



060011, QR, Atyraý qalasy, B. Qulmanov kóshesi, 137 úı  
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623  
e-mail: deatyraukense@mail.ru

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом  
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623  
e-mail: deatyraukense@mail.ru

\_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ жыл  
№ \_\_\_\_\_

## ТОО «АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ»

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

На рассмотрение поступило Заявление о намечаемой деятельности №KZ39RYS00366911 от 24.03.2023 года.

#### Общие сведения:

Товарищество с ограниченной ответственностью "АП-НАФТА ОПЕРЕЙТИНГ", 060000, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, Проспект Азаттык, здание № 48, 151140012039, СИСЕКЕНОВ ОЛЖАС ЛУКПАНОВИЧ, 87770676529, [siseol@nss.kz](mailto:siseol@nss.kz).

#### Краткое описание намечаемой деятельности:

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 заявления о намечаемой деятельности №KZ39RYS00366911 от 24.03.2023 года основным видом намечаемой деятельности является проведение разведки и добычи углеводородного сырья.

Целью проекта является:

Намечаемая деятельность предусматривает Дополнение к проекту разработки месторождения Кемерколь.

В проекте предусмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте. При выборе рекомендуемого варианта разработки анализировались: проектный уровень добычи нефти, накопленная добыча нефти за рентабельный срок, срок достижения экономического предела, срок окупаемости инвестиций, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, чистая прибыль, накопленный поток денежной наличности и экономические показатели. Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, **рекомендуемый вариант разработки 3**, характеризуется наилучшими показателями. Классификация согласно приложению 1 Экологического кодекса РК - Раздел 2. «Перечень видов намечаемой деятельности и объектов, для которых проведение процедуры скрининга воздействий намечаемой деятельности является обязательным», пункт 2 «Недропользование» подпункт. 2.1. «разведка и добыча углеводородов».

Рассмотрены три варианта разработки, различающихся между собой количеством проектных скважин и плотностями сеток скважин, а также запланированным ГТМ в 3 варианте.

В данном варианте, планируется эксплуатация объектов, с учетом существующего состояния, без бурения дополнительных скважин. I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме; II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77. III объект –



эксплуатация существующими скважинами №77 и 92. Запланирован ввод из консервации скважин R101 R 104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей; IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме; V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме; VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. Необходимо отметить, что данный объект на текущий момент эксплуатируется с ППД, осуществляется закачка скважиной 45Н, и начиная с 2026 года в закачке будут участвовать уже 2 скважины – 45Н и 95. 2 вариант: I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины скв 105 в 2023 году; II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77. III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей; IV объект - эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, также, в 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106; V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме; VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. 3 вариант: I объект – эксплуатация существующей скважиной №4, на естественном режиме, бурение добывающей скважины 105 в 2023 году; II объект – эксплуатация существующими скважинами №81,82,83,84 и 93, с переводом скважины 84 под ППД в 2026 году. Также в 2026 году, с III объекта на II объект будет переведена по добычу скважина 77. III объект – эксплуатация существующими скважинами №77 и 92, а также вывод из консервации скважины R101 и R104 в 2023 году. В 2026 году, планируется перевод скважины 77 на II объект, в качестве добывающей; IV объект – эксплуатация существующей скважиной №9БИС, на естественном режиме, с проведением опытно-промышленного испытания новой технологии по повышению нефтеотдачи, а именно прогреве пласта, в скважине 9БИС. Предлагается использовать электродный нагреватель, который предназначен для тепловой обработки призабойной зоны вертикальных скважин с высоковязкой нефтью. В 2024 году запланирована к бурению добывающая скважина 106; V объект- в 2024 году запланирован вывод из консервации скважины 76, разрабатываться будет на естественном режиме; VI объект- эксплуатация существующими скважинами №20,73 и 75, а также вывод из консервации скважины 95 в 2026 году, с переводом под закачку. Как видно из описания, данный вариант идентичен варианту 2, единственным различием является проведение мероприятия по интенсификации притока, заключающиеся в прогреве пласта на IV объекте , в скважине 9 БИС, в 2025 году.Как показало сопоставление технико-экономических показателей рассмотренных вариантов, рекомендуемый вариант разработки 3, характеризуется наилучшими показателями.

Бурение добывающих скважин будет осуществляться буровой установкой ZJ-20 или аналог. Оборудование установки имеет модульную конструкцию, предназначенную для перевозки автоприцепами, что сокращает время транспортировки. Использование более совершенного оборудования позволит повысить эффективность эксплуатации установки и, следовательно, уменьшает затраты на строительство скважины и воздействие на окружающую среду. Тип установки для испытаний А-50 или аналог. Попутный газ на месторождении Кемерколь используется на собственные технологические нужды, в качестве топлива для печи подогрева нефти. Выбор техники и технологии добычи нефти и газа основан на условиях эксплуатации скважин, которые определяются исходя из геолого-промысловой характеристики продуктивных пластов, физико-химических свойств флюидов, технологических показателей и условий эксплуатации скважин. Продукция всех скважин из приемного блока гребенки БГ500/УПН направляется с добавлением



деэмульгатора Диссолван из БР в подогреватель нефти УН-02, где осуществляется предварительный подогрев для улучшения технологических процессов подготовки. Далее подогретый флюид поступает в трехфазный сепаратор ТФС-40 (см. чертеж ТФС40) со сбросом воды, где происходит разделение нефти, газа и воды. Флюид на входе ТФС, ударяясь об отбойник (О) разделяется на 2 фазы (газ и жидкость). При этом газ поднимается и скапливается в верхней части внутри ТФС и через регулятор давления (Б) подается после вертикального газового сепаратора к горелкам печей подогрева и на факел для аварийного сжигания газа. На линиях печей подогрева и аварийного сжигания монтируются отдельные газовые счетчики для учета газа. В 1 отсеке ТФС разделение нефти и воды происходит за счет разности их удельного веса, капельки воды оседают вниз 1 отсека. Уровень роста пластовой воды контролируется с помощью наружного уровнемера (Ж) и при достижении установленного уровня роста в технологическом регламенте работы УПН сбрасывается с нижней части 1 отсека в подземную 160м<sup>3</sup> дренажную емкость для подготовки промышленных сточных вод. Нефть с остаточным содержанием воды из 2 отсека ТФС направляется в горизонтальный отстойник ОГ1 для глубокой очистки (см. чертеж ОГ), где водонефтяная эмульсия через входной запорной арматуры А1 поступает в перфорированный коллектор Ду324 ПК-400х50, находящихся в нижней части отстойника. Выходящая через отверстия тонкими струйками водонефтяная эмульсия поступает под слой пластовой воды. Капельки воды, содержащиеся в эмульсии, контактируют с пластовой водой, имеющейся в аппарате, укрупняются, и оседают вниз. Отделившаяся от нефти пластовая вода через переливное устройство (Г) сбрасывается в систему подготовки промышленных сточных вод. Для определения уровня раздела фаз отстойник оборудован уровнемером. Межфазный уровень в отстойнике нефти поддерживается с помощью регулирующей задвижки Ду89 путём изменения количества сбрасываемой воды. Также из обводненной нефти выделяется часть газа, находящегося в ней как в свободном, так и в растворенном состоянии. Отделившийся газ через штуцер сбрасывается в сборную сеть. Для отбора проб жидкости на выходе отстойника имеется поворотный кран пробоотборника (ПО). Как и любой сосуд, работающий под давлением, отстойник оборудуется запорной арматурой, манометрами для измерения избыточного давления и пружинными предохранительными клапанами для защиты от недопустимого превышения давления. Нефть, имеющая меньший удельный вес отделившаяся от пластовой воды всплывая вверх, поступает нефтесборник и выводится из ОГ1 через выход (В) в отстойники нефти (ОН-1, ОН-2 и ОН-3) по очередном их заполнении и с добавлением пресной воды в смесителе пресной воды. Вода для обессоливания подается на смеситель из пожарной емкости с помощью центробежного насоса. Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости месторождения Кемерколь: максимальная добыча нефти составляет 26,4 тыс.тонн на 2025 год, Добыча газа максимальная 0,4 тыс.м<sup>3</sup>.

Предположительные сроки начала реализации намечаемой деятельности и ее завершения (включая строительство, эксплуатацию, и утилизацию объекта) ТОО «АП – Нафта Оперейтинг» ведет промышленную разработку среднетриасовых залежей согласно Контракта на добычу углеводородов на месторождении Кемерколь регистрационный №4709-УВС МЭ от 12.04.2019 г. с продолжительностью этапа добычи с 12.04.2019 по 12.04.2044 годы. Бурение добывающих скважин предусмотрено на 2023-2024 годы. Вывод из консервации скважин предусмотрены на 2023-2026 годы. Рентабельный период по вариантам составил: 3 вариант – 2023-2056гг.

В соответствии пункту 1.3, раздела 1, приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к I категории.

#### **Краткая характеристика компонентов окружающей среды:**

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: Общий выброс ЗВ в атмосферу при бурении 1-ой скважины составит: 12.00326043 г/сек и 98.361396 т/период. За период вывода из консервации скважин: от 1 скважины -



1,103831686 г/сек и 3,158050477 т/период. При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2025 год) – 16,8336673 г/сек и 317,5236871/год. При проведении проектируемых работ от стационарных источников выбрасывается в атмосферу при эксплуатации месторождения следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо (II, III) оксиды 3 класс 0,00535 т/год, Марганец и его соединения 2 класс 0,00046 т/год, Азота (IV) диоксид 2 класс - 27,64692096 т/год, Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)3 класс - 27,0242575 т/год, Углерод (Сажа, Углерод черный) 3класс- 10,91345064 т/год, Сера диоксид 3класс - 22,3906223 т/год, Сероводород 2класс - 0,26844308 т/год, Углерод оксид 4 класс -27,9054564 т/год, Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (2 класс) 0,000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые 2 класс - 0,00165 т/год, Бутан (4класс) 3,901069 т/год, Гексан (4 класс) 0,1171241 т/год, Пентан (4 класс) 0,43617155 т/год, Метан - 22,47987769 т/год, Изобутан (2-Метилпропан) (4 класс) 0,7449961 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502\*) 98,1908518 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503\*) - 50,8654356 т/год, Бензол (2 класс) 0,4028 т/год, Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (3 класс) 0,1267 т/год, Метилбензол (3 класс) 0,2532 т/год, Проп-2-ен-1-аль (Акролеин, Акрилальдегид) (2 класс) 0,20349 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) 0,20349 т/год, Масло минеральное нефтяное (веретенное, машинное, цилиндрическое и др.) (716\*)0,000073 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) 23,4407224 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) 0,0007 т/год.

Сбросы загрязняющих веществ: Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Отвод хозяйственно-бытовых стоков проектом предусмотрен в биотуалет с последующим вывозом ассенизаторской машиной по договору со спецорганизацией. Объем водоотведения хозяйственно-бытовых сточных вод составит 141,1 м3/период ведения буровых работ на 1-ой скважине. При выводе из консервации скважины составляет 15,62 м3/период. При эксплуатации водоотведения будет составлять 2849,92 м3/год. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей отсутствуют.

Описание отходов, управление которыми относится к намечаемой деятельности: 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 В процессе реализации проектируемых работ образуются опасные (Промасленная ветошь, отработанные масла, тара из-под удобрения, отработанные ртутьсодержащие лампы) и неопасные (Сварочные электроды, ТБО, металлолом) виды отходов. Ориентировочный объем образования отходов составляет: -при СМР, бурении, испытании и вывода из консервации скважин – 1084,417 т/год. Неопасные отходы: ТБО (образуются в результате непроизводственной деятельности рабочей бригады) – 7,7 т/пер. ТБО будут временно собираться в металлические контейнеры с крышками, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Огарки сварочных электродов (образуется в результате сварочных работ) – 0,075 т/пер. Огарки сварочных электродов будет временно собираться в закрытых контейнерах, установленные на площадке. Металлолом (образуется при ремонте и замене деталей технологического оборудования) - 2,02 тонн/период. Временно собираться на специально установленном площадке. Тара из под химреагентов – 2, 0 т/период. Будет временно собираться на установленные площадки. По мере накопления отход передаётся сторонним организациям. Опасные отходы: Промасленная ветошь (образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин) – 0,035 т/пер. Предусматривается временное хранение образовавшегося объема ветоши в закрытых контейнерах до передачи их по предварительно заключенному договору со специализированной организацией. Отработанное масло (образуются после истечения



срока годности, а также в процессе замены промышленных масел в оборудовании) – 1,507 тонн/период. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. Буровые отходы (образующийся при бурении скважины) Буровой шлам – 482,52 тонн, ОБР – 588,56 тонн Отходы производства временно складываются и далее сдаются специализированным компаниям. Ориентировочный объем образования отходов составляет: -при эксплуатации – 53,71026 т/год. Неопасные отходы: ТБО (образуются в результате непроизводственной деятельности рабочей бригады) – 19,8 т/пер.ТБО будут временно собираться в металлические контейнеры с крышками, ежедневно (один раз в сутки) в теплое время года и 1 раз в 3 суток в холодное время года. Огарки сварочных электродов (образуется в результате сварочных работ) – 0,075 т/пер. Огарки сварочных электродов будет временно собираться в закрытых контейнерах, установленные на площадке. Металлолом (образуется при ремонте и замене деталей технологического оборудования) - 2,83 тонн/период. Временно собираться на специально установленном площадке. Опасные отходы Отработанные ртутьсодержащие лампы (образуются вследствие истощения ресурса времени работы в процессе освещения открытых площадок, производственных и административных помещений предприятия) – 0,01526 т/период. По мере выхода из строя люминесцентные лампы складывают в таре завода-изготовителя в специализированном помещении, предназначенном для их хранения. Металлические емкости из-под масла (представляют собой отход производства переходят в стадию отхода при истечении срока эксплуатации, потери целостности, коррозии и протекания) - 15,4 т/период. Промасленная ветошь (образуется в процессе использования тряпья для протирки механизмов, деталей, станков и машин) – 0,07 т/пер. Предусматривается временное хранение образовавшегося объема ветоши в закрытых контейнерах до передачи их по предварительно заключенному договору со специализированной организацией. Отработанное масло (образуется после истечения срока годности, а также в процессе замены промышленных масел в оборудовании) – 15,52 тонн/период. По мере образования отработанные масла накапливаются в герметичных емкостях. Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан. В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено на срок не б.

#### **Вывод:**

Государственная экологическая экспертиза Департамента экологии по Атырауской области, изучив представленное заявление №KZ39RYS00366911 от 24.03.2023 года о намечаемой деятельности пришла к выводу о необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду в соответствии со следующими обоснованиями.

Согласно п.2 статьи 65 Экологического Кодекса Республики Казахстан для целей проведения оценки воздействия на окружающую среду или скрининга воздействий намечаемой деятельности под существенными изменениями деятельности понимаются любые изменения.

В связи с этим заявление о намечаемой деятельности № KZ39RYS00366911 от 24.03.2023 года 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:**

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 исключить риск нахождения объекта в селитебной зоне согласно санитарно-эпидемиологическим требованиям, предусмотренным законодательством Республики Казахстан. Также необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.
3. Необходимо представить карту-схему расположения предприятия с указанием границ санитарно-защитной зоны и ближайших селитебных зон.
4. 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.
5. 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).
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. Осуществляет выбросы 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.
8. Является источником физических воздействий на природную среду: шума, вибрации, ионизирующего излучения, напряженности электромагнитных полей, световой или тепловой энергии, иных физических воздействий на компоненты природной среды.



Руководитель департамента

Бекмухаметов Алибек Муратович

