соответствующей товарной или на РГСН-100 м³ горизонтальный. После этого нефть откачивают при помощи насосов в автоцистерны. Для налива нефти в автоцистерны предназначена наливная эстакада, состоящая из: площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры. Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется при помощи блока для автоналива. Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением на входной подогреватель жидкости ПП-0,63А косвенного нагрева, с температурой нагрева до 85оС. Далее вода поступает на емкость РГСН-100 м³, где производится замер объема воды. Далее, подготовленная вода закачивается в пласты через нагнетательные скважины насосами НБ-125ИЖ и Триплекс 3D3K. В настоящее время, как известно, на месторождении Асанкеткен осуществляется поддержание пластового давления путем закачки попутнодобываемой воды через нагнетательные скважины АСК-2 и АСК-Ю2, текущая приемистость которых составляет 324,1 м³/сут и 326,1 м³/сут соответственно. Сепарированный газ пропускается через вертикальный газовый сепаратор для отбивки жидких фаз и, где давление газовой линии снижается до 300 мбар при помощи регулятора газа ГРПШ, далее газ, используется в качестве топлива для технологического оборудования УПН и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (дежурная горелка). Атак же в мероприятиях по доразведке месторождения предусматривается: Как известно, месторождение характеризуется блоковым строением, залежи нефти установлены в III (а, б) и IV блоках. Поэтому дальнейшее изучение месторождения может быть связано с доразведкой соседних блоков, которые не изучены бурением скважин. Учитывая блоковое строение поднятия и наличие тектонических и литологических экранов в выявленных залежах нефти, в районах блоков I и V, рекомендуем заложение проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8, с целью уточнения нефтегазоносности юрских отложений. Необходимо отметить, что проектные



оценочные скважины АСК-7 и АСК-8 размещаются в обособленных новых блоках.

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки –10 лет. (Годы и периоды эксплуатации 2024- 2033 гг.). Бурение проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8 планируется в 2025 г. Постутилизацию объекта в 2034 году.

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 относится к объектам I категории.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды:

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

Ориентировочное количество выбросов по 2-му рекомендуемому варианту по месторождению составит в 2024 году 45,9758 т/год, в 2025 году 102,8687 т/год, в 2026 году 102,9979 т/год, в 2027 году 99,4386 т/год из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 32,587562 т/год (2,798248 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.)- 5,295479 т/год (0,454715 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 1,948718 т/год (0,150062 г/с), 0330 Диоксид серы -4,794652 т/год (0,348333 г/с) Класс опасности 3, Углерод оксид (4 кл.оп.) - 27,542075 т/год (2,539021 г/с), Метан (50 овув) – 0,514148 т/год (0,017109 г/с), Углеводороды C1-C5 – 10,849990 т/год (9,961275 г/с), Углеводороды C6-C10 - 4,257947 т/год (2,173787 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,065537 т/год (0,060260 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,037148 т/год (0,041207 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,050159 т/год (0,049940 г/с), Бенз/а/пирен (1 кл.оп.) - 0,000053 т/год (0,000004 г/с), Метанол (4 кл.оп.) - 0,020950 т/год (0,000664 г/с), Формальдегид (2 кл.оп.) - 0,482227 т/год (0,035989 г/с), Углеводороды C12-C19 (4 кл.оп.) - 11,551264 т/год (0,843058 г/с). Предварительные выбросов при бурении проектных оценочных скважин АСК-7 и АСК-8 от одной оценочной скважины составит – 119,023 т/год или 18,47609 г/с, от 2-х скв. – 238,046 т/цикл или 36,9522 г/с в 2025 году. Наименования ЗВ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опасности 3, 0143 Марганец и его соединения, кл.оп. 2, 0301 Азота диоксид, кл.оп. 2, 0304 Азота оксид, кл.оп. 3, 0328 Углерод (Сажа), кл.оп. 3, 0330 Ангидрид сернистый, кл.оп. 3, 0337 Углерод оксид, кл.оп. 4, 0410 Метан, ОБУВ 50, 0415 Смесь углеводородов предельных C1-C5, 0416 Смесь углеводородов предельных C6-C10, 0703 Бенз/а/пирен, кл.оп. 1, 1325 Формальдегид, Класс опасности 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опасности -, 2754 Алканы C12-19, кл.оп. 4, 2902 Взвешенные вещества, кл.оп.3, 2906 Мелиорант, кл.оп. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, кл.оп. 3, 2930 Пыль абразивная, 3123 Кальций дихлорид (Кальция хлорид).

В рамках проекта сбросы не планируются.

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при разработке месторождения: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 7,95 т, 5 класс Неопасные 20 03



01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,3081 т 3 класс Опасные 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,60 т. 4 класс Неопасные 16 01 17. ВСЕГО - 8,8581 т/год. Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 2 скв. (по 2-му рекомендуемому варианту бурится в 2025 год 2 скв., объемы указаны от одной скважины так как бурения скважин происходит не одновременно: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,7611 т, 5 класс Неопасные 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0635 т 3 класс Опасные 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов– 1,6788 т. 4 класс Неопасные 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 12,9828 т 3 класс Опасные 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 447,60535 т 3 класс Опасные 01 05 05* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т 4 класс Неопасные 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 3,2851 т 4 класс Неопасные 16 07 08. ВСЕГО - 466,37815 т/от 1 скв. (932,7563 т/от 2-х скв.).

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду:

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление № KZ10RYS00799859 от 04.10.2024 года о намечаемой деятельности пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

В соответствии подпункту 3 пункта 1,2, статьи 65 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК оценка воздействия в окружающую среду является обязательной при внесении существенных изменений в виды деятельности и (или) деятельность объектов, указанных в подпунктах 1) и 2) настоящего пункта, в отношении которых ранее была проведена оценка воздействия на окружающую среду.

Для целей проведения оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности под существенными изменениями деятельности понимаются любые изменения, в результате которых:

- 1) возрастает объем или мощность производства;
- 2) увеличивается количество и (или) изменяется вид используемых в деятельности природных ресурсов, топлива и (или) сырья;
- 3) увеличивается площадь нарушаемых земель или подлежат нарушению земли, ранее не учтенные при проведении оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности;



4) иным образом изменяются технология, управление производственным процессом, в результате чего могут ухудшиться количественные и качественные показатели эмиссий, измениться область воздействия таких эмиссий и (или) увеличиться количество образуемых отходов.

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. Обеспечить выполнение экологических требований по охране атмосферного воздуха согласно статей 397, 210, 211 Экологического кодекса РК (далее – Кодекс);

2. В соответствии с пунктом 31 «Методики определения нормативов эмиссий в окружающую среду» от 10 марта 2021 года № 63 представить расчет рассеивания загрязняющих веществ с учетом розы ветров, карты-схемы рассеивания загрязняющих веществ и протокол расчета;

3. Представить информацию о наличии земель оздоровительного, рекреационного и историко-культурного назначения, особо охраняемых природных территорий и путей миграции краснокнижных животных на территории и близ расположения участка работ.

4. Также, отчет о возможных воздействиях необходимо разработать в соответствие с приложением 2 Инструкции по организации проведению экологической оценки к приказу Министра 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.

5. 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 Экологического 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. 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).

7. Также необходимо дать подробную характеристику использования пространства недр.

8. 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).

9. Необходимо указать объем выбросов загрязняющих (в том числе токсичных, ядовитых или иных опасных) веществ в атмосферу, которые могут привести к нарушению экологических нормативов или целевых показателей качества атмосферного воздуха, а до их утверждения – гигиенических нормативов.

10. Необходимо учесть источники физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович



