

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ, ГЕОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ
РЕСУРСТАР МИНИСТРЛІГІ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУКОМИТЕТІНІҢ
МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ»
РЕСПУБЛИКАЛЫҚ
МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕ



РЕСПУБЛИКАНСКОЕ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
«ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ
КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
МИНИСТЕРСТВА ЭКОЛОГИИ ГЕОЛОГИИ
И ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы
130000 Ақтау қаласы, промзона 3, ғимарат 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

Республика Казахстан, Мангистауская область
130000, город Актау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

АО «Мангистаумунайгаз»

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

На рассмотрение представлены: Заявление о намечаемой деятельности, материалы оценки воздействия на окружающую среду на «Проект разработки месторождения Северный Аккар по состоянию на 01.01.2022г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 17.10.2022 г. Вх. KZ67RYS00300641

Общие сведения

Эксплуатацию месторождения Северный Аккар ведет ЦДНГ-1 производственного управления «Жетыбаймунайгаз» (ПУ «ЖМГ»). В административном отношении находится на территории Мангистауского района Мангистауской области Республики Казахстан. Областной центр – город Актау – находится в 60 км к западу от площади работ, железнодорожная станция Мангышлак – в 40 км к западу, город Жанаозен – в 130 км к юго-востоку по прямой, в 35 км к востоку находится поселок Жетыбай. Крупное месторождение Жетыбай, разрабатываемое с 60-х годов, расположено в 50 км к юго-востоку. Многочисленные грунтовые дороги пересекают территорию в самых различных направлениях и пригодны для передвижения всех типов автотранспорта в сухое время года. К югу от рассматриваемого блока проходит асфальтированное шоссе Жана-Озен – Актау и железная дорога Жана-Озен – ст. Мангышлак – Атырау. В 45 километрах к югу от месторождения проходит магистральный нефтепровод Жана-Озен–Атырау–Самара. Морской порт Актау с функционирующей свободной экономической зоной является главным узлом морских перевозок Республики, в том числе транспортировки нефти. Новые нефтетерминалы возведены в прибрежной части пос. Курык (75 км к югу). Исследуемый район представляет собой слабоволнистую равнинную местность, наклоненную к юго-западу в сторону Каспийского моря. Абсолютные отметки варьируют от +140 до +160 м. Проектируемые объекты находятся на лицензионной территории, переданной в пользование АО «Мангистаумунайгаз», поэтому дополнительного отвода земель не требуется.

Краткое описание намечаемой деятельности

Предполагаемый дебит скважин в целом по месторождению Северный Аккар составит менее 500 т/сут. по нефти и менее 500,0 тыс. м³/сут. по газу. Максимальный расход газа (по паспорту) на 1 ед. установки - устьевого подогревателя типа УН-0,2МЗ



составит 25,0 м³/ч. Бурение скважин на месторождении предполагается глубиной не более 3200 м. Продолжительность строительства одной скважины – 74,8 суток. Сжигание газа на факеле в процессе испытания (освоения) скважины не производится. Среднесуточные дебиты одной скважин по нефти составляет 10,05 т/сут по газу 1490,27 м³/сут и по жидкости 20,32 т/сут.

Рассмотрены 3 варианта разработки:

По варианту разработки № 1 Базовый (рекомендуемый)

Продолжение разработки без поддержания пластового давления. В период с 2023 г. по 2029 г. и с 2031 г. по 2034 г. планируется ввод 11-ти (скв.П1, П2, П3, П6, П7, П8, П9, П10, П11, П12, П13) проектных скважин из бурения, по одной скважине ежегодно и в 2030 г. планируется ввод 2-х (П4,П5) проектных скважин из бурения.

Для реализации проектных решений по варианту №1 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- устьевых нагревателей типа УН-0,2М3 в количестве всего 13 ед. (на 2023 - 2029 гг – 7 ед., на 2030 год – 2 ед., 2031-2034 гг – 4 ед.);
- выкидных линий от скважин до ЗУ, DN 100-95;
- АГЗУ типа «Спутник»;
- Сточного коллектора от ЗУ до ГУ, Ду 150мм.

По варианту разработки №2

Разработка с поддержанием пластового давления через закачку воды. Под закачку воды переводятся добывающие скважины: №№ 11, 4 в 2030 году и №№ 1, 15 в 2031 году. В период с 2023 г. по 2029 г. и с 2031 г. по 2034 г. планируется ввод 11-ти (скв.П1, П2, П3, П6, П7, П8, П9, П10, П11, П12, П13) проектных скважин из бурения, по одной скважине ежегодно и в 2030 г. планируется ввод 2-х (П4,П5) проектных скважин из бурения.

Для реализации проектных решений по варианту №2 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- устьевых нагревателей типа УН-0,2М3 в количестве всего 13 ед. (на 2023 - 2029 гг – 7 ед., на 2030 год – 2 ед., 2031-2034 гг – 4 ед.);
- выкидных линий от скважин до ЗУ, DN 100-95;
- АГЗУ типа «Спутник»;
- Сточного коллектора от ЗУ до ГУ, Ду 150мм.

По варианту разработки №3

Разработка с поддержанием пластового давления через закачку газа. Под закачку газа переводятся добывающие скважины: №№ 11, 4 в 2030 году и №№ 1, 15 в 2031 году. В период с 2023 г. по 2029 г. и с 2031 г. по 2034 г. планируется ввод 11-ти (скв.П1, П2, П3, П6, П7, П8, П9, П10, П11, П12, П13) проектных скважин из бурения, по одной скважине ежегодно и в 2030 г. планируется ввод 2-х (П4,П5) проектных скважин из бурения.

Для реализации проектных решений по варианту №3 потребуется провести работы по монтажу и строительству:

- устьевых нагревателей типа УН-0,2М3 в количестве всего 13 ед. (на 2023 - 2029 гг – 7 ед., на 2030 год – 2 ед., 2031-2034 гг – 4 ед.);
- выкидных линий от скважин до ЗУ, DN 100-95;
- АГЗУ типа «Спутник»;
- Сточного коллектора от ЗУ до ГУ, Ду 150мм.

Проектными решениями на месторождении Северный Аккар предусматривается использовать нефтяной газ после I ступени сепарации на групповой установке (ГУ) в качестве топлива для работы устьевых подогревателей на действующих и проектных скважинах, на печах ГУ-Северный Аккар и на трассе нефтепровода от ГУ-Северный Аккар до ГУ-Северное Карагие. Излишек газа будет направляться на МКС Карагие (модульную компрессорную станцию), где газ компримируется, смешиваясь с газами других мелких месторождений ПУ «ЖМГ» и далее подается в общую систему газосбора месторождения Жетыбай.

Срок начала реализации намечаемой деятельности – 2023 год. Срок завершения (постутилизации объекта) – до окончания срока действия лицензии на недропользование.



Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Описание ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу:

При реализации рекомендуемого варианта разработки №1 наибольший годовой выброс ожидается в 2034 и 2038 гг. при вводе в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования максимальное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит на 2034 год при максимальном фонде добывающих скважин – 0,86147 г/с и 7,69170 т/год, в 2038 году при максимальных показателях объемов добычи нефти и газа составит – 0,86334 г/с и 7,71087 т/год. В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности (2034г.): Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)-0,11519т/г Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)-0,0187305т/г Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)-0,00345т/г Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)-0,005175т/г Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)-2,6319т/г Метан (727*)-2,5974т/г Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)-1,668722т/г Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)-0,617525т/г Бензол (64)-0,00806269т/г Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)-0,002533105т/г Метилбензол (349)-0,00506819т/г Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)-0,000000063т/г Формальдегид (Метаналь) (609)-0,00069т/г Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)-0,01725т/г В атмосферу будут выбрасываться вещества 1-4 класса опасности (2038г.): Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)-0,11519т/г Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)-0,0187305т/г Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)-0,00345т/г Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)-0,005175т/г Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)-2,6319т/г Метан (727*)-2,5974т/г Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)-1,682622т/г Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)-0,622665т/г Бензол (64)-0,00813029т/г Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)-0,002554205т/г Метилбензол (349)-0,00511019т/г Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)-0,000000063т/г Формальдегид (Метаналь) (609)-0,00069т/г Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)-0,01725т/г

При реализации варианта разработки №2 наибольший годовой выброс ожидается в 2038 г. при вводе в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования максимальное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит при максимальной добыче нефти и газа максимальным фондом добывающих скважин – 0,86919 г/с и 7,77114 т/год.

При реализации варианта разработки №3 наибольший годовой выброс ожидается в 2034 и 2038 гг. при вводе в эксплуатацию дополнительного технологического оборудования максимальное количество загрязняющих веществ, присутствующих в выбросах в атмосферу, составит на 2034 год при максимальном фонде добывающих скважин – 0,86834 г/с и 7,76238 т/год, в 2038 году при максимальных показателях объемов добычи нефти и газа составит – 0,86916 г/с и 7,77073 т/год. Строительство скважин Основными загрязняющими атмосферу веществами при строительно-монтажных работ будут являться вещества, выделяемые при СМР, бурении и креплении скважин, а также токсичных выхлопных газов при работе задействованного автотранспорта, строительных машин и механизмов. Учитывая характер строительного процесса, выбросы не будут постоянными, их объемы будут изменяться в соответствии со строительными операциями и сочетания используемого в каждый момент времени оборудования. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при строительных работах несут кратковременный характер. При строительстве скважин в 2023-2029гг, в 2031-2034гг, по одной скважине ежегодно: В С Е Г О :-34,5769т/год При строительстве 2-х скважин в 2030г: В С Е Г О :-69,1538т/год

Источниками водоснабжения являются: - Техническая волжская вода с трубопровода ТОО «КазТрансОйл», - Питьеовое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды – привозная вода питьевого качества.



Вид водопользования – общее. Питьевое водоснабжение, а также хоз-бытовые и вспомогательные нужды работающего персонала обеспечиваются питьевой водой, которая доставляется автоцистернами согласно договору.

Водопотребление в период строительства: Вариант разработки №1,2,3: на 2023 - 2034гг. – всего расход воды – 789,967 м3/скв./год, из них: на хоз-питьевые нужды – 136,269 м3/скв./год, на технологические нужды – 653,698 м3/скв./год. Водопотребление на период эксплуатации: При эксплуатации нового оборудования - устьевых подогревателей УН-0,2М3 по варианту разработки №1,2,3 расход технической воды составит: на 2023-2029 гг., 2031-2034гг. – по 19,8 м3/год, на 2030 г. – по 3,6 м3/год. Водопотребление на устьевые подогреватели является безвозвратным. Водопотребление альбсеноманской воды на систему поддержания пластового давления по варианту разработки №2: закачка воды в 2030 г. - 114,90 тыс.м3, в 2031 г. – 207,04 тыс.м3, в 2032 г. – 245,26 тыс.м3, в 2033 г. – 304,66 тыс.м3, в 2034 г. – 344,15 тыс.м3. Водопотребление на поддержание пластового давления является безвозвратным. Водоотведение в период строительства: Сброс стоков от санитарных приборов осуществляется по самотечным канализационным трубам в специальные ёмкости, из которых стоки спец. автотранспортом вывозятся согласно заключенному договору на дальнейшую их утилизацию.

Вода технического качества используется: для производственных нужд (основа жидкости освоения, для смены жидкости освоения на воду и промывки, для приготовления бурового и цементного растворов, на противопожарные нужды); частично для хоз-бытовых целей (полив зеленых насаждений, влажная уборка произв. и бытовых помещений, стирка спецодежды в прачечной, подпитка отопительной системы, горячее и холодное водоснабжение в душевых и санузлах). Водооборотные системы отсутствуют. Схема хоз-бытового и произв. водоснабжения предусматривает доставку воды автоцистернами. Вода для хоз. целей закачивается в аккумулирующие ёмкости в вагончиках. Хранение воды на буровой для произв. нужд предполагается в ёмкостях заводского изготовления. На территории месторождения постоянные водоемы и водотоки отсутствуют. Намечаемая деятельность не входит в водоохранную зону Каспийского моря.

Количество отходов представлено по 3-м вариантам разработки. Максимальный годовой объем отходов за весь предлагаемый период разработки месторождения ожидается при строительстве в 2023-2029гг, в 2031-2034гг по 1-й скважине в год и в 2030 г. 2-х скважин, всего отходов – 973,735 т/год/скв. Опасные отходы- 973,735 т: в т.ч., отходы бурения (БШ и ОБР) образуются в процессе бурения скважины – 959,263 т/скв./год, использованная тара (мешки) образуются при приготовлении буровых и цементных растворов на буровых площадках – 0,922 т/скв./год, промасленная ветошь (ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами) образуются при обслуживании автотранспорта, дизельных и буровых установок, станков - 0,013 т, отработанные масла образуются при работе дизельных буровых установок, дизель-генераторов- 11,963 т/скв./год, отходы сварки (огарки сварочных электродов) - отходы производства, образуются в процессе сварочных работ - 0,001 т/скв./год; смешанные металлы (металлолом) - отходы производства, образуются в процессе строительных работ – 0,3 т/скв./год; смешанные коммунальные отходы (коммунальные отходы) - отходы потребления, образуются в результате жизнедеятельности работающего персонала – 1,273 т/скв./год.

На территории планируемых работ на месторождении Северный Аккар зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных намечаемой деятельностью не предполагается.

Иные ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности: Объемы строительных материалов на период строительства одной скважины: электроды (т/скв./год) - 0,06; цемент (т/скв./год)- 194,3; моторное масло (т/скв./год) – 15,950; химреагенты – 108,389 т/скв./год, дизельное топливо (т/скв./год)- 460,91. Потребление газа на систему поддержания пластового давления (вариант разработки №3): в 2030 г. - 20052,93 тыс.м3, в 2031 г. - 34343,47 тыс.м3, в 2032 г. - 40676,26 тыс.м3, в 2033 г. -



45987,33 тыс.м3, в 2034 г. - 47346,27 тыс.м3, в 2035 г. - 46951,05 тыс.м3, в 2036 г. - 47491,14 тыс.м3, в 2037 г. - 46494,07 тыс.м3, в 2038 г.- 47765,76 тыс.м3.

Разработка месторождения Северный Аккар по рекомендуемому варианту разработки может оказать среднее по значимости воздействие на окружающую среду.

При проведении работ предусмотрен ряд мероприятий, снижающих или предотвращающих загрязнение атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвы, флоры и фауны. Эти мероприятия состоят из организационных, технологических, проектно-конструкторских, санитарно-противоэпидемических. Организационные: разработка оптимальных схем движения автотранспорта; контроль своевременного прохождения ТО задействованного автотранспорта и спецтехники; исключение несанкционированного проведения работ. Проектно-конструкторские: под бетонными и железобетонными конструкциями предусматривается подготовка из щебня, пропитанного битумом, боковые поверхности бетонных и железобетонных конструкций, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом, антикоррозийная защита металлических конструкций, надземных и подземных трубопроводов, экспертиза проектных решений в природоохранных органах. Технологические: мероприятия, направленные на предупреждение и борьбу с водо-, газо-, нефтепроявлениями, в первую очередь за счет прочности и долговечности, необходимой глубины спуска колонн, герметичности колонн, а также за счет изоляции флюидопластов и горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности, оснащение технологического оборудования запорной арматурой. Применение сертифицированных экологически безопасных компонентов бурового раствора III - IV классов опасности с соответствующими параметрами (плотность, вязкость, водоотдача, СНС и др.). Санитарно-эпидемические: выбор согласованных участков складирования отходов; раздельный сбор и вывоз всех отходов специализированной организацией.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Северный Аккар по состоянию на 01.01.2022г.», относится пп.1.3 п.1 раздела 1 приложения 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 02.01.2021 года №400-VI к I категории.

Выводы о необходимости или отсутствия проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду: Необходимость проведения обязательной оценки воздействия на окружающую среду отсутствует. В соответствии пп.2) п.3 ст. 49 Экологического кодекса провести экологическую оценку по упрощенному порядку. При проведении экологическую оценку по упрощенному порядку учесть замечания и предложения государственных органов и общественности согласно протокола размещенного на портале «Единый экологический портал».



И.о. руководителя департамента

Айсин Мақсат Жақсығалиұлы

