

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ
ТАБИГИ РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ
ҚЫЗЫЛОРДА ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО КЫЗЫЛОРДИНСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ СРЕУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

120008, Қызылорда қаласы, Желтоқсан көшесі, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

120008, город Кызылорда, ул. Желтоқсан, 124
тел.: 8 (724 2) 23-02-44, факс: 23-06-80
e-mail: kyzylorda-ecodep@ecogeo.gov.kz

№ _____

« ____ » _____ 2024 года

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз»

Закключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду.

проект «Отчет о возможных воздействиях»

к «Дополнение к проекту разработки месторождения Бухарсай»

Материалы поступили на рассмотрение 18.07.2024 г. вх. №KZ33RVX01127144.

Общие сведения. В административном отношении месторождение Бухарсай расположено на арендованных землях Кызылординской области Республики Казахстан. В географическом отношении площадь работ расположена в южной части Торгайской низменности, в северо- западной части Арыскупского прогиба. Ближайшими населенными пунктами и железнодорожными станциями являются г. Кызылорда (к югу 190 км), г. Жезказган (к северо-востоку 200 км), ж.-д. станция Жосалы (к юго-западу 131,8 км) и нефтепромысел Кумколь (к востоку 50 км).

Климат района резко континентальный. Зима суровая, малоснежная, морозы достигают в январе-феврале минус 35-40оС. Лето засушливое, жаркое, дуют частые ветры, максимальная температура воздуха в июне-июле достигает 40оС. Годовое количество осадков обычно не превышает 150 мм. Ветра преимущественно в зимнее время северные и северо-восточные с метелями и буранами, в летнее время – западные и юго-западные.

Нефтяное месторождение Бухарсай открыто в 2013 году скважиной 2, где при опробовании палеозойских отложений был получен приток нефти с водой.

Недропользователями месторождения Бухарсай с января 2020 г. являются 2 недропользователя - АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» и ТОО «САУТС-ОЙЛ».

АО «Петро Казахстан Кумколь Ресорсиз» имеет Контракт №4992-УВС от 13.12.2021 г. на проведение добычи углеводородов на месторождении Бухарсай в Карагандинской области РК. Период добычи закреплен дополнением №1 к Контракту сроком на 25 лет - до 13.12.2046 г. (№5100-УВС от 07.09.2022 г.). Участок недр (Горный отвод) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Бухарсай в пределах блоков XXVII-37-D (частично), (протокол №23/2 от 13 августа 2021 г.). Участок недр расположен в Карагандинской и Кызылординской областях. Общая площадь участка недр составляет – 38,16 (тридцать восемь целых шестнадцать сотых) км.кв.

ТОО «САУТС-ОЙЛ» имеет Контракт №5188-УВС от 15.03.2023 г. на добычу углеводородов на месторождении Бухарсай, расположенного в Улытауской и Карагандинской областях. Контракт заключен сроком на 25 лет - до 15.03.2048 г. Участок недр (Горный отвод) предоставлен для осуществления операций по недропользованию на месторождении Бухарсай, (протокол от 27.01.2023 г. 552-Д-УВ). Участок недр расположен в Улытауской и Кызылординской областях. Общая площадь участка недр составляет – 20,24 (двадцать целых двадцать четыре сотых) км.кв.



Начиная с 1982 года, проводились региональные и детальные поисковые сейсмические исследования МОГТ, результаты которых явились основанием для проведения буровых работ на отдельных участках территории.

Рассматриваемый объект относится к объектам I категории (разведка и добыча углеводородов) в соответствии с пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу РК от 02.01.2021 г. №400-VI.

Краткое описание работ.

По результатам Заявления о намечаемой деятельности было получено Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду Номер: KZ70VWF00181258 , от 21.06.2024г., согласно которого, оценка воздействия на окружающую среду является обязательной.

Цель работы – проектирование и обоснование рациональной и экономически обоснованной системы разработки и добычи нефти, основываясь на истории эксплуатации месторождения с соблюдением требований законодательных актов по рациональному и комплексному использованию недр.

В проекте приведены сведения о геологическом строении и геолого-физическая характеристика нефтяных залежей, физико-химические свойства, компонентный состав нефти, газа и воды, запасы нефти и растворенного газа. Приведены результаты гидродинамических исследований скважин и анализ текущего состояния разработки месторождения.

Дано обоснование расчетных вариантов разработки, проведены технологические и экономические расчеты. На основе проведенного технико-экономического анализа выбран наиболее рациональный и экономически рентабельный вариант разработки.

Для рекомендованного варианта разработки рассмотрены вопросы техники и технологии добычи, бурения и освоения скважин, мероприятия по контролю разработки, доразведки месторождения, охраны недр и окружающей среды.

На месторождении установлено 3 продуктивных горизонта, 2 основных объекта и 1 возвратный объект: в отложениях нижнего мела (горизонт М-II и М-0) и отложениях палеозоя (горизонт PZ).

I объект – М-II горизонт;

II объект – PZ горизонт;

III объект возвратный – М-0 горизонт.

Обоснование расчетных вариантов разработки. Контрактная территория АО «ПКР»:

1 вариант в качестве базового варианта в настоящем отчете рассмотрен вариант продолжения разработки сложившейся системой разработки существующим фондом скважин и оставшейся 1 проектной скважины на I объекте разработки. ППД предусмотрено только на I объекте в количестве 4 ед. в 2024 г. II объект вступает в разработку в 2026 г. III возвратный объект входит в разработку в 2035 г.

Рассматриваются геолого-технические мероприятия направленные с реабилитацией существующего фонда скважин: выводы из бездействия и наблюдательного фонда, переводы скважин из других категории, изоляции обводненных интервалов, капитальные и подземные ремонты скважин и т.д.

Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 15 ед. и нагнетательных – 4 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 3 добывающих скважин в 2024-2026 гг. Скважина будет буриться на основной I объект. ППД предусмотрено только на I объекте в количестве 5 ед. в 2024 г. и 2027 г. Также для максимального извлечения остаточных запасов предусматривается закачка ПАВ во все нагнетательные скважины. Максимальный фонд добывающих скважин составит 17 ед., фонд нагнетательных скважин - 5 ед.

I объект

Вариант 1 – Бурение 1 добывающей скважины

Фонд добывающих скважин – 13 ед.

Фонд нагнетательных скважин – 4 ед.



Режим разработки – ППД (приконтурное заводнение).

Вариант 2 – Бурение 3 добывающих скважин.

Фонд добывающих скважин – 15 ед.

Фонд нагнетательных скважин – 5 ед.

Режим разработки – ППД (приконтурное заводнение).

II объект

Вариант 1,2 – Без бурения.

Фонд добывающих скважин – 2 ед.

Естественный режим разработки.

III объект

Вариант 1,2 – Без бурения.

Фонд добывающих скважин – 1 ед.

Естественный режим разработки.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл» два варианта разработки: различающиеся между собой количеством скважин к бурению:

1 вариант разработки с бурением 3 добывающих скважин в период 2024-2025 гг. (в 2024 г. – 2-х вертикальных (68, 69), в 2025 г. – 1 горизонтальной (70)). Фонд скважин составит 9 ед. (9 добывающих). Предусмотрен перевод добывающих скважин под ППД в количестве 2 ед. 2029 г. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 9 ед. и нагнетательных – 2 ед.

2 вариант предусматривает бурение в количестве 5 добывающих скважин в период 2025-2027 гг. (в 2025 г. – 2-х вертикальных (68, 69), в 2026 г. – 1 горизонтальной (70), в 2027 году – 2 вертикальных). Фонд скважин составит 11 ед. (11 добывающих). Предусмотрен перевод добывающих скважин под ППД в количестве 3 ед. Также для максимального извлечения остаточных запасов предусматривается закачка ПАВ во все нагнетательные скважины. Максимальный фонд эксплуатационных скважин: добывающих – 11 ед. и нагнетательных – 3 ед.

I объект

Вариант 1 – Бурение 3 добывающих скважин 2024-2025 г.

Фонд добывающих скважин – 9 ед.

Предусмотрено перевод добывающих скважин под ППД – 2 ед. в 2029 г.

Режим разработки – ППД (приконтурное заводнение).

Вариант 2 – Бурение 5 добывающих скважин.

Фонд добывающих скважин – 11 ед.

Предусмотрено перевод добывающих скважин под ППД – 3 ед. (в 2029 г.- 2 скв.; в 2032 г.- 1 скв.)

Режим разработки – ППД (приконтурное заводнение).

Ввод скважин по годам предусматривает работу 1-2 буровых станков с производительностью до 2 скважин в год каждый. Проектная глубина скважин по стволу на объектах составляет 1500 м. Проектные дебиты скважин по нефти, вводимых из бурения, приняты на уровне средних текущих дебитов пробуренных новых скважин и составляют по объектам разработки в среднем рассчитаны для I объекта на контрактной территории АО «ПКР» - 15 т/сут, ТОО «Саутс Ойл» - 30 т/сут.

Таким образом, с учетом описанных выше технических решений и технологий было рассмотрено 2 варианта разработки месторождения Бухарсай. Для выбранных вариантов разработки определены значения коэффициентов нефтеотдачи, основные технологические показатели и объемы бурения, капитальные и эксплуатационные затраты. Проведенные технико-экономические расчеты показали, что наиболее эффективным для реализации на месторождении является вариант 1.

Технологические показатели вариантов разработки

Вариант I (Базовый)

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2046 годы.

Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 877,0 тыс.т.



Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1175,0 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 3134,2 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 33605,7 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 1491,9 тыс.м3.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 1491,9 тыс.м3.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 98,3 %.
Рентабельный КИН – 0,378 д.ед.

Контрактная территория АО «ПКР»:

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2046 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 453,4 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 709,1 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1657,9 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1928,4 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 309,9 тыс.м3.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 309,9 тыс.м3.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 98,0 %.
Рентабельный КИН – 0,365 д.ед.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2046 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 423,6 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 466,0 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1476,3 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1527,9 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 649,8 тыс.м3.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 649,8 тыс.м3.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 98,5 %.
Рентабельный КИН – 0,400 д.ед.

Вариант II

Проектно-рентабельный период разработки – 2024 - 2041 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 871,5 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 1169,5 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 2524,1 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 2846,2 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 937,4 тыс.м3.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 937,4 тыс.м3.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 96,4 %.
Рентабельный КИН – 0,376 д.ед.

Контрактная территория АО «ПКР»:

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2041 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 451,4 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 707,0 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1321,6 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1592,1 тыс.т.
Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 271,3 тыс.м3.
Накопленная закачка воды с начала разработки – 271,3 тыс.м3.
Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 97,2 %.
Рентабельный КИН – 0,364 д.ед.

Контрактная территория ТОО «Саутс Ойл»:

Проектно-рентабельный период разработки – 2024- 2041 годы.
Накопленная добыча нефти за проектно-рентабельный период – 420,1 тыс.т.
Накопленная добыча нефти с начала разработки – 462,5 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости за проектно-рентабельный период – 1202,5 тыс.т.
Накопленная добыча жидкости с начала разработки – 1254,1 тыс.т.



Накопленная закачка воды за проектно-рентабельный период – 666,1 тыс.м³.

Накопленная закачка воды с начала разработки – 666,1 тыс.м³.

Обводненность добываемой продукции на конец рентабельного года – 95,8 %.

Рентабельный КИН – 0,397 д.ед.

Результаты технико-экономической оценки показали, что из предлагаемых вариантов разработки наиболее приемлемым является вариант 1.

Характеристика источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу.

Процесс разработки месторождения будет сопровождаться выбросами загрязняющих веществ в атмосферу. АО «ПКР»: При строительстве скважин глубиной 1700 (±250)м, основными источниками загрязнения природной среды являются:

➤ На период строительно-подготовительных работ:

- Дизельгенератор (пер.стр.);
- Экскаватор (рытье траншей);
- Бульдозер (обваловка буровой площадки);
- Разгрузка пылящих материалов;
- Сварочный пост.

➤ На период бурение и крепление скважины

- ДЭС 350 кВт;

На буровой площадке (буровые установки ZJ-30):

- Дизельгенератор TAD 1242 GEN - 398 кВт;
- Дизельгенератор CAT 3406 N343 кВт;
- Дизельный двигатель PZ12V190B. N375 кВт;
- Дизельгенератор TAD 1242 GEN-398 кВт;
- ЦА-320М (ЯМЗ-238);
- СМН-20 (ЯМЗ-238);
- Резервуар для хранения дизтоплива;
- Резервуар для тех.масло;
- Узел приготовления цементного раствора;
- Емкость бурового раствора;
- Насос для бурового раствора;
- Буровой насос;
- Шламосборник;
- Дегазатор;
- Газосварка (мастерская);
- Электросварка (мастерская);
- Ремонтно-механическая мастерская;
- Ремонтно-механическая мастерская.

➤ Этап испытаний:

- Факела;
- Подъемник А-80 (ЯМЗ-238)-158 кВт;
- Дизельгенератор 100 кВт -освещение;
- Печь подогрева АГРО;
- Емкость для дизтоплива;
- Резервуар для тех.масло;
- Резервуар для нефти, наливная эстакада;
- Насос для нефти.

➤ Этап интенсификации притока нефти (СКО):

- Дизельный двигатель САТ насосного агрегата мощн.850 л.с.с. (2 ед);
- Кислотный агрегат АН-400;
- Емкость для соляной кислоты.

Ориентировочное количество источников при строительно-монтажных работ составят 5 источников, из которых 1 является организованным, 4 – неорганизованными.



Ориентировочное количество источников при бурении составят 19 источников, из которых 9 являются организованными, 10 – неорганизованными.

Ориентировочное количество источников при испытании составят 8 источников, из которых 7 являются организованными, 1 – неорганизованным.

Ориентировочное количество источников при интенсификации притока нефти (СКО) составят 3 источника, которые являются организованными.

ТОО «Саутс Ойл»: При строительстве скважин глубиной 1500(±250) м, основными источниками загрязнения природной среды являются:

- На период строительно-подготовительных работ
 - Дизельгенератор;
 - Экскаватор (рытье траншей);
 - Бульдозер (обваловка буровой площадки
 - Разгрузка пылящих материалов;
 - Сварочный пост.
- На буровой площадке (буровые установки МБУ-125)
 - Дизельгенератор CAT3406C DITA (2 комплекта);
 - Дизельный двигатель CAT3508 (2 комплекта);
 - Дополнительная элек.станция VOLVO;
 - Дизельгенератор АСД100;
 - Двигатель ЯМЗ-236 (подъемник);
 - Паровой котел;
 - ЦА-320М (ЯМЗ-236);
 - СМН-20 (ЯМЗ-236);
 - Резервуар для хранения дизтоплива;
 - Резервуар для тех.масла;
 - Узел приготовления цементного раствора;
 - Емкость бурового раствора;
 - Шламособорник;
 - Дегазатор;
 - Газосварка;
 - Электросварка;
 - Ремонтно-механическая мастерская.

Ориентировочное количество источников при строительно-монтажных работах, а также при бурении составят 25 источников, из которых 13 являются организованными, 12 – неорганизованными.

АО "ПККР": Объемы выбросов на существующее положение по НДВ: 2,745612418 г/сек или 18,0195893486 т/год; на период СМР, бурения 1 скважины - 11,02301 г/сек или 82,55669 т/год, 2х скважин - 22,046032 г/сек или 165,1134 т/год; на период эксплуатации: по 1 рекомендуемому варианту на 2024 г. - 0,03687786 г/сек или 1,167833823 т/год; на 2026 г. - 0,860669182 г/сек или 30,39249426 т/год; по 2 варианту на 2026 г. - 0,865992882 г/сек или 30,56107583 т/год;

ТОО "Саутс Ойл": Объемы выбросов на период расконсервации 6 скв: 45,19047901 г/сек или 10,31306 т/год; на период СМР, бурения 1 скважины - 11,02301 г/сек или 82,55669 т/год, 2х скважин - 22,046032 г/сек или 165,1134 т/год;

Водопотребление и водоотведение. Участок работ характеризуется отсутствием сетей водопровода. Для целей питьевого, хозяйственного водоснабжения планируется привозить воду из ближайшего населенного поселка. По согласованию с районной СЭС автоцистерны будут обеззараживаться не менее одного раза в 10 дней. Качество питьевой воды будет соответствовать СанПиН 3.02.002.04 «Питьевая вода». Для технических нужд, хозяйственно-бытовых нужд и для питьевых нужд используется привозная вода, согласно заключенным договорам.



Разрешения на специальное водопользование (в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса Республики Казахстан) не требуется, ввиду отсутствия водозаборной скважины на месторождении Бухарсай.

Эксплуатация проектируемых объектов будет осуществляться действующим персоналом, в связи с этим вопросы водопотребления для хоз-питьевых нужд при эксплуатации в настоящем Проекте не рассматриваются.

Ориентировочный объем водопотребления на период строительства скважины на месторождении Бухарсай принят согласно проекту аналогу.

АО «ПетроКазахстан Кумколь Ресорсиз» (Северная часть) На период эксплуатации дополнительного набора персонала не предусматривается, работы будут производиться существующим рабочим персоналом.

В результате хозяйственной деятельности предприятия в основном формируются хозяйственно-бытовые сточные воды.

В водный объект или на рельеф местности сточные воды не сбрасываются. На месторождении Бухарсай (северная часть) отсутствуют очистные сооружения и биопруды.

Вывоз стоков из септиков на биопруды осуществляется вакуумной ассенизационной машиной с цистерной. Конечным приемником сточных вод являются биопруды, которые расположены на контррактной территории АО «ПККР» месторождении Арыскуп.

Стоки хоз-бытового характера напорным коллектором подаются в колодец-гаситель и оттуда самотеком а приемную камеру механической очистки на решетках. Стоки поступают в пруд анаэробной очистки, где подвергаются активному окислению органических веществ.

ТОО «Саутс Ойл» (Южная часть) На период эксплуатации дополнительного набора персонала не предусматривается, работы будут производиться существующим рабочим персоналом. В результате хозяйственной деятельности предприятия в основном формируются хозяйственно-бытовые сточные воды.

В водный объект или на рельеф местности сточные воды не сбрасываются. На месторождении Бухарсай (южная часть) отсутствуют очистные сооружения и биопруды. Хозбытовые сточные воды. Для отвода хозбытовых сточных вод от санитарных приборов, установленных в жилых вагончиках, от столовой и от прачечной, на территории полевого лагеря предусматривается система хозбытовой канализации. Отвод сточных вод от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальную емкость (септик) объемом 20 м³, из которого по мере накопления откачиваются и вывозятся специальным автотранспортом на очистные сооружения в соответствии с договором. Учет объемов сточных вод ведется по количеству рейсов и объему автоцистерны спецавтотранспорта. Вывоз и откачку сточных производятся собственными силами. Очистка осуществляется на очистных сооружениях м/р Кенлык.

Отходы и производства и потребления. АО "ПККР" и ТОО "Саутс Ойл": на период СМР, бурения 1 скважины - 578,648694 т, Буровой шлам - 210,5232 т/г, Отработанный буровой раствор - 292,254044т/г, Буровые сточные воды - 54,41972т/г, Отходы соляно-кислотной обработки - 11,2т/г, Промасленная ветошь - 0,03 т/г, Отработанные масла - 2,835т/г, Медицинские отходы - 0,009 т/г, Использованная тара из-под химических реагентов - 0,61 т/г, Металлолом - 0,105 т/г, Огарки сварочных электродов - 0,00273 т/г, ТБО - 6,66 т/г
АО "ПККР" и ТОО "Саутс Ойл": на период СМР, бурения от 2х скважин - 1157,297388 т/г; Буровой шлам - 421,0464т/г, Отработанный буровой раствор - 584,508088 т/г, Буровые сточные воды - 108,83944 т/г, Отходы соляно-кислотной обработки - 22,4 т/г, Промасленная ветошь - 0,06т/г, Отработанные масла - 5,67т/г Медицинские отходы - 0,018т/г, Использованная тара из-под химических реагентов- 1,22т/г, Металлолом - 0,21 т/г Огарки сварочных электродов - 0,00546 т/г, ТБО - 13,32 т/г.

ТОО «САУТС-ОЙЛ»: При расконсервации 6 скважин всего отходов – 3504,4 т/год, из них: опасные – 3502,83 т/год, неопасные – 1,576 т/год

Все образующиеся отходы в процессе деятельности на месторождении Бухарсай в установленном порядке будут собираться, размещаться в местах временного складирования, транспортироваться по договорам в специализированные организации на утилизацию или на



переработку. На территориях производственных объектов во всех подразделениях, отходы будут складироваться в контейнеры и емкости, временное хранение которых будут осуществляться на специально оборудованных площадках.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Кодекса:

1) Согласно пункту 1 статьи 146 Кодекса «О недрах и недропользовании», сжигание сырого газа в факелах запрещается, за исключением случаев:

- угрозы или возникновения аварийных ситуаций, угрозы жизни персоналу или здоровью населения и окружающей среде;
- при испытании объектов скважин;
- при пробной эксплуатации месторождения;
- при технологически неизбежном сжигании сырого газа.

«Правила выдачи разрешений на сжигание сырого газа в факелах» утверждены приказом Министра энергетики РК от 25.04.2018 г. №140.

В соответствии с п.1 ст.23 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», в случаях, предусмотренных Кодексом, операции по недропользованию могут проводиться только при наличии проектного документа, предусматривающего проведение таких операций.

Также согласно п.1 ст.134 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», операции по недропользованию по углеводородам осуществляются в соответствии со следующими проектными документами:

- базовые проектные документы: проект разведочных работ; проект пробной эксплуатации; проект разработки месторождения углеводородов;
- технические проектные документы, перечень которых устанавливается в единых правилах по рациональному и комплексному использованию недр.

Государственная экспертиза базовых проектных документов в сфере недропользования по углеводородам регулируется статьей 140 Кодекса РК «О недрах и недропользовании».

Вместе с тем, согласно пункту 3 статьи 139 Кодекса РК «О недрах и недропользовании», проект разведочных работ (изменения и дополнения к нему), предусматривающий (предусматривающие) разведочные работы по оценке, разведочные работы на море, увеличение участка недр в соответствии со статьей 113 настоящего Кодекса, проект пробной эксплуатации (изменения и дополнения к нему) и проект разработки месторождения (изменения и дополнения к нему) подлежат государственной экспертизе проектных документов при наличии заключения об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности с выводом об отсутствии необходимости проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду или заключения по результатам ОВОС.

2) В соответствии п.2 ст.397 Экологического кодекса РК от 02.01.2021 г. (далее – Кодекс), при проведении операций по недропользованию недропользователи обязаны обеспечить соблюдение решений, предусмотренных проектными документами для проведения операций по недропользованию, а также следующих требований:

- конструкции скважин и горных выработок должны обеспечивать выполнение требований по охране недр и окружающей среды;
- при проведении операций по недропользованию должны проводиться работы по утилизации шламов и нейтрализации отработанного бурового раствора, буровых, карьерных и шахтных сточных вод для повторного использования в процессе бурения, возврата в окружающую среду в соответствии с установленными требованиями;
- после окончания операций по недропользованию и демонтажа оборудования проводятся работы по восстановлению (рекультивации) земель в соответствии с проектными решениями, предусмотренными планом (проектом) ликвидации;
- буровые скважины, в том числе самоизливающиеся, а также скважины, не пригодные к эксплуатации или использование которых прекращено, подлежат оборудованию недропользователем регулируемыми устройствами, консервации или ликвидации в порядке, установленном законодательством Республики Казахстан;



- консервация и ликвидация скважин в пределах контрактных территорий осуществляются в соответствии с законодательством РК о недрах и недропользовании.

3) Предусмотреть внедрение мероприятий согласно Приложению 4 к Кодексу, а также предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, по устранению его последствий:

- охрана атмосферного воздуха;
- охрана от воздействия на водные экосистемы; охрана водных объектов;
- охрана земель; охрана животного и растительного мира;
- обращение с отходами; радиационная, биологическая и химическая безопасность;
- внедрение систем управления и наилучших безопасных технологий.

4) Инициатором, пользование поверхностными и (или) подземными водными ресурсами непосредственно из водного объекта с изъятием или без изъятия для удовлетворения намечаемой деятельности в воде, осуществлять при наличии разрешения на специальное водопользование в соответствии с требованиями статьи 66 Водного кодекса РК.

5) Согласно п.4 статьи 225 Кодекса, если при проведении операций по недропользованию происходит незапроектированное вскрытие подземного водного объекта, недропользователь обязан незамедлительно принять меры по охране подземных водных объектов в порядке, установленном водным законодательством Республики Казахстан, и сообщить об этом в уполномоченные государственные органы в области охраны окружающей среды, использования и охраны водного фонда, по изучению недр, государственный орган в сфере санитарно-эпидемиологического благополучия населения. В этой связи, необходимо предоставить план мероприятий по охране подземных вод.

6) Согласно п.2 статьи 238 Кодекса, недропользователи при проведении операций по недропользованию, а также иные лица при выполнении строительных и других работ, связанных с нарушением земель, обязаны:

- ☐ содержать занимаемые земельные участки в состоянии, пригодном для дальнейшего использования их по назначению;
- ☐ до начала работ, связанных с нарушением земель, снять плодородный слой почвы и обеспечить его сохранение и использование для целей рекультивации нарушенных земель;
- ☐ проводить рекультивацию нарушенных земель.

7) 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 06.08.2021 года №314 необходимо указать класс опасности отходов (опасный, неопасный, зеркальные отходы).

8) Предусмотреть мероприятие по посадке зеленых насаждений (Приложение 4 к Кодексу).

9) Согласно ст.78 Кодекса, послепроектный анализ фактических воздействий при реализации намечаемой деятельности проводится составителем отчета о возможных воздействиях в целях подтверждения соответствия реализованной намечаемой деятельности отчету о возможных воздействиях и заключению по результатам проведения оценки воздействия на окружающую среду.

Послепроектный анализ должен быть начат не ранее чем через двенадцать месяцев и завершен не позднее чем через восемнадцать месяцев после начала эксплуатации соответствующего объекта, оказывающего негативное воздействие на окружающую среду.

Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1.Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ70VWF00181258 от 21.06.2024 года.



2.Проект «Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнение к проекту разработки месторождения Бухарсай»месторождения Бухарсай».

3.Протокол общественных слушаний в форме открытого собрания по проекту «Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнение к проекту разработки месторождения Бухарсай»

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования экологического законодательства.

Вывод: Представленный проект «Отчет о возможных воздействиях» к «Дополнение к проекту разработки месторождения Бухарсай» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.

**Руководитель
Департамента экологии
по Кызылординской области**

Н.Өмірсерікұлы

Исп. Муталапов.О
Тел. 230019



Руководитель департамента

Өмірсерікұлы Нұржан

