

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ  
ЭКОЛОГИЯ 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  
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

ТОО «Бузачи Нефть»

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

На рассмотрение представлено: Заявление о намечаемой деятельности «Проект разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г.».

Материалы поступили на рассмотрение: 31.10.2024г. Вх. KZ65RYS00845817

### Общие сведения

Административно месторождение Каратурун Восточный входит в Мангистауский район Мангистауской области РК и расположено в северо-западной части полуострова Бузачи в 277 км к северу от г. Актау. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Шебир (35 км) и Каламкас (30 км), связанные с г. Актау асфальтированной дорогой. В морском порту города Актау находится нефтеналивной причал, к которому подведен магистральный нефтепровод Каламкас-Актау, куда поступает нефть месторождений полуострова Бузачи. Магистральный нефтепровод Узень-Атырау-Самара расположен в 180 км от месторождения. К западу и юго-западу от месторождения Каратурун Восточный находятся крупные разрабатываемые месторождения Каламкас (30 км), Северные Бузачи (50 км), Каражанбас (60 км). Сообщение между месторождениями и населенными пунктами осуществляется автотранспортом. Ближайшая железнодорожная станция Шетпе находится на расстоянии 197 км. Внешнее электроснабжение промысла осуществляется от ДЭС мощностью 100 кВт. В пределах горного отвода и его окрестностях отсутствуют здания и сооружения, сельскохозяйственные и лесные угодья.

Разработку нефтяного месторождения Каратурун Восточный осуществляет ТОО «Бузачи Нефть». Право на проведение работ по добыче углеводородного сырья предоставлено ТОО «Бузачи Нефть» в соответствии с контрактом на недропользование за №792 от 02.11.01. и Дополнением №1 к нему за № 1292 и Дополнением №2 к нему за № 1666. Геологический отвод предоставлен товариществу с ограниченной ответственностью «Бузачи Нефть» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Каратурун Восточный в пределах блоков К-ХП-10а (частично) в акватории Каспийского моря, в пределах блока XXXI-12-Е (частично), F (частично) на суше, XXXII-12-B (частично), С (частично) на основании решения Экспертной комиссии по вопросам недропользования Министерства энергетики Республики Казахстан (протокол №5/4 МЭ РК от 12 июня 2020 года и письмо № 04-11/21621 от 26.10.2020 г.).

Координаты угловых точек границ горного отвода месторождения Каратурун Восточный:

1. СШ 45°21'54", ВД 52°19'41";
2. СШ 45°22'02", ВД 52°20'54";
3. СШ 45°21'47", ВД 52°21'44";
4. СШ 45°21'28", ВД 52°21'40";
5. СШ 45°21'16", ВД 52°21'00";
6. СШ 45°21'26", ВД 52°19'45".



Площадь горного отвода месторождения Каратурун Восточный – 2,81 кв.км, глубина разработки – до подошвы юрских отложений.

### Краткое описание намечаемой деятельности

Расчеты технологических показателей были выполнены в целом по I объекту. Ниже приводятся описание по вариантам. **Вариант 1 (базовый)** – с поддержанием пластового давления (ППД), с вводом в эксплуатацию 6 оценочных скважин. Предусмотрено бурение 6 добывающих скважин. Общий фонд эксплуатационных скважин – 32, в т.ч. 30 добывающие и 2 – водонагнетательные. **Вариант 2** – с поддержанием пластового давления (ППД), с вводом в эксплуатацию 6 оценочных скважин. Предусмотрено бурение 16 добывающих скважин. Общий фонд эксплуатационных скважин – 42, в т.ч. 40 добывающие и 2 – водонагнетательные. **Вариант 3** – аналогичен варианту 2 с дополнительным бурением 6 нагнетательных скважин. Общий фонд эксплуатационных скважин – 48, в т.ч. 40 добывающие и 6 – водонагнетательные.

Предполагаемая максимальная годовая мощность по нефти – 71,9 тыс.т, по нефтяному газу – 1,3 млн. м<sup>3</sup>. Нефтегазовая смесь от скважин поступает на АГЗУ-1,2,3 марки «Спутник», где происходит ее замер, и далее по общему коллектору направляется на групповую установку ГУ-2 КВ, где происходит сбор продукции всех скважин, дегазация и подогрев нефти, утилизация газа и дальнейшая транспортировка частично обезвоженной нефтяной эмульсии для дальнейшей комплексной подготовки нефти до товарного качества на объектах месторождения Каратурун Морской (УПСВ, УПН, ПСН). Объекты УПСВ, УПН и ПСН являются общими для ТОО «Бузачи Нефть». Поступающая на ГУ-2 КВ нефтегазовая смесь объединяется с потоком частично дегазированной нефтяной эмульсии, поступающей от ГУ-3 месторождения Каратурун Северо-Восточный, и далее общим потоком направляется в промежуточные подогреватели нефти поз. П-1/А, Б, В типа ПП-0,63 (2 ед.) и типа ПНЭ-2,7 (1 ед.). После нагрева в печах, поток нефтегазовой смеси поступает в трехфазный сепаратор поз. С-1 объемом 150 м<sup>3</sup>, где происходит разделение на фазы «нефть-вода-газ». Отделившаяся в сепараторе С-1 пластовая вода насосами поз. Н-2/А, Б транспортируется на УПВ, где после подготовки закачивается в систему ППД или утилизируется. Частично обезвоженная нефть через жидкостной счетчик типа НОРД-М-100-6,4 насосами поз. Н-1/А,Б транспортируется на объекты УПСВ и УПН месторождения Каратурун Морской для дальнейшей подготовки до товарного качества и сдачи через объект ПСН в систему магистральных нефтепроводов АО «КазТрансОйл». Характеристика продукции. Горизонт Ю-I+Ю-II. Плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9417 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1184,00 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 134,10 мм<sup>2</sup>/с. Содержание общей серы колеблется в диапазоне 1,22-1,91 % масс и в среднем составляет 1,58 % масс. Массовое содержание в нефти смол силикагелях составляет 15,00 %, асфальтенов – 4,20 %. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу малопарафинистых, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в среднем по горизонту составляет 1,3 0% масс. Содержание золы в нефти составляет 0,17 % масс, кокса – 6,49 % масс. Газ «сухой», содержание метана в газе составляет 93,07 % моль, этана – 1,72 % моль, пропана – 0,23 % моль, бутанов – 0,34 % моль, компонентов группы C<sub>5</sub>+ – 0,50 % моль. Содержание не углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,20 % моль, азота – 3,95 % моль. Горизонт Ю-IV. Средняя по горизонту плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9380 г/см<sup>3</sup>, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1177,00 мм<sup>2</sup>/с, при 50 °С – 129,20 мм<sup>2</sup>/с. Содержание общей серы составляет 1,78 % масс., асфальто-смолистых веществ (АСВ) – 19,40 % масс. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу парафинистой, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти составляет 2,20 % масс. Содержание золы в нефти составляет 0,31 % масс. Газ данного горизонта не изучался. Горизонт Ю-V. Плотность нефти при стандартных условиях составляет 0,9443 г/см<sup>3</sup>. Газ «сухой», содержание метана в газе составляет 94,20 % моль, этана – 0,23 % моль, пропана – 0,19 % моль, бутанов – 0,14 % моль, компонентов группы C<sub>5</sub>+ – 0,06 % моль. Содержание не углеводородных компонентов: углекислого газа – 0,06 % моль, азота – 5,12 % моль.



Проектный (расчетный) период разработки месторождения Каратурун Восточный по вариантам: **1 вариант разработки** – 2024-2039 гг. **2 вариант разработки (рекомендуемый)** – 2024-2036 гг. **3 вариант разработки** – 2024-2035 гг. Сроки пост утилизации – после окончания разработки месторождения, в рамках Проекта ликвидации.

### Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Предполагаемые расчетные объемы выбросов ЗВ в атмосферу по **2 варианту разработки (рекомендуемый) составят: в 2025 году – 23,15287 т/год (0,804178 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 1,79654 т/год (0,09862 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,29192 т/год (0,01604 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,00179 т/год (0,000098 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00552 т/год (0,000135 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,36278 т/год (0,0771 г/с), метан – 1,00312 т/год (0,0546 г/с), смесь углеводородов предельных С1-С5 – 13,55331 т/год (0,40429 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 – 5,01073 т/год (0,14944 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,06547 т/год (0,00198 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,03069 т/год (0,00089 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,031 т/год (0,000985 г/с); **в 2026 году – 24,03704 т/год (0,833086 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 1,79654 т/год (0,09862 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,29192 т/год (0,01604 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,00179 т/год (0,000098 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00545 т/год (0,000134 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,36278 т/год (0,0771 г/с), метан – 1,00312 т/год (0,0546 г/с), смесь углеводородов предельных С1-С5 – 14,19457 т/год (0,42525 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 – 5,24768 т/год (0,1572 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,06857 т/год (0,00208 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,03153 т/год (0,00092 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,03309 т/год (0,001044 г/с); **в 2027 году – 24,45569 т/год (0,850561 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 1,79654 т/год (0,09862 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,29192 т/год (0,01604 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,00179 т/год (0,000098 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,0051 т/год (0,000129 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,36278 т/год (0,0771 г/с), метан – 1,00312 т/год (0,0546 г/с), смесь углеводородов предельных С1-С5 – 14,49855 т/год (0,43795 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 – 5,35989 т/год (0,16187 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,07002 т/год (0,00213 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,03133 т/год (0,00091 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,03465 т/год (0,001114 г/с); **в 2028 году – 23,1516 т/год (0,820928 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 1,79654 т/год (0,09862 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,29192 т/год (0,01604 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,00179 т/год (0,000098 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00411 т/год (0,000104 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,36278 т/год (0,0771 г/с), метан – 1,00312 т/год (0,0546 г/с), смесь углеводородов предельных С1-С5 – 13,55381 т/год (0,41647 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 – 5,0104 т/год (0,15394 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,06545 т/год (0,00202 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,02811 т/год (0,00085 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,03357 т/год (0,001086 г/с); **в 2029 году – 21,43134 т/год (0,778691 г/с)**, из них: азота диоксид (2 кл.оп) – 1,79654 т/год (0,09862 г/с), азота оксид (3 кл.оп) – 0,29192 т/год (0,01604 г/с), сера диоксид (3 кл.оп) – 0,00179 т/год (0,000098 г/с), сероводород (2 кл.оп) – 0,00309 т/год (0,000077 г/с), углерод оксид (4 кл.оп) – 1,36278 т/год (0,0771 г/с), метан – 1,00312 т/год (0,0546 г/с), смесь углеводородов предельных С1-С5 – 12,3073 т/год (0,38586 г/с), смесь углеводородов предельных С6-С10 – 4,54936 т/год (0,14263 г/с), бензол (2 кл.оп) – 0,05944 т/год (0,00189 г/с), диметилбензол (3 кл.оп) – 0,02431 т/год (0,00074 г/с), метилбензол (3 кл.оп) – 0,03169 т/год (0,001036 г/с). Ориентировочное количество выбросов загрязняющих веществ при строительстве 1 проектной скважины составит: буровая установка МБУ-125 (Р-80) – 9,568183854 г/с, 4,59178299 т/год; буровая установка JZ-30С – 12,42540662 г/с, 9,356186676 т/год.

Собственных водозаборов из поверхностных и подземных водоисточников ТОО «Бузачи Нефть» не имеет. Для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная вода. Для обеспечения хозяйственно-питьевых нужд на месторождении Каратурун Восточный используется привозная питьевая вода на договорной основе с АО «Мангистаумунайгаз» (Кияктинский водозабор). Хранение воды осуществляется в специальной емкости объемом 30 м<sup>3</sup>, оборудованной в соответствии с санитарно-эпидемиологическими требованиями и нормами. Для обеспечения производственных нужд на месторождении Каратурун Восточный используется привозная вода от магистрального водовода «Сай-Утес-Бузачи»



265 км (вожская вода). На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды. Обслуживание работ по строительству скважин на месторождении предусматривается приезжающей бригадой подрядчика. При бурении скважины на производственные нужды так же используется вода для бурения, для охлаждения дизелей (оборотная вода), для промывки буровой площадки и оборудования, вода будет доставляться по договору.

Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды соответствует ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая». Надлежащее качество питьевой воды обеспечивает поставщик продукции согласно договору.

Расчетное водопотребление составит: 21,2058 м<sup>3</sup>/сут, 7740,117 м<sup>3</sup>/год. Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при строительстве 1 проектной скважины составят: 817,9481 м<sup>3</sup>, из них: на хозяйственно-бытовые нужды – 98,6748 м<sup>3</sup>, на технические нужды – 719,2733 м<sup>3</sup>.

Основными видами отходов на месторождении Каратурун Восточный являются: 1. Металлолом - образуется при монтаже и демонтаже технологического оборудования, при ремонте автотранспорта, при инструментальной обработке металлов. Количество металлолома ориентировочно составит 10,0 т/год. 2. Промасленная ветошь - образуется в процессе протирки деталей и механизмов спецтехники, автотранспорта и технологического оборудования. Количество промасленной ветоши ориентировочно составит 0,9525 т/год. 3. Огарки сварочных электродов – образуются в процессе сварочных работ. Количество огарков сварочных электродов ориентировочно составит 0,015 т/год. 4. Строительные отходы - образуются при строительстве новых объектов и обустройстве действующих объектов. Количество строительных отходов ориентировочно составит 20,0 т/год. 5. Отработанные люминесцентные лампы - образуются вследствие истощения ресурса времени работы. Количество отработанных люминесцентных ламп составит 0,0205 т/год. 6. Нефтезагрязненная пленка – образуются в процессе проведения работ по КРС. Количество образования отходов составит 1,0 т/год. 7. Замазученный грунт - образуется вследствие проливов горюче-смазочных материалов при работе автотранспорта. Ориентировочное количество отходов – 40,0 т/год. 8. Цементные отходы – образуются при проведении КРС. Ориентировочно ожидается образование отходов 10,0 т/год. 9. Смешанные коммунальные отходы (ТБО) - образуются в процессе жизнедеятельности персонала предприятия. Количество ТБО ориентировочно составит 17,49 т/год. 10. Поддающиеся биологическому разложению отходы кухонь и столовых (пищевые отходы) - образуются в столовой при приготовлении различных блюд и при их приеме. Количество пищевых отходов ориентировочно составит 8,6724 т/год. **Ориентировочное количество образования отходов при строительстве 1 проектной скважины составит 248,9866 тонн, из них: отходы бурения – 245,8275 т, отработанные масла – 1,8312 т, металлолом – 0,389 т, огарки сварочных электродов – 0,0027 т, промасленная ветошь – 0,0635 т, коммунальные отходы (ТБО) – 0,3407 т.**

На территории месторождения Каратурун Восточный практически повсеместно преобладает сарсазановая растительность, за исключением сора, поверхность которого оголена и наблюдаются только редкие поселения сарсазана и поташника. Кроме сарсазана шишковатого встречаются сведы – заострённая, высокая, солянки – натронная, Паульсена, облиственная, жесткая, лебеда татарская, полынь одно пестичная, керме полукустарниковый и т.д., в весенне-раннелетний период характерно участие эфемеров и эфемероидов: клоповника пронзённолистного, крестовника Ноевского, мортука восточного, тюльпана двуцветкового, бурачка пустынного и др. В рамках настоящего проекта вырубка и перенос зеленых насаждений не предполагаются.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Технологическое и энергетическое топливо – дизельное топливо, газ на собственные нужды. Электроэнергия – ЛЭП, дизельные генераторы. Тепло – котельные установки.

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 разработки месторождения Каратурун Восточный составляет 20,2 балла, что соответствует среднему уровню воздействия на компоненты окружающей среды. Изменения в окружающей среде превышают цепь естественных изменений, среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет. 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.

**Атмосферный воздух:** использование современного оборудования с минимальными выбросами в атмосферу, строгое соблюдение всех технологических параметров, усиление мер контроля работы основного технологического оборудования и проведение технологического ремонта, проверка готовности систем извещения об аварийной ситуации, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

**Водные ресурсы:** предотвращение утечек сточных вод с поверхности земли, проведение мероприятий по защите подземных вод; систематический контроль за уровнем загрязнения подземных вод и прогноз его изменения, гидроизоляция объектов с обустройством противодиффузионных экранов, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием водных ресурсов.

**Недра:** конструкции скважин в части надежности, технологичности и безопасности должны обеспечивать условия охраны недр и окружающей природной среды, обеспечение комплекса мер по предотвращению выбросов, открытого фонтанирования, грифон образования, обвалов стенок скважин, поглощения промывочной жидкости и других осложнений.

**Почвенный и растительный покров:** упорядочить использование только необходимых дорог, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключая попадание их на рельеф; восстановление земель; сбор и своевременный вывоз отходов, проведение экологического мониторинга за состоянием почвенного и растительного покрова.

**Животный мир:** разработка маршрутов техники, не пересекающих миграционные пути животных; запретить несанкционированную охоту, разорение птичьих гнезд и т.д.; строгое запрещение кормления диких животных персоналом; соблюдение норм шумового воздействия; создание ограждений для предотвращения попадания животных на производственные объекты.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Каратурун Восточный по состоянию на 01.01.2024 г», относится согласно пп.1.3 п.1 раздела 1 Приложение 2 к Экологическому кодексу Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК относится 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 протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».



И.о. руководителя

Жумашев Ержан Молдабаевич

