

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



Номер: KZ11VWF00596898
Дата: 29.06.2026
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 Ақтау, промзона 3, здание 10,
телефон: 8/7292/ 30-12-89
факс: 8/7292/ 30-12-90

ТОО «TENGE Oil & Gas»

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

На рассмотрение представлено: «Проект разработки месторождения Тенге».

Материалы поступили на рассмотрение: 04.06.2026 г. Вх. KZ84RYS01762804

Общие сведения

Территориально месторождение Тенге расположено на полуострове Мангышлак, в южной пустынной части, известной под названием Южно-Мангышлакского прогиба, в 10 км к югу от месторождения Узень. В административно-территориальном отношении месторождение Тенге входит в состав Каракиянского района Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются город Жанаозен, который находится в 5 километрах от месторождения Тенге, поселок Жетыбай в 80 километрах, поселок Курык - 133 км, до города Ақтау - 153 км. Недропользователем месторождения является ТОО «TENGE OIL GAS». Правительством РК от 05.09.1995г. СП «Тенге» выдана Лицензия на право пользования недрами (Серия МГ №258) на месторождении Тенге в Мангистауской области. В соответствии с Дополнением № 13 от 05.02.2016г. к Контракту № 30 от 05.09.1995г. право на Недропользование передано от СП «Тенге» к ТОО «TENGE OIL & GAS». Срок действия контракта продлен до 5 сентября 2036 года включительно. Другие места не рассматривались.

Срок действия контракта продлен до 5 сентября 2036 года включительно. Координаты угловых точек. 43° 17' 52" с.ш. 52° 39' 20" в.д. 2.430 19' 39" с.ш. 52° 39' 26" в.д. 3. 43° 20' 00" с.ш. 52° 40' 01" в.д. 4. 43° 19' 56" с.ш. 52° 51' 27" в.д. 43° 17' 52" с.ш. 52° 57' 50" в.д. 43° 15' 54" с.ш. 52° 57' 50" в.д. 43° 15' 20" с.ш. 52° 56' 52" в.д. 43° 15' 20" с.ш. 52° 52' 39" в.д..

Краткое описание намечаемой деятельности

В рамках разработки месторождения предлагается 3 варианты разработки. Рекомендуемым является вариант №3. Ниже представлено описание вариантов в целом: Вариант I – предусматривает разработку месторождения с сохранением текущего состояния разработки, с эксплуатацией 59 добывающих скважин. ППД на месторождении в рамках данного варианта не предусматривается. Бурение новых скважин в рамках данного варианта не предусматривается. Основная концепция базового варианта заключается в эффективном использовании существующего фонда без дополнительного бурения. Вариант II - предусматривает сохранение концепции рекомендуемого варианта действующего проектного документа (ДПР-2023г.). В целом, по данному варианту



предусматривается ввод из бурения 77 новых добывающих скважин, перевод добывающих скважин между объектами 4 скважин. Для развертывания системы ППД предусматривается перевод под нагнетание 40 скважин, перевод нагнетательных скважин между объектами 17 скважин. Разработка месторождения предусматривается с применением системы ППД. Добывающий фонд скважин составит 120 ед, нагнетательный – 40 ед. Вариант III - (рекомендуемый) предусматривает бурение проектных скважин в общем количестве 186 ед. в период 2026-2042гг. (85 ед. вертикальные нефте-добывающие, 90 ед. горизонтальные нефте-добывающие, 6 газо-добывающих скважин и 5 оценочных скважин). Перевод добывающих скважин между объектами составляет 10 ед. Для развертывания системы ППД предусматривается перевод 56 скважин. Добывающий фонд скважин составит 180 ед., нагнетательный – 56 ед. Обоснование выбора варианта: рекомендуемый Вариант III предусматривает комплексное освоение месторождения за счет бурения новых вертикальных и горизонтальных скважин, внедрения системы поддержания пластового давления и вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов. Реализация данного варианта обеспечивает наиболее полное и рациональное извлечение углеводородов, поддержание стабильного уровня добычи и повышение конечного коэффициента извлечения нефти. Применение горизонтальных скважин и системы ППД способствует повышению эффективности разработки залежей и улучшению технико-экономических показателей проекта. Несмотря на более высокий объем капитальных вложений, вариант обеспечивает максимальную отдачу от освоения ресурсной базы, формирует устойчивый денежный поток и повышает инвестиционную привлекательность месторождения на долгосрочную перспективу. Кроме того, данный подход соответствует принципам рационального недропользования и эффективного использования природных ресурсов.

3 рекомендуемым вариантом предусматривается бурение проектных скважин в общем количестве 186 ед. в период 2026-2042гг. (85 ед. вертикальные нефте-добывающие, 90 ед. горизонтальные нефте-добывающие, 6 газо-добывающих скважин и 5 оценочных скважин). Перевод добывающих скважин между объектами составляет 10 ед. Для развертывания системы ППД предусматривается перевод 56 скважин. Добывающий фонд скважин составит 180 ед., нагнетательный – 56 ед. Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин: - Направление Ø 530 мм устанавливается с целью предотвращения размыва устья скважины при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой. Цементируется до устья. - Кондуктор Ø 426 мм устанавливается для перекрытия неустойчивых отложений, изоляции водоносных горизонтов и монтажа противовыбросового оборудования (ПВО). Цементируется до устья. - Промежуточная колонна Ø 323,9 мм устанавливается для перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений, для предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под хвостовик и монтажа ПВО. Цементируется до устья. - Хвостовик (потайная колонна) Ø 244,5 мм устанавливается для перекрытия неустойчивых, поглощающих отложений, и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных нефтегазоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. Цементируется до подвески хвостовика. Потайная колонна является резервной и необходимость в ее спуске определяется в случае интенсивных поглощений, которые невозможно предотвратить (ликвидировать) другими способами. - Эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм х 2450 м. Устанавливается для разобщения пластов и эксплуатации продуктивных горизонтов. Цементируется до устья. При строительстве горизонтальных скважин бурение и спуск кондуктора производится аналогично вертикальным скважинам, глубина спуска промежуточной колонны – 1500-1600 м, глубина спуска хвостовика и эксплуатационной колонны корректируется для каждой из скважин с учетом перекрытия соответствующих отложений. Рекомендуемые данные для профиля горизонтальных скважин: - проектная глубина скважин по стволу - ± 2850 м; - длина горизонтального участка ствола - ± 500 м; - тип профиля – J или S-образный профиль, трех- или пятиинтервальный,



плоскоискривленный; - глубина начала набора кривизны – 1550-1650 м (ниже башмака промежуточной колонны не менее чем на 50м); - интенсивность набора кривизны – 3-6 град./30 м. В зависимости от местоположения горизонтальных скважин эксплуатационная колонна оснащается целевым фильтром в продуктивном интервале и цементируется выше до устья, или цементируется по всей длине. Рекомендуемая конструкция оценочных скважин. Забои вертикальных оценочных скважин - №Т1- 3100м, №2501- 2800м, №Т2 - 3000м, №Т3- 3100 метров, горизонтальной оценочной скважины №25Н-01- 3500 м.

В рамках рекомендуемого варианта проекта «Проект разработки месторождения Тенге». Рентабельный срок эксплуатации месторождения составляет 65 лет (2026-2091гг.). Ориентировочная продолжительность работ составит СМР- 15 суток, подготовительные работы к бурению - 2 суток, бурение крепление - 58 суток, испытание 10 суток. Итого 85 суток на 1 скважину. Работы планируется начать после получения всех необходимых разрешений. Постутилизация в рамках проекта не планируется.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

В рамках рекомендуемого варианта разработки предусматривается строительство проектных скважин в общем количестве 186 ед. в период 2026-2042гг. (85 ед. вертикальные нефте-добывающие, 90 ед. горизонтальные нефте-добывающие, 6 газо-добывающих скважин и 5 оценочных скважин). Проектная глубина вертикальный скважин составит 2450 м $\pm$ 250м, проектная глубина горизонтальных скважин по стволу - $\pm$ 2850 м;- длина горизонтального участка ствола - $\pm$ 500 м; Забои вертикальных оценочных скважин - №Т1- 3100м, №2501- 2800м, №Т2 -3000м, №Т3- 3100 метров, горизонтальной оценочной скважины №25Н-01- 3500 м. Строительство скважин по годам 2026г. 10ед.; 2027 г. 20 ед.; 2028 г. 13 ед.; 2029 г. 12 ед.; 2030 г. 14 ед.; 2031 г. 13 ед.; 2032 г. 13 ед.; 2033 г. 4 ед.; 2034 г.13 ед.;2035 г.14 ед.;2036 г.14 ед.;2037 г.8 ед.;2038 г.7 ед.;2039 г.7 ед.;2040 г.6 ед.;2041 г.5 ед.;2042 г.3 ед. Планируется Ниже представлены выбросы при строительстве 1 скважины. Т.к. на портале elicense.kz стоит ограничение символов для ввода, некоторые данные будут сокращены. **При смр и бурении 1 скважины:** Железо (II, III) оксиды (в пересчете на железо) (диЖелезо триоксид, Железа оксид) (274) 3 кл.оп. 0,001835 г/с 0,001573 т/год; Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид) (327) 2 кл.оп. ,0001937 г/с 0,000166 т/год; Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4) 2 кл.оп. 6,035357778 г/с 19,034192 т/год; Азот (II) оксид (Азота оксид) (6) 3 кл.оп. 0,980745639 г/с 3,0930562 т/год; Углерод (Сажа, Углерод черный) (583) 3 кл.оп. 0,404483334 г/с 1,303202 т/год; Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516) 3 кл.оп. 0,897019444 г/с 2,79068 т/год; Сероводород (Дигидросульфид) (518) 2 кл.оп. 0,0000182 г/с 0,0000125 т/год; Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584) 4 кл.оп. 4,941427778 г/с 15,765776 т/год; Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54) 1 кл.оп. 0,000009277 г/с 0,00003114 т/год; Формальдегид (Метаналь) (609) 2 кл.оп. 0,098904167 г/с 0,309218 т/год; Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10) 4 кл.оп. 2,389001445 г/с 7,582455 т/год; Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494) 3 кл.оп. 6,6398478 г/с 2,318913 т/год; **В С Е Г О : 22,388844 г/с 52,199275 т/год. Итого по годам: 2026 г. 223,88844 г/с 521,9928 т/г; 2027 г. 447,77688 г/с 1043,986 т/г; 2028 г. 291,05497 г/с 678,5906 т/г; 2029 г. 268,66613 г/с 626,3913 т/г; 2030 г. 313,44382 г/с 730,7899 т/г; 2031 г. 291,05497 г/с 678,5906 т/г; 2032 г. 291,05497 г/с 678,5906 т/г; 2033 г. 313,44382 г/с 730,7899 т/г; 2034 г. 291,05497 г/с 678,5906 т/г; 2035 г. 313,44382 г/с 730,7899 т/г;2036 г. 313,44382 г/с 730,7899 т/г;2037 г. 179,11075 г/с 417,5942 т/г;2038 г. 156,72191 г/с 365,3949 т/г;2039 г. 156,72191 г/с 365,3949 т/г;2040 г. 134,33306 г/с 313,1957 т/г;2041 г. 111,94422 г/с 260,9964 т/г;2042 г. 67,166532 г/с 156,5978 т/г. При испытании 1 скважины 9,1164822 г/с 74,5316206 т/г. Итого по годам: 2026 г.91,164822 г/с745,31621 т/г;2027 г.182,32964 г/с1490,6324 т/г;2028 г.118,51427 г/с968,91107 т/г;2029**



г.109,39779 г/с894,37945 м/г; 2030 г.127,63075 г/с1043,4427 м/г;2031 г.118,51427 г/с968,91107 м/г;2032 г.118,51427 г/с968,91107 м/г;2033 г.127,63075 г/с1043,4427 м/г;2034 г.118,51427 г/с968,91107 м/г;2035 г.127,63075 г/с1043,4427 м/г;2036 г.127,63075 г/с1043,4427 м/г;2037 г.72,931858 г/с596,25296 м/г;2038 г.63,815375 г/с521,72134 м/г;2039 г.63,815375 г/с521,72134 м/г;2040 г.54,698893 г/с447,18972 м/г;2041 г.45,582411 г/с372,6581 м/г;2042 г.27,349447 г/с223,59486 м/г. При эксплуатации согласно действующего проекта НДВ 1069,19729 т. В-ва, входящие в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей в соответствии с правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденными у.о. - отсутствуют.

Водоснабжение. Водоснабжение водой буровой бригады и персонала для питьевых и хозяйственных нужд будет осуществляться за счет привозной воды по договору с подрядной организацией. Специальное водопользование на период проведения работ не предусмотрено. Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министра здравоохранения РК №26 от 20.02.2023г. «Санитарно-эпидемиологические требования к водоисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов». Водопользование общее, качество воды питьевое и непитьевое. Предварительный расчет максимальных объемов водопотребления и водоотведения Питьевые нужды = 1800 м3. Технологические нужды = 7737,408 м3 Потребления воды на хоз. бытовые нужды = 8640 м3 Душевая 7200м3 Столовая 4320м3 Прачечная 5400. Вода будет использоваться на хозяйственно-бытовые, питьевые и производственно-технологические нужды. На хозяйственно-бытовые и питьевые нужды работающего персонала при проведении работ будет использоваться вода питьевого качества. На технологические нужды будет использоваться техническая вода. Поверхностного и подземного водозабора нет. Водопотребление и утилизация сточных вод осуществляется на основании договора со специализированной организацией.

От 1 скважины. При строительстве (бурение смр подгот раб) - Буровой шлам 010505* - 2041,171 т/год; Отработанный буровой раствор 010505* - 1783,635 т/год; Буровые сточные воды 010506* - 124,4923 т/год; Промасленная ветошь 150202* - 0,1724 т/год; Тара из-под химреагентов (металлические бочки, мешкотара, биг бег) 15 01 10* - 1,8 т/год; Промасленные фильтры 16 01 07* - 0,073 т/год; Отработанное масло по дизель-электростанциям 13 02 06* - 1,136 т/год; Тара из-под лакокрасочных материалов 08 01 11* - 0,114 т/год; Медицинские отходы 18 01 03* - 0,135 т/год; Макулатура бумажная и картонная 20 01 01 - 0,8 т/год; Ртутьсодержащие отходы 05 07 01* - 0,06 т/год; Тара загрязненная нефтепродуктами 16 07 08* - 0,575 т/год; Отработанных аккумуляторных батарей 200133* - 0,29 т/год; Отработанные батарейки 16 06 04 - 0,00125 т/год; Использованная спецодежда 150202 - 0,5 т/год; Смешанные коммунальные отходы(ТБО) 200301 - 9,54 т/год; Отработанные автошины 160103 - 6,583 т/год; Строительные отходы 17 01 07 - 10,0 т/год; Металлолом 170407 - 0,7584 т/год; Огарки сварочных электродов 120113 - 0,0015 т/год; **Всего –3981,838 м/г. Итого по годам:** 2026 г. - 39818,38 т.; 2027 г. - 79636,76 т.; 2028 г. - 51763,89 т.; 2029 г. - 47782,05 т.; 2030 г. - 55745,73 т.; 2031 г. - 51763,89 т.; 2032 г. - 51763,89 т.; 2033 г. - 55745,73 т.; 2034 г. - 51763,89 т.; 2035 г. - 55745,73 т.; 2036 г. - 55745,73 т.; 2037 г. - 31854,7 т.; 2038 г. - 27872,86 т.; 2039 г. - 27872,86 т.; 2040 г. - 23891,03 т.; 2041 г. - 19909,19 т.; 2042 г. - 11945,51 т. **При испытании 1 скважины-** Промасленная ветошь 15 02 02* - 0,127 т/г.; Коммунальные отходы (ТБО) 20 03 01 – 0,061644т/г. **Всего- 0,188644 м/г. Итого по годам:** 2026 г. - 1,88644 т.; 2027 г. - 3,77288 т.; 2028 г. - 2,452372 т.; 2029 г. - 2,263728 т.; 2030 г. - 2,641016 т.; 2031 г. - 2,452372 т.; 2032 г. - 2,452372 т.; 2033 г. - 2,641016 т.; 2034 г. - 2,452372 т.; 2035 г. - 2,641016 т.; 2036 г. - 2,641016 т.; 2037 г. - 1,509152 т.; 2038 г. - 1,320508 т.; 2039 г. - 1,320508 т.; 2040 г. - 1,131864 т.; 2041 г. - 0,94322 т.; 2042 г. - 0,565932 т. **При эксплуатации согласно действующего проекта ПУО**



2724,60984 т. Превышения пороговых значений, установленных правилами ведения регистра выбросов и переноса загрязнителей, не планируется.

В предполагаемом месте осуществления намечаемой деятельности отсутствует зеленые насаждения, планируемые к вырубке или переносу, особо охраняемые природные территории и лесозащитная санитарная зона отсутствует.

Предполагаемого места пользования животным миром и вида пользования нет необходимости; иных источников приобретения объектов животного мира, их частей, дериватов и продуктов жизнедеятельности животных нет необходимости;

Воздействие носит локальный характер. По длительности воздействия – временное. Уровень воздействия характеризуется как минимальный. Учитывая характер технического процесса, выбросы не будут постоянными, их объемы будут изменяться в соответствии с техническими операциями и сочетания используемого в каждый момент времени оборудования. Выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух при разработки несут кратковременный характер. После окончания работ воздействие прекратится, а показатель качества атмосферного воздуха не претерпит никаких изменений.

Для предупреждения, исключения и снижения возможных форм неблагоприятного воздействия на ОС предполагает выполнение мероприятий по защите окружающей среды: Выполнение мероприятий по предотвращению и снижению выбросов загрязняющих веществ от стационарных и передвижных источников; Организация рациональной системы водопотребления и водоотведения на период работ; Рекультивация деградированных территорий, нарушенных и загрязненных земель от хозяйственной и иной деятельности ; Озеленение территорий административно-территориальных единиц, увеличение площадей зеленых насаждений, посадок на территории предприятия; Содержание в исправном состоянии мусоросборных контейнеров и др мероприятия запланированные природопользователем. Необходимо соблюдение требований Экологического кодекса РК. Также должны быть осуществлены мероприятия при осуществлении намечаемой деятельности согласно приложению 4 Экологического кодекса РК.

Намечаемая деятельность: «Проект разработки месторождения Тенге», относится 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 протоколу, размещенного на портале «Единый экологический портал».



Руководитель департамента

Джусупкалиев Армат Жалгасбаевич

