



030012 Ақтөбе қаласы, Сәңкібай батыр даңғ.
1 оң қанат
Тел. 55-75-49

030012 г.Ақтөбе, пр-т Санкибай Батыра 1. 3 этаж
правое крыло
Тел. 55-75-49

ТОО «Кызылординский малотоннажный
нефтеперерабатывающий завод»

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

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности
(перечисление комплектности представленных материалов)

Материалы поступили на рассмотрение: №KZ82RYS00422106 02.08.2023 г.
(Дата, номер входящей регистрации)

Общие сведения

Намечаемой деятельностью предусматривается проект пробной эксплуатации месторождения Беркут Северный.

Ввод в эксплуатацию из консервации запланирован на 1 октября 2023 года. Пробная эксплуатация месторождения Беркут Северный предусмотрена сроком на 3 года, с 2023 года по 2025 годы. Строительство оценочной скважины запланированы 2024 год с испытанием 2025 год.

В административном отношении контрактная территория Жаркамыс Восточный, где расположено месторождение Беркут Северный, находится в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан в непосредственной близости от разрабатываемых месторождений Каратобе, Каратобе Южный, Лактыбай, Акжар, Акжар Восточный и Жанатан. Обоснование выбора места является Контракт № 4660-УВС-МЭ от 26 ноября 2018 г. на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах блоков XXIII-20- Е (частично); F (частично); XXIV-20-В (частично); С(частично); F (частично); 21-А (частично); В (частично), D (частично), Е (частично); F (частично) в Актюбинской области. Площадь геологического отвода участка Жаркамыс Восточный составляет 846,89 кв.км., глубина разведки - до кровли фундамента. Ближайший населенный пункт поселок Жаркамыс расположен в пределах контрактной территории, железнодорожная станция Сагиз - 120 км к северо-западу и областной центр г.Ақтөбе в 300 км к северу. Районный центр Байганин в 160 км на западе от Контрактной территории. В орографическом отношении территория участка Жаркамыс Восточный находится в пределах Предуральского плато и представляет собой слабосхолмленную равнину. Абсолютные отметки рельефа меняются в пределах 81-272 м над уровнем моря. Климат района резко континентальный, от засушливого до сухого, с сухим жарким летом (максимальная температура в июле до +40°C) и холодной зимой с небольшими снегопадами (минимальная температура в январе и феврале до -45°C). Основное количество осадков выпадает в весенне-осеннее время, их среднее количество редко превышает 200 мм. Глубина промерзания почвы до 1,5 м. Сильные ветры восточного и северо-восточного направления летом часто вызывают суховеи - песчаные бури, а зимой снежные бураны. Средняя скорость ветра составляет 5- 6 м/с. Растительный покров района бедный - заросли кустарника, тальник, джиды встречаются в долине реки Эмба и в глубоких балках. Травяной покров, представленный ковылем, полынью и различными злаками, обилён весной, а к лету выгорает. Скудность растительного покрова сказывается на бедности животного мира, представленного, в основном, колониями грызунов. Гидрографическая сеть представлена долиной реки Эмба. Во время весеннего паводка пойма реки на значительном пространстве



заливается талыми водами, сохраняющимися до конца мая. Также встречаются временно существующие водоёмы.

Координаты скважины из консервации BRNU – 1 Северный Беркут 47°54'57,93811"С.Ш. 56°36'00,43279"В.Д. Координаты бурения скважины BRNU-2 - 47°55'18,04" СШ, 56°36'24.97"ВД.

Краткое описание намечаемой деятельности

Пробная эксплуатация проводится для решения следующих важных задач: изучение параметров продуктивных залежей, режимов и эксплуатационных характеристик в процессе эксплуатации; установление оптимальных режимов работы добывающих скважин, определение их потенциальных дебитов; изучение энергетического состояния залежи; выяснение причин возможного водопроявления в скважинах на начальном этапе эксплуатации, выработка методов его предотвращения; определение оптимальных методов вскрытия объектов и вызова притоков при опробовании и испытании скважин; апробирование методов интенсификации притока; отработка вопросов сбора, подготовки, хранения, транспортировки и реализации нефти; отбор керна и проведение петрографических исследований – изучения литологического состава пород - изучение свойств породы в стандартных условиях, для определения состава породы, гранулометрических параметров, что будет использовано при интерпретации ГИС; выполнение специальных исследований по изучению фильтрационно-емкостных свойств породы в стандартных и термобарических условиях, в результате которых будут получены значения пористости, проницаемости породы, петрофизические константы; изучение свойства пластовой воды и гидрогеохимических условий месторождения путем отбора проб пластовой воды, определение уровня pH воды, лабораторного изучения свойств воды с получением параметров минерализации, плотности, типа, жесткости и химического состава пластовой воды; изучение свойства нефти, газа в пластовых и термобарических условиях путем определения плотности нефти и газа, вязкости, среднего коэффициента растворимости газа, коэффициента сжимаемости, температуры застывания нефти, фракционного состава нефти, содержания смолсиликагелевых, асфальтенов, серы, парафина, содержания механических примесей и компонентного состава газа; проведение исследовательских, экспериментальных, лабораторно-аналитических работ на современных приборах и аппаратуре по современным методикам. В период пробной эксплуатации месторождения Беркут предусматривается: Продолжение эксплуатации скважин BRNU-1; Бурение одной оценочной скважины в целях доразведки месторождения, в которых предусматривается, в случае обнаружения и наличия продуктивных объектов, их испытание в 2025 году. Цели и задачи оценочных скважин и их местоположение, профиль скважин и проектная глубина, подробно изложены в разделе 8 «Мероприятия по доразведке месторождения» настоящего проекта. Ниже приведены проектные решения по каждой скважине, предусмотренной для проведения пробной эксплуатации: Скважиной BRNU-1 предусмотрено продолжение пробной эксплуатации продуктивного горизонта Plar-III. Для скважины объекта, проектный входной дебит нефти был принят на уровне 45 т/сут., по данным предыдущей эксплуатации скважин. Среднегодовой дебит газа на одну скважину максимально 150,8 м³/сут. При этом в целом по месторождению прогнозная добыча нефти за 2023 (ноябрь-декабрь), 2024, 2025 и 2026 годы составит, соответственно, 3,8 тыс. т; 15,6 тыс. т; 15,2 тыс. т и 10,6 тыс.т. Общая накопленная добыча нефти к концу пробной эксплуатации составит 45,2 тыс. т нефти. Добыча газа 2023, 2024, 2025 и 2026 годы составит 0,013 млн. м³, 0,052 млн.м³, 0,051 млн.м³, 0,036 млн.м³.

Строительство скважин на участке будет осуществляться буровой установкой ZJ-70 (или аналог), тип установки для испытаний - УПА-60/80 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. Опробование в процессе бурения пластоиспытателем на трубах производится для определения характера насыщения пластов, пластового давления и предварительной оценки их продуктивности. Перед опробованием каждого объекта производится запись стандартного каротажа в т.ч.

кавернометрии для определения коллекторских свойств пласта в стволе скважины и



уточнения места установки пакера. В процессе бурения в проектируемых скважинах в открытом стволе предусматривается испытание 3-х интервалов в отложениях юры при помощи МИГ-146, в случае выявления в этих интервалах прямых и косвенных признаков нефтегазонасыщенности по керну, газовому каротажу или ГИС. 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 флюида, технологических показателей и условий эксплуатации скважин. Система внутрипромыслового сбора в период пробной эксплуатации предназначена для сбора продукции двух нефтяных скважин и транспорта потока газодонефтяной смеси до сборного пункта. Нефтяная эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется в ГЗУ (групповая замерная установка) марки АМ-40-14-400. В ГЗУ осуществляется замер продукции скважин. После замера нефтегазовая эмульсия по нефтесборному коллектору Ø114мм поступает в НГС (нефтегазосепаратор). Далее продукция скважины поступает в РГС-60м³ №1 где отделившаяся нефть по переточенной линии высотой h=4,33 м накапливается в РГС №2,3,4 (V-60 м³). Попутная пластовая вода сбрасывается в РГС №5 (V-25м³) через эстакаду (погружной насос) загружается в автоцистерны и транспортируется на специализированные организации для утилизации. Накопившийся за сутки объем скважинной продукции с остаточным содержанием воды через эстакаду сливается в автоцистерны и транспортируется на ближайший пункт приема-сдачи нефти. Сборный пункт продукции скважин состоит из 4 резервуаров емкостью 60 м³, для сбора продукции скважин. Для предварительной подготовки нефти (отделение воды и солей) рекомендуется установить печь подогрева ПП – 063 с блоком реагента БР-2,5 (реагент подается непосредственно в резервуар). Предусматривается дренажная емкость 25 м³ для отделившейся сточной воды. Замер поступившей из скважины жидкости будет осуществляться на емкости. Полная подготовка термохимических методов будет осуществляться на месторождении. Отделившийся газ частично подается на печь – подогрева.

На технические нужды используется вода привозная на основе договора. Вода, доставляемая и хранимая в емкостях, предназначенная для хоз-питьевых нужд привозная. Ближайший водный объект река Эмба находится на расстоянии более 7 км. Река имеет постоянный водоток, хорошо выработанную долину, затапливаемую в период весеннего паводка. Ширина долины достигает 1,0 км при ширине русловой части 3,0-30,0м и глубине 0,5-2,0м. Водоохранная зона реки Эмба 500м. (Постановление акимата Актюбинской области от 6 марта 2013 года № 60 "Об установлении водоохранных зон и полос водохранилищ Актюбинское, Саздинское, Каргалинское и малых водохранилищ, включая реку Каргалы и основные озера Урало-Каспийского бассейна Актюбинской области"). Хранение технической воды предусматривается в емкостях общим объемом 100-150 м³, обеспечивающих пожарный и аварийный объемы воды. Норма расхода технической воды при бурении и подготовительных работах – 43 м³/сут, при испытании - 20 м³/сут. Общая величина хозяйственно-бытовых и питьевых вод на период бурения и испытания скважины ориентировочно составит: 1508,5 м³. В т.ч. воды питьевого качества: 820,3 м³. Объем потребления воды на технические нужды за период бурения одной скважины ориентировочно будет составлять: 3507,5 м³. Водопотребление при пробной эксплуатации на питьевые и хоз-бытовые нужды 1575 м³/год, на технические нужды 16055 м³/год. Данные расчеты являются ориентировочными, при составлении технического проекта и проекта обустройство будут указаны точные данные.

Проектируемый регион расположен в Байганинском районе Актюбинской области. В соответствии со сведениями РГКП «Казахское лесохозяйственное предприятие» Комитета лесного хозяйства и животного мира МЭИПР Республики Казахстан, сообщаем, что координаты месторождения ТОО «Кызылординский малотоннажный нефтеперерабатывающий завод» расположены за пределами земель государственного лесного фонда и особо охраняемых территорий.

На территории проекта обитают виды птиц, занесенные в Красную книгу Республики Казахстан: степной орел, стрепет, чернобрюхий рябок. На территории района протекают реки областного уровня Большая Эмба и Сагиз. В весенне-осенний период при перелетах птиц, встречаются лебедь, серый журавль, буревестник. Поэтому необходимо учитывать, что во время концентрации и гнездования птиц, нельзя допускать факта издевательств.



Кроме того, в регионе обитает популяция Устьюртских сайгаков, охота на которых запрещена в Республике Казахстан.

При проведении проектируемых работ будут использоваться дизельные топлива, масла, электроды и т.д. При бурении топливом буровой установкой ZJ-70 (или аналог), тип установки для испытаний - УПА-60/80 или аналог на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ. Также используются цементировочные агрегаты ЦА-320, цементно-смесительная машина СМН-20, сварочный агрегат, дизельный генератор при освещении, передвижная паровая установка. Для обеспечения электроэнергией используются передвижные электростанции 200 кВт до 350 кВт. ГСМ будет – привозное, закуп осуществляется за счет собственных средств, закупается у специализированных организаций. Используемые материалы также – привозное, закупается у специализированных организаций. Запасные части, механизмы и оборудование; Товары производственного и бытового назначения; др. виды сырья и ресурсов (будут определяться в ходе реализации намечаемой деятельности). Точные данные по ресурсам, необходимые для осуществления намечаемой деятельности, будут определены на последующих стадиях разработки проектов строительства скважин и обустройство. На период проектируемых работ сырье и материалы закупается у специализированных организаций. Прочие материалы также будут привозиться на площадку по мере необходимости.

На этапе проведения по расконсервации скважины выбросы ЗВ составляют - 14,76582 г/сек и 22,38939 т/год. Выброс ЗВ в атмосферу при бурении одной скважины составит: 18.0291875945 г/сек и 372.337930514 т/год. При пробной эксплуатации (максимальный год добычи 2024 год) составляет: 9.8742794006 г/сек и 233.551407948 т/год. От стационарных источников выбрасывается в атмосферу при бурении одной скважины, следующие вещества с 1 по 4 класс опасности: Железо оксиды (3 класс) - 0.00535 т/год, Марганец и его соединения (2 класс) - 0.00046 т/год, Азота диоксид (2 класс) – 42.590369506 т/год, Азот оксид (3 класс) – 6.0401432 т/год, Углерод (3 класс) - 5.348799622 т/год, Сера диоксид (3 класс) – 127.027316223 т/год, Сероводород (2 класс) – 0.2336253709 т/год, Углерод оксид (4 класс) – 71.56696004 т/год, Фтористые газообразные соединения 0.000375 т/год, Фториды неорганические плохо растворимые (2 класс) – 0.00165 т/год, Пентан - 0.1346098 т/год, Метан – 26.620698751 т/год, Изобутан (4 класс) - 0.1939929 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 - 28.948367 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 – 0.269 т/год, Бензол (2 класс) - 0.003513 т/год, Диметилбензол (3 класс) - 0.0011027 т/год, Метилбензол (3 класс) - 0.0022054 т/год, Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) - 0.0000474058 т/год, Формальдегид (Метаналь) (2 класс) - 0.439741436 т/год, Масло минеральное нефтяное - 0.0001463 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) - 62.143686862 т/год, Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (3 класс) - 0.03615 т/год. Пыль абразивная - 0.72962 т/год. От стационарных источников выбрасывается в атмосферу при пробной эксплуатации, следующие вещества: Азота диоксид (2 класс) – 18.606768106 т/год, Азот оксид (3 класс) – 53.023524817 т/год, Углерод (3 класс) - 57.264890088 т/год, Сера диоксид (3 класс) – 16.1879194805 т/год, Сероводород (2 класс) 0.05519118403 т/год, Углерод оксид (4 класс) - 75.85940088 т/год, Пентан - 0.0390833 т/год, Метан - 2.447660522 т/год, Изобутан (4 класс) - 0.0564262 т/год, Смесь углеводородов предельных C1-C5 - 4.415555 т/год, Смесь углеводородов предельных C6-C10 – 1.287 т/год, Бензол (2 класс) - 0.016813 т/год, Диметилбензол (3 класс) - 0.0052807 т/год, Метилбензол (3 класс) - 0.0105574 т/год, Бенз/а/пирен (2 класс) - 0.00001727 т/год, Формальдегид (2 класс) - 0.157 т/год, Алканы C12-19 (4 класс) - 4.11832 т/год. По результатам лабораторных исследований состава газа из пробуренных скважин содержание сероводородов нет.

Сброс загрязняющих веществ со сточными водами в естественные или искусственные водные объекты, рельеф местности, недра осуществляться не будут. Вещества, подлежащие внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей, отсутствуют.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314). Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. Ориентировочный объем образования отходов: при строительстве скважины - от 1 скв. 1565,65 т. в том числе: Твердо-бытовые отходы (5 класс) – 2,16 т, Неопасные 20 03 01. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов



машин и механизмов – 34,07 т (3 класс) Умеренно опасные 13 02 06*, Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 1529,27 т (3 класс) Умеренно опасные 01 05 05*, Отработанные аккумуляторы - 0,00013 т (3 класс), Металлолом – износ оборудования, машин и механизмов – 0,0002 т. (4 класс) Мало опасные 16 01 17, Огарки сварочных электродов - (отходы сварки) – 0,0015 т 4 класс Мало опасные 12 01 13. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,1524 т, 3 класс Умеренно опасные 20 03 99. При пробной эксплуатации – 230,0827 тонн: Металлолом (4 класс) Мало опасные 160117 - 30,021 т/год, Огарки сварочных электродов 4 класс Мало опасные 12 01 13 - 0,015 т/год, Твердо-бытовые отходы (5класс) Неопасные 20 03 01 - 198,5 т/год, ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,352 т, 3 класс Умеренно опасные 20 03 99., ртутьсодержащие лампы 20 01 21* опасные - 0,0292 т/год, отработанные аккумуляторы 16 06 01*опасные - 0,0315 т/год, отработанное масло - 1,134 т/год. При расконсервации скважины - 337,07188 тонн: Отходы бурения (Буровой шлам) - 228,702 т/год, Отходы бурения (ОБР) – 77,00931 т/год, Промышленная ветошь - 0,3048 т/год, Отработанные масла - 16,5168 т/год, Отработанные фильтры - 1,728 т/год, ТБО – 1,29372 т/год. Металлолом - 1,5168 т/год, Строительный мусор – 10 т/год, Огарки сварочных электродов - 0,00045 т/год. 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 более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ. Количество отходов, предусмотренных к переносу за пределы объекта за год, не превышает пороговых значений, установленных для переноса отходов правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей (перенос за пределы объекта двух тонн в год для опасных отходов или двух тысяч тонн в год для неопасных отходов).

Намечаемая деятельность согласно - «Проект пробной эксплуатации месторождения Беркут Северный» (*разведка и добыча углеводородов*) относится к I категории, оказывающей значительное негативное воздействие на окружающую среду в соответствии пп.1.3 п.1 Раздела 1 Приложения 2 к Экологическому кодексу РК.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

В орографическом отношении площадь представляет собой равнину. Ранее на данной территории работы не проводились и мониторинг экологического контроля ОС не осуществлялся. С целью выполнения экологических требований предприятием в процессе обустройства месторождения, будет разработана программа производственного экологического контроля окружающей среды. Согласно разработанной программе будет предусмотрен: Контроль атмосферного воздуха; Контроль за качеством подземных вод; Мониторинг почв; Мониторинг растительного покрова; Мониторинг состояния животного мира; Мониторинг обращения с отходами; Мониторинг в период нештатных (аварийных) ситуаций. Информация о текущем состоянии компонентов окружающей среды в районе намечаемой деятельности представлен по данным «Информационного бюллетеня о состоянии окружающей среды Актыбинской области» за 1 полугодия 2023 года, подготовленный филиалом РГП «Казгидромет» по Актыбинской области. Результаты мониторинга качества атмосферного воздуха в г. Актобе за 1 полугодие 2023 года. Уровень загрязнения атмосферного воздуха оценивался по как высокий, он определялся значением СИ=6,9 (высокий уровень) и НП=3% (повышенный уровень) по сероводороду в районе поста №3. *Согласно РД 52.04.667-2005, если СИ и НП попадают в разные градации, то степень загрязнения атмосферы оценивается по наибольшему значению из этих показателей. В загрязнение атмосферного воздуха основной вклад вносит сероводород (количество превышений ПДК: 227 случаев); диоксид азота (количество превышений ПДК: 339 случаев); оксид азота (количество превышений ПДК: 337 случаев); оксид углерода (количество превышений ПДК: 13 случаев). Максимально-разовая концентрация сероводорода составила



6,9 ПДКм.р., диоксида азота 4,0 ПДКм.р., оксида азота 4,7 ПДКм.р., оксида углерода 2,4 ПДКм.р., концентрации остальных загрязняющих веществ не превышали ПДК. Случаи высокого загрязнения (ВЗ) и экстремально высокого загрязнения (ЭВЗ) не обнаружены.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду предусматриваются следующие виды мероприятий: По атмосферному воздуху: применение дизель-генераторов, надежных, экономичных и неприхотливых в эксплуатации, включая дизели с низким уровнем токсичности выхлопа и удельным расходом топлива, которыми будет оснащен энергоблок буровой установки; тщательную технологическую регламентацию проведения работ; обучение рабочих и служащих правилам техники безопасности, пожарной безопасности и соблюдению правил при выполнении работ; ежедневный контроль оборудования буровой площадки для своевременного обнаружения утечек ГСМ, реагентов, контроль за работой контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами; бурение с применением бурового раствора, исключающего выбросы пыли; приготовление и обработка бурового раствора в циркуляционной системе; применение системы контроля загазованности; поддержание в полной технической исправности резервуаров и технологического оборудования, обеспечение их герметичности; хранение материалов и химических реагентов в закрытых помещениях; применение герметичной системы хранения дизельного топлива с установкой дыхательных клапанов на резервуарах; применение на дизельных установках выхлопных труб высотой не менее 6 м, обеспечивающих улучшение условий рассеивания отходящих газов в атмосфере и т.д. По поверхностным и подземным водам: организация системы сбора и хранения отходов производства; контроль герметичности всех емкостей, во избежание утечек воды. По недрам и почвам: должны приниматься меры, исключающие загрязнение плодородного слоя почвы минеральным грунтом, строительным мусором, нефтепродуктами и другими веществами, ухудшающими плодородие почв; По отходам производства: своевременная организация системы сбора, транспортировки и утилизации отходов. По физическим воздействиям: содержание оборудования в надлежащем порядке, своевременное проведение технического осмотра и ремонта, правильное осуществление монтажа вращающихся и движущихся деталей частей оборудования и тщательная их балансировка; строгое выполнение персоналом существующих на предприятии инструкций; обязательное соблюдение правил техники безопасности. По растительному миру: перемещение спецтехники и транспорта ограничить специально отведенными дорогами. По животному миру: регулярное техническое обслуживание производственного оборудования и его эксплуатация в соответствии со стандартами изготовителей; ограничение перемещения техники специально отведенными дорогами.

Выводы: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует.

При проведении экологической оценки по упрощенному порядку необходимо учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно Протокола, размещенного на «Единый экологический портал» (<https://ecoportal.kz/>).

Руководитель департамента

Ербол Куанов Бисенұлы



