



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 Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

АО «Phystech II»

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

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности на «Проект разработки Блока I месторождения Северные Бузачи и Юго-Западного участка месторождения Каражанбас Северный по состоянию на 01.01.2024 г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 29.08.2024 г. Вх.KZ74RYS00754475

Общие сведения

Административно Блок I месторождения Северные Бузачи и Юго-Западный участок месторождения Каражанбас Северный расположены на территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан. Расстояние до областного центра г. Ақтау составляет 248 км. Ближайшие населенные пункты: поселок Каражанбас - 35 км, поселок Кияхты - 40 км, поселок Шетпе - 120 км. Автомобильные дороги соединяют нефтепромыслы Каражанбас, Каламкас и Арман с пос.Шетпе и городами Форт-Шевченко и Ақтау. Ближайшая автострада Ақтау-Каламкас проходит в 8 км от рассматриваемой территории. Рядом с автострадой проложены нефтепровод Каламкас-Каражанбас-Атырау-Самара, газопровод Каламкас-Каражанбас, водопровод морской воды Киякты-Каражанбас-Каламкас, водопровод волжской воды Волга-Каламкас и водопровод питьевой воды Киякты-Каражанбас-Каламкас. Въезд на Блок I месторождения Северные Бузачи и Юго-Западный участок месторождения Каражанбас Северный находится на 248 км дороги «Ақтау-Каламкас» и связан с месторождениями Каламкас и Каражанбас асфальтированной дорогой. В географическом отношении Блок I месторождения Северные Бузачи и Юго-Западный участок месторождения Каражанбас Северный расположены на севере полуострова Бузачи, в пределах юго-восточной оконечности Прикаспийской низменности, в 12,5 км от Каспийского моря.

Площадь горного отвода месторождения Северные Бузачи составляет 12577, 5 га со следующими координатами угловых точек: 1) 45° 11' 00" с.ш. 51° 34' 07" в.д. 2) 45° 11' 09" с.ш. 51° 41' 46" в.д. 3) 45° 10' 33" с.ш. 51° 51' 31" в.д. 4) 45° 08' 45" с.ш. 51° 50' 25" в.д. 5) 45° 07' 50" с.ш. 51° 48' 20" в.д. 6) 45° 09' 01" с.ш. 51° 44' 32" в.д. 7) 45° 07' 38" с.ш. 51° 37' 50" в.д. 8) 45° 07' 24" с.ш. 51° 34' 22" в.д. 9) 45° 07' 53" с.ш. 51° 31' 18" в.д.

Площадь земельного отвода месторождения составляет – 4 031 га. Координаты угловых точек: 1) 45° 13' 17.02" с.ш. 51° 35' 17.02" в.д. 2) 45° 13' 13.02" с.ш. 51° 37' 39.01" в.д. 3) 45° 13' 00.02" с.ш. 51° 38' 44.01" в.д. 4) 45° 12' 38.02" с.ш. 51° 39' 33.01" в.д. 5) 45° 11' 57.01" с.ш. 51° 40' 00.04" в.д. 6) 45° 11' 39.10" с.ш. 51° 39' 20.17" в.д. 7) 45° 11' 07.02" с.ш. 51° 39' 59.01" в.д. 8) 45° 11' 04.02" с.ш. 51° 37' 19.01" в.д. 9) 45° 11' 39.02" с.ш. 51° 35' 35.01" в.д. 10) 45° 12' 34.03" с.ш. 51° 35' 03.00" в.д.



Краткое описание намечаемой деятельности

В целом по месторождению КССБ предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 92,2 тыс.т, по жидкости – 692,4 тыс.т, по нефтяному газу – 0,94 млн.м3. Технология внутрипромыслового сбора нефти Юго-Западного участка месторождения Каражанбас Северный представляет собой следующее: нефтегазовая смесь со скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на входной манифольд пункта сбора нефти ПСН (1-5), который состоит из двух входных коллекторов: Ду500 – куда поступает основной поток продукции всех скважин и Ду150 – коллектор для индивидуального замера продукции скважины. После коллектора Ду150 нефтяная эмульсия замеряемой скважины направляется на замерную емкость Е-1, где замеряется дебит. Перед замерной емкостью предусмотрен проточный электронагреватель фирмы Schniewindt, который используется для предварительного нагрева замеряемой продукции до температуры 60 °С. Перед входом в замерную емкость также установлен СКЖ – счетчик количества жидкости, измеряющий дебит в единицах массы. Далее нефтяная эмульсия замеряемой скважины объединяется с основным потоком остальных скважин, поступающим из коллектора Ду500 и общим потоком насосами перекачивается на групповую сборную установку (ГСУ) для дальнейшей подготовки. Опорожнение оборудования и трубопроводов, а также сброс с предохранительных клапанов манифольда и замерной емкости осуществляется в дренажную емкость. Попутно-добываемый газ, выделившийся в нефтегазовых сепараторах С-1 и С-2 поступает на газосепаратор ГС-1, где происходит отделение капельной жидкости (влаги) от газа, который используется в печи П-1 в качестве топлива. Капельная жидкость (влага) из попутного газа стекает в дренаж, сброс газа происходит через предохранительный клапан на факел. Весь газ с предохранительных клапанов, которыми оборудованы сосуды, работающие под давлением, поступает в газовый коллектор на узел учета газа и сжигается на факеле. В настоящее время м. Северные Бузачи имеет развитую инфраструктуру, систему внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции. Технология внутрипромыслового сбора добываемой продукции представляет собой следующее: нефтегазовая смесь от удаленных скважин по индивидуальным выкидным линиям поступает на промежуточные манифольдные станции (МС) и манифольдные станции, расположенные на площадках ЗУ, откуда объединенным потоком по промысловым коллекторам направляется на ЗУ, ПС и установки предварительного сброса воды (УПСВ-1, УПСВ-2). Удаленные МС (12ед.) оборудованы мультифазными насосами. МС предназначена для сбора нефтегазовой смеси со скважин, которая поступает по выкидным линиям на тестовый и эксплуатационный манифольды. Подключение скважин к действующим манифольдам (МС), замерным установкам (ЗУ/ГЗУ) и перекачивающим станциям (ПС) осуществляется по территориальному принципу. После замера нефтегазовая смесь поступает на ЗУ, которая предназначена для сбора, учёта, нагрева, сепарации нефти и газа и транспортировки дегазированной нефти на УПСВ-1, УПСВ-2 и ЦППН, где производится дальнейшая подготовка нефти. Попутный газ, выделившийся в газовых сепараторах на ЗУ, поступает в единую газосборную систему. Основная часть газа используется в качестве топлива для сепараторов-подогревателей и печей для нагрева нефти различного типа на ЗУ. Характеристика продукции. Дегазированная нефть территории КССБ является битуминозной (940,0 кг/м3), высоковязкой (908,9 мПа*с), парафинистой (1,65-1,81 %), смолистой (20,3 %), высокосернистой (2,05-2,26 %), застывающей при низкой температуре (-20-13 °С) и с малым выходом светлых фракций (2-3 %). Нефтяной газ «сухой», метанового типа со средней плотностью (0,696-0,700 г/л). Содержание метана составляет 95,52-95,6 % мольн., этана – 0,32-1,33 % мольн., пропана и бутанов, соответственно, 0,20-0,41 % мольн. и 0,12-0,06 % мольн., содержание неуглеводородных компонентов составляет: углекислого газа – 0,19-0,18 % мольн. и азота – 3,92-2,21 % мольн., сероводород отсутствует.



Вариант 1 Базовым вариантом бурение скважин не предусмотрено. Площадное заводнение по 9-ти точечному принципу, посредством закачки воды во все нагнетательные скважины. На территории КС (ЮЗ) фонд добывающих скважин, участвовавших в разработке, составит 125 ед., на территории СБ (I) – 33 ед. Общий фонд скважин, участвующих в разработке, 180 ед., в том числе по КС (ЮЗ) - 137 скв., по СБ (I) - 43 скв. Накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2078 г.) – 3231,6/30984,0 тыс. т; КИН – 0,172 д.ед. Вариант 2 Вариант предусматривает бурение скважин, оптимизацию и совершенствование системы разработки и системы ППД посредством закачки воды в масштабе всей залежи. Бурение 66 добывающих скважин (на территории КС (ЮЗ) – 55 ед., на территории СБ (I) – 11 ед.). Все скважины вертикальные (или наклонно-направленные с учётом текущей системы обустройства месторождения). На территории КС (ЮЗ) фонд добывающих скважин, участвовавших в разработке, составит 173 ед., на территории СБ (I) – 44 ед. Режим работы залежи – поддержание пластового давления. Площадное заводнение на I и II объекте по 9-ти точечному принципу, посредством закачки воды во все нагнетательные скважины. Предусматривается отдельная сетка скважин для I и II объектов разработки. Допускается совместная эксплуатация двух объектов, так как залежи горизонтов Ю-I и K1ne A1 имеют близкие геолого-физические характеристики, при наличии специального оборудования, позволяющего осуществлять контроль за разработкой каждого из объектов в отдельности, а также по экономической целесообразности эксплуатации одной скважины на один объект относительно минимально-рентабельного дебита. Общий фонд скважин, участвующих в разработке, 246 ед., в том числе по КС (ЮЗ) - 192 скв, по СБ (I) - 54 скв. Накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2077 г.) – 3967,6/41918,2 тыс. т; КИН – 0,212 д.ед. Вариант 3 - Рекомендуемый Комбинированный вариант, базируется на основных положениях варианта 2 (общий фонд, количество к бурению, плотность сетки, перевод скважин под нагнетание, перевод скважин с объекта на объект, идентичные), отличие заключается в закачиваемом агенте, а именно: Режим работы залежи – поддержание пластового давления. В дополнение к полномасштабной закачке воды предусмотрена закачка полимера с 2030 г. по результатам ОПИ, в отдельно подобранные нагнетательные скважины для применения данной технологии. Накопленная добыча нефти/жидкости за рентабельный период разработки (2078 г.) – 4890,9/36818,3 тыс. т; КИН – 0,261 д.ед.

Срок начала реализации намечаемой деятельности – 2024 год. Срок завершения – 2078 год (рентабельный период).

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Блок I м. Северные Бузачи. Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по рекомендуемому 3 варианту разработки составят 24,452234 тонн/год или 1,241886 г/с, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 0,688972 т/год (0,021846 г/с); азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 0,111958 т/год (0,003549 г/с); углерод (3 кл.оп.) – 0,076250 т/год (0,002418 г/с); серы диоксид (3 кл.оп.) – 0,080755 т/год (0,002560 г/с); углерод оксид (4 кл.оп.) – 1,406824 т/год (0,044611 г/с); смесь углеводородов предельных C1-C5 – 17,354449 т/год (0,529556 г/с); смесь углеводородов предельных C6-C10 – 3,724262 т/год (0,605704 г/с); бензол (2 кл.оп.) – 0,048369 т/год (0,001356 г/с); диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,015201 т/год (0,000426 г/с); метилбензол (3 кл.оп.) – 0,030405 т/год (0,000852 г/с); метанол (3 кл.оп.) – 0,251403 т/год (0,007971 г/с). Юго-Западный участок м. Каражанбас Северный. Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по рекомендуемому 3 варианту разработки составят 86,794209 тонн/год или 4,318273 г/с, из них: азота (IV) диоксид (2 кл.оп.) – 0,169012 т/год (0,006261 г/с); азот (II) оксид (3 кл.оп.) – 0,027464 т/год (0,001017 г/с); углерод (3 кл.оп.) – 0,072432 т/год (0,003048 г/с); углерод оксид (4 кл.оп.) – 0,941471 т/год (0,037371 г/с); смесь углеводородов предельных C1-C5 – 62,049684 т/год (3,096400 г/с); смесь углеводородов предельных C6-C10 – 22,668176 т/год



(1,135940 г/с); бензол (2 кл.оп.) – 0,236811 т/год (0,012960 г/с); диметилбензол (3 кл.оп.) – 0,077444 т/год (0,004168 г/с); метилбензол (3 кл.оп.) – 0,148853 т/год (0,008145 г/с); метанол (3 кл.оп.) – 0,167602 т/год (0,005314 г/с).

Водопотребление: Источниками водоснабжения на месторождении Северные Бузачи являются:

- питьевая бутилированная вода заводского производства, поставляемая на договорной основе с производителем;
- пресная техническая вода, поступающая по магистральному трубопроводу «Астрахань-Мангышлак» по договору с ТОО «Магистральный водовод»;
- подземные воды альбского водоносного комплекса;

Источниками водоснабжения на месторождении Северный Каражанбас являются: вода, питьевого и технического качества, поставляемая на договорной основе; в качестве резерва, дополнительным источником снабжения питьевой водой является бутилированная питьевая вода.

Водоотведение: Сброса сточных вод в природные водоёмы и водотоки не предусматривается. Реализация хозяйственной деятельности по добыче, сбору и подготовке нефти на месторождении Северные Бузачи сопровождается образованием, накоплением, отведением и утилизацией:

- хозяйственно-бытовых сточных вод;
- воды после гидроиспытания трубопроводов;
- воды после гидроиспытания НКТ;
- пластовых вод;
- вод, используемых на технологию подготовки нефти;
- ливневых вод;
- производственных сточных вод от здания автомойки.

Деятельность АО «Phystech II» относится к отраслям производства, характеризующимся образованием производственных и хозяйственно-бытовых сточных вод. В процессе проведения работ образуются производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды. Для отведения сточных вод запроектированы следующие системы канализации: хозяйственно-бытовая канализация; производственно-дождевая канализация. Хозяйственно-бытовая система канализации. Все хозяйственно-бытовые сточные воды, которые образуются в вахтовом поселке от санитарных приборов жилых и административных зданий, от столовой, поступают в канализационную насосную станцию хоз-бытовых сточных вод, в которой стоки проходят через навесную съемную корзину, очищаясь от крупных загрязнений и автоматически, подаются на комплексную установку очистки сточных вод. Производственная система канализации. Производственные и дождевые стоки, случайные проливы бензина на территории площадок производственных помещений отводятся системой производственной самотечной канализации через бетонные трапы и колодец с гидрозатвором, далее самотеком поступают в канализационную насосную станцию производственных сточных вод, которые самотеком поступают в дренажную емкость, которые далее вывозятся специализированными организациями по договору. Все производственные сточные воды, в которых содержится техническая вода, вывозятся на договорной основе специализированным предприятием.

Объемы водопотребления на месторождении Северные Бузачи составят – 67,562 м³/сут. из них: на производственные нужды – 67,368 м³/сут., на хозяйственно-бытовые нужды – 0,114 м³/сут., безвозвратное потребление – 0,08 м³/сут. Ориентировочные объемы водопотребления при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом составят - 210,1709 м³, из них: для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд – 41,13 м³, для технических нужд – 169,0409 м³. Объемы водопотребления на месторождении Каражанбас Северный составят – 0,02875 м³/сут., из них: на производственные нужды – 0,021125, на хозяйственно-бытовые нужды



– 0,007225 м³/сут., питьевого качества – 0,0004 м³/сут. Ориентировочные объемы водопотребления при строительстве 1 проектной скважины приняты по аналогии с ранее разработанным и согласованным проектом составят: 148,19 м³, из них: для питьевых и хозяйственно-бытовых нужд – 45,54 м³, для технических нужд – 102,65 м³.

Месторождение Северные Бузачи является месторождением с развитой инфраструктурой. Объем лимитов накопления отходов составляет – 24412,03349 т/год, в т.ч. отходов производства – 24352,10974 т/год, отходов потребления – 59,92375 т/год. В рамках намечаемой деятельности рассматривается разработка Блока I месторождения Северные Бузачи. Набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание новых технологических объектов будет осуществлять существующий, на месторождении Северные Бузачи, персонал. В рамках намечаемой деятельности предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки. Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины - составляет - 123,94468 тонн. Месторождение Каражанбас Северный также является месторождением с развитой инфраструктурой. Объем лимитов накопления отходов составляет – 4583,609 т/год, в т.ч. отходов производства – 4537,809 т/год, отходов потребления – 45,8 т/год. В рамках намечаемой деятельности рассматривается разработка Юго-Западного участка месторождения Каражанбас Северный. Набор дополнительного персонала не требуется. Обслуживание новых технологических объектов будет осуществлять существующий, на месторождении персонал. Предполагается строительство скважин по всем рассматриваемым вариантам разработки. Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины - составляет – 102,6941 тонн.

В рамках намечаемой деятельности вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Обеспечение минеральными и сырьевыми ресурсами:

- технологическое и энергетическое топливо – попутно-нефтяной газ;
- электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы;
- тепло – котельные установки;
- вода – привозная по договору.

Обслуживание технологических объектов будут осуществлять существующий на месторождении Северный Бузачи и месторождении Каражанбас Северный персонал компании.

Значимость воздействия, являющаяся результирующим показателем оцениваемого воздействия на конкретный компонент природной среды, оценивается по следующим параметрам: пространственный масштаб, временной масштаб, интенсивность. Методика основана на балльной системе оценок. Интегральное воздействие (среднее значение) при реализации проектных решений составляет 19,8 баллов, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышает цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. Реализация проектных решений при соблюдении норм технической и экологической безопасности, проведении технологических и природоохранных мероприятий не приведет к значительным изменениям в компонентах окружающей среды. Возможные изменения в окружающей среде при безаварийной работе не окажут необратимого и критического воздействия на состояние экосистемы рассматриваемого района работ и социально экономические аспекты, включая здоровье населения. Ожидаются положительные изменения в большинстве сторон жизни населения, прежде всего в экономической сфере.

Предлагаемые меры по предупреждению, исключению и снижению возможных форм неблагоприятного воздействия на окружающую среду, а также по устранению его последствий:



Атмосферный воздух: использование современного нефтяного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, осуществление постоянного контроля герметичности оборудования, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, систематический контроль за состоянием горелочных устройств печей, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования, соблюдение требований охраны труда и техники безопасности; проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: обеспечение антикоррозийной защиты металлоконструкций; контроль над размещением взрывопожароопасных веществ и их складированием, недопущение слива различных стоков; необходимо предотвращать возможные утечки, предотвращать использование неисправной запорно-регулирующей аппаратуры, механизмов и агрегатов, регулярный профилактический осмотр состояния систем водоснабжения и водоотведения.

Недра: работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта; конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, а также изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифообразования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

Почвенный и растительный покров: использование только необходимых дорог, в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; восстановление земель; сбор и вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

Животный мир: сохранение и восстановление биоресурсов; не допускать движение транспорта по бездорожью; запретить несанкционированную охоту; запрещение кормления диких животных; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на объекты; изоляция источников шума; проведение мониторинга животного мира.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки Блока I месторождения Северные Бузачи и Юго-Западного участка месторождения Каражанбас Северный по состоянию на 01.01.2024 г.», согласно 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».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

