



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

ТДО «КазСтройИнвест КЗ»

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

На рассмотрение представлено: «Групповой технический проект на строительство поисковых скважин СК 1PZ, СК 2PZ проектной глубиной 4500 м (± 250) на участке Каражанбас Северный».

Материалы поступили на рассмотрение: 06.03.2025г. Вх. KZ90RYS01033353

Общие сведения

Участок месторождения Каражанбас Северный по административному делению относится к территории Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан. В географическом отношении рассматриваемый участок находится в пределах северо-восточной прибрежной части Каспийского моря на северо-западной части полуострова Бузачи, в границах нефтяного месторождения Каражанбас Северный. Удаленность от берега Каспийского моря порядка 15-20 км. Месторождение/участок расположено в 15 км южнее месторождения Каламкас, непосредственно примыкает к разрабатываемому нефтяному месторождению Северные Бузачи, имеет продолжение в I блоке. Областной центр г. Ақтау удален от месторождения на юг на расстояние 260 км. Ближайшим крупным населенным пунктом является поселок Шетпе, где расположена железнодорожная станция, удаленная на 125 км от рассматриваемого месторождения. Через месторождение Северные Бузачи проходит высоковольтная линия электропередач ЛЭП-110, обеспечивающая его электроэнергией. Ближайшая автострада Ақтау-Каламкас проходит по северу и западу полуострова Бузачи в 3-8 км от рассматриваемого месторождения и рабочего поселка Северные Бузачи. Рядом с автострадой проложены нефтепровод Каламкас-Каражанбас-Атырау-Самара, газопровод Каламкас-Каражанбас, водопровод морской воды Каражанбас-Каламкас, водопровод волжской воды Волга-Каламкас и водопровод питьевой воды Киякты-Каражанбас-Каламкас.

Координаты угловых точек горного отвода участка Каражанбас Северный ТДО «КазСтройИнвест КЗ»:

1. СШ 45°13'17", ВД 51°35'09";
2. СШ 45°13'13", ВД 51°37'39";
3. СШ 45°13'00", ВД 51°38'44";
4. СШ 45°12'38", ВД 51°39'33";
5. СШ 45°11'57", ВД 51°40'00";
6. СШ 45°11'39", ВД 51°39'20";
7. СШ 45°11'07", ВД 51°39'59";
8. СШ 45°11'04", ВД 51°37'19";
9. СШ 45°11'39", ВД 51°35'35".
10. СШ 45°12'34", ВД 51°34'57".



Площадь участка недр Каражанбас Северный составляет – 20,63 (двадцать целых шестьдесят три сотых) кв. км. Глубина разведки – от минус 700 м до кровли кристаллического фундамента.

Краткое описание намечаемой деятельности

Производственные задачи данного проекта: - провести строительство 2 поисковых скважин на участке Северный Каражанбас с проектной глубиной 4500 метров, в соответствии с законодательством Республики Казахстан и согласованными стандартами по ОТ, ТБ ООС. - Получить все каротажные данные в соответствии с проектом. - провести полное испытание скважин. Бурение скважин планируется осуществлять сплошным забоем, безамбарным способом. Под строительство каждой скважины планируется отводить по 3,5 гектара территории, так как скважины будут находиться на лицензионной территории, отданной в пользование ТДО «КазСтройИнвест КЗ», дополнительного отвода земель не потребуется. Ожидаемая производительность (дебит) скважины составляет 20 м³/сут. Предусматривается испытание в скважине СК 1РЗ 7 объектов в эксплуатационной колонне, а в скважине СК 2РЗ 4 объектов в эксплуатационной колонне с отработкой на факельной установке. В газе отсутствует сероводород. Объем газа отработываемого на факельной установке при испытании скважины СК 1РЗ составит 1 890 000,0 м³, скважины СК 2РЗ составит 1 080 000,0 м³. Характеристика продукции: Дегазированная нефть месторождения характеризуется как очень тяжелая с плотностью от 0,9473 до 0,9492 г/см³. Вязкость нефти при 50 °С изменяется от 226,0 до 229,8 мм²/с, при 20°С от 2137,4 до 2415,0 мм²/с. Нефть высокосернистая, высокосмолистая, малопарафинистая Температура застывания нефти составляет минус 9-15 °С. При испытании с целью вывода скважины на эксплуатационный режим полученная нефть будет собираться в металлическую емкость с последующим вывозом (объем нефти, полученная при испытании скважины СК 1РЗ составит 12 600,0 м³, скважины СК 2РЗ составит 7 200,0 м³).

На территории участка Северный Каражанбас ТДО «КазСтройИнвест КЗ» планируется строительство 2-х скважин. Бурение скважин предполагается осуществлять с применением буровой установки ZJ-50, а испытание скважин проводить буровой установкой УПА-80. Цикл строительства скважины будет включать себя следующие буровые операции: Строительно-монтажные работы: обустройство площадки под буровое оборудование, создание фундамента и монтаж бурового оборудования на него, строительство привышечного сооружения и емкостей для отходов бурения. Подготовительные работы к бурению: стыковка и проверка технологических линий и оборудования. Бурение и крепление включает: спуск бурильных труб с породоразрушающим инструментом в скважину; наращивание бурильного инструмента по мере углубления скважины; промывка забоя скважины буровым раствором. Буровой раствор готовится в блоке приготовления. Промывка скважин производится по замкнутой циркуляционной системе. Безамбарный метод бурения и сбор отходов бурения в емкости с вывозом на места хранения или утилизации. Крепление стенок скважины при достижении глубины обсадными трубами, с цементированием пространства между стенкой скважины и спущенными трубами. Скважину укрепляют обсадными колоннами для предохранения от обрушения и образования каверн, для изоляции водоносных горизонтов, предотвращения НГВП и эксплуатации. Испытание скважины: подготовительные работы к испытанию; шаблонирование обсадной колонны; перфорация обсадной колонны; вызов притока в скважине, посредством снижения гидростатического давления. Вызов притока осуществляется сменой жидкости в скважине, снижением уровня и т.д. Освоение, очистка и проведение исследований. Подбор оптимальных режимов эксплуатации скважины. При испытании с целью вывода скважины на эксплуатационный режим полученная нефть будет собираться в емкость с последующим вывозом, а газ будет сжигаться на факеле. После проведения всего цикла испытания скважина считается освоенной и строительство скважины законченным.



Начало строительства скважин – 01.07.2025 г. Окончание строительства скважин – 31.12.2028 г. Продолжительность строительства скважины СК 1PZ – 914,7 суток, из них: подготовительные работы - 6 суток, строительство и монтаж буровой установки и секций - 14 суток, время бурения и крепления - 200 суток, испытание скважины – 694,7 суток. Продолжительность строительства скважины СК 2PZ – 618,3 суток, из них: подготовительные работы - 6 суток, строительство и монтаж буровой установки и секций - 14 суток, время бурения и крепления - 200 суток, испытание скважины – 398,3 суток.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Бурение: 2025г.-73,96289т/г(16,58836г/с), 2026г.-15,67437т/г(16,58836г/с), 2027г.-89,62128т/г(16,481592г/с), из них: железадиоксид (3кл.оп.)2025г.-0,00198т/г (0,00213г/с/), 2026г.-0,00198т/г(0,00213г/с), 2027г. 0,00198т/г(0,00213г/с); марганец(2кл.оп.) 2025г.-0,00017т/г(0,00018г/с), 2026г.0,00017т/г(0,00018г/с), 2027г.-0,00017т/г(0,00018г/с); азотадиоксид(2кл.оп.) 2025г.-26,53511т/г(6,06529г/с), 2026г.-5,62097т/г(6,06533г/с), 2027г.-32,15333т/г(6,06532г/с); азотоксид (3кл.оп.)2025г.-4,31191т/г(0,98557г/с), 2026г.-0,91337т/г(0,98557г/с), 2027г.-5,22488т/г(0,98557г/с); углерод(3кл.оп.) 2025г.-1,44758т/г(0,334г/с), 2026г.-0,30663т/г(0,334г/с), 2027г.-1,75407т/г(0,334г/с); серыдиоксид(3кл.оп.) 2025г.-7,00961т/г(1,41693г/с), 2026г.-1,48474т/г(1,41701г/с), 2027г.-8,49381т/г (1,41699г/с); сероводород(2кл.оп.) 2025г.-0,000625т/г(0,000209г/с), 2026г.-0,000038т/г (0,000209г/с), 2027г.-0,000218т/г(0,000209г/с); углеродоксид (4кл.оп.) 2025г.-23,79079т/г (5,26771г/с), 2026г.-5,04127т/г (5,26789г/с), 2027г.-28,82762т/г(5,26784г/с); фтористые соединения (2кл.оп.) 2025г.-0,00014т/г (0,00015г/с), 2026г.-0,00014т/г(0,00015г/с), 2027г.-0,00014т/г(0,00015г/с); фториды(2кл.оп.) 2025г.-0,00061т/г(0,00066г/с), 2026г.-0,00061т/г(0,00066г/с), 2027г.-0,00061т/г(0,00066г/с); углев.С1-С5–2025г.-1,19784т/г(0,08155г/с), 2026г.-0,25366т/г(0,08155г/с), 2027г.-1,4515т/г(0,08155г/с); бенз/а/пирен (1кл.оп.) 2025г.-0,000042т/г(0,00001г/с), 2026г.-0,00001т/г(0,00001г/с), 2027г.-0,00005т/г (0,0000097г/с); формальдегид(2кл.оп.) 2025г.-0,36932т/г(0,08945г/с), 2026г.-0,07823т/г (0,08945г/с), 2027г.-0,44751т/г(0,08945г/с); масломинер.-2025г.-0,00015т/г(0,00076г/с), 2026г.-0,00014т/г(0,00076г/с),2027г.-0,00015т/г(0,00076г/с); углев.С12-С19(4кл.оп) 2025г.-9,296425т/г(2,222303г/с),2026г.-1,971054т/г(2,222303г/с),2027г.-11,26425т/г (2,222303г/с); пыль(3кл.оп.)2025г.-0,00059т/г(0,00793г/с),2026г.-0,00136т/г(0,12116г/с), 2027г.-0,00099т/г(0,01447 г/с).

Испытание: 2026г.-64,356302т/г(5,941882г/с), 2027г. 98,1931551т/г(11,8842947г/с), 2028г.-49,16213т/г(29,03813г/с), из них: азотадиоксид(2кл.оп.) 2026г.-15,952605651т/г (1,83639953г/с), 2027г.-23,9132667т/г(3,67279906г/с), 2028г.-12,067886907т/г (5,289792944г/с); азотоксид(3кл.оп.) 2026г.-2,562288418т/г(0,298543674г/с), 2027г.-3,8858171т/г(0,59708735г/с), 2028г.-1,961009122т/г(0,859848853г/с); углерод(3кл.оп.) 2026г.-2,468338043т/г(0,178449608г/с), 2027г.-3,81567229т/г(0,35689922г/с), 2028г.-1,914739089т/г(1,70439412г/с); серыдиоксид(3кл.оп.) 2026г.-4,4186т/г(0,4556г/с), 2027г.-6,714т/г(0,9114г/с), 2028г.-3,3697т/г(0,9114г/с); сероводород(2кл.оп.) 2026г.-0,00029т/г (0,00002г/с), 2027г.-0,000372т/г (0,00004г/с), 2028г.-0,000015т/г(0,00004г/с); углерод оксид (4кл.оп.) 2026г.-31,74988043т/г (2,42179608г/с), 2027г.-48,9487228т/г (4,84379216г/с), 2028г.-24,55459089т/г(18,3187412г/с); метан2026г.-0,388959511т/г(0,015312402г/с), 2027г.-0,61386807т/г(0,0306248г/с), 2028г.-0,306934772т/г(0,36749853г/с); углев.С1-С5-2026г.-1,3832т/г (0,05955г/с), 2027г.-2,2059т/г(0,1191г/с), 2028г.-0,6473т/г(0,23345г/с);углев.С6-С10-2026г.-0,2761т/г(0,01175г/с), 2027г.-0,4359т/г(0,0235г/с), 2028г.-0,4653т/г (0,0235г/с); бензол(2кл.оп.)-2026г.-0,003607т/г(0,0001537г/с), 2027г.-0,005693т/г(0,0003074г/с), 2028г.-0,000487т/г(0,00019664г/с); диметилбензол (3кл.оп.)-2026г.-0,002268 т/г(0,0000963г/с), 2027г.-0,003578т/г(0,0001926г/с), 2028г.-0,000305т/г(0,0005399г/с); метилбензол(3кл.оп.)-2026г.-0,001134т/г(0,000048г/с), 2027г.-0,001964т/год(0,0001069г/с), 2028г.-0,000153т/г(0,0002704г/с); бензапирен(1кл.оп.)-2026г.-0,00002234т/г(0,0000026г/с, 2027г.-0,00003312т/г(0,0000052г/с),2028г.-0,00001662т/г(0,00000052г/с); формальдегид (2кл.оп.)-2026г.-0,2027т/г(0,0261г/с), 2027г.-0,30076т/г(0,0522г/с), 2028г.-0,1522т/г (0,0522г/с);



масломинер.-2026г.-0,00014т/г(0,00018г/с), 2027г.-0,00028т/г(0,00036г/с), 2028г.-0,00028т/г(0,00036г/с); углев.С12-С19(4кл.оп)2026г.-4,946143т/г(0,63785г/с), 2027г.-7,347228т/г(1,2757г/с), 2028г.-3,721109т/г(1,2757г/с); пыль(3кл.оп.) 2026г.-0,000026т/г(0,00003г/с), 2027г.-0,00010т/г(0,00018г/с), 2028г.-0,00010т/г(0,00019г/с).

На всех этапах строительства скважин предусматривается использовать привозную воду, как для технических, так и для питьевых и хоз-бытовых нужд персонала. Источники водоснабжения – привозная. Для станка ZJ-50 (процесс бурения) - хранение воды для технических нужд предполагается в 4-х ёмкостях объёмом 40 м3 каждая. Хранение воды для хозяйственно-бытовых нужд и котельной в 2-х ёмкостях с системой очистки объёмом 30 м3 каждая. Для станка УПА-80 (процесс испытания) - хранение воды для технических нужд предполагается в двух ёмкостях объёмом 45 м3 каждая. Хранение воды для хоз-бытовых нужд и котельной в ёмкости с системой очистки объёмом 25 м3.

Объем водопотребления составит:

- при бурении скважины СК1РZ – 5756,0 м3, из них 2365,3 м3 на хозяйственно-бытовые нужды, 3390,7 м3 – на производственные нужды.
- при бурении скважины СК2РZ – 4072,0 м3, из них 1602,6 м3 на хозяйственно-бытовые нужды, 2469,4 м3 – на производственные нужды.

Объем водоотведения составит:

- при бурении скважины СК1РZ: 1292,0 м3 – на утилизацию, 608,57 м3 – на повторное использование;
- при бурении скважины СК2РZ: 756,0 м3 – на утилизацию, 608,57 м3 – на повторное использование.

Основные виды отходов на период бурения скважин: 1. Буровые отходы (шлам), содержащие опасные вещества (опасные). Образуются в результате бурения скважины - 2025г.-642,64237 т/г, 2026г.-136,09044 т/г, 2027г.-778,73281 т/г. 2. Буровой раствор, содержащий опасные вещества (опасные). Образуются в результате бурения скважины - 2025г.-967,58655 т/г, 2026г.-204,90288 т/г, 2027г.-1172,48944 т/г. 3. Абсорбенты, фильтрованные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), такни для вытирания, защитная одежда, загрязненная опасными материалами (опасные). Образуются в результате обтирки оборудования – 2025г.-0,01341 т/г, 2026г.-0,00278 т/г, 2027г.-0,015921 т/г. 4. Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (опасные). Образуются в результате работы дизельных двигателей – 2025г.-1,06441 т/г, 2026г.-0,22629 т/г, 2027г.-1,2896 т/г. 5. Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (опасные). Образуются в результате использования химреагентов для обработки бурового раствора – 2025г.-4,1716 т/г, 2026г.-0,5099 т/г, 2027г.-4,696 т/г. 6. Черные металлы (неопасные). Образуются в результате крепления ствола скважины обсадными трубами – 2025г.-1,9711 т/г, 2026г.-0 т/г, 2027г.-1,9711 т/г. 7. Пластмассы (неопасные). Образуются в результате крепления ствола скважины обсадными трубами – 2025г.-1,2831 т/г, 2026г.-1,4724 т/г, 2027г.-2,7555 т/г. 8. Черные металлы (неопасные). Образуется в результате строительства колонны – 2025г.-0,41382 т/г, 2026г.-0,08763 т/г, 2027г.-0,50145 т/г. 9. Отходы сварки (неопасные). Образуется в результате сварочных работ – 2025г.-0,0028 т/г, 2026г.-0,0028 т/г, 2027г.- 0,0028 т/г. 10. Смешанные коммунальные отходы (неопасные). Образуются в процессе жизнедеятельности персонала – 2025г.-2,27 т/г, 2026г.-0,71 т/г, 2027г.- 2,69 т/г. **Общее количество образованных отходов за весь период строительства скважин составит 2025г.-1621,419 т, 2026г.-344,0051 т, 2027г.-1965,145 т. Из них: • на переработку – 2025г.-1619,149 т, 2026г.-343,2951 т, 2027г.-1962,455 т • передаются специализированным предприятиям – 2025г.-2,27 т, 2026г.-0,71 т, 2027г.-2,69 т.** Основные виды отходов на период испытания скважин: 1. Абсорбенты, фильтрованные материалы (включая масляные фильтры иначе не определенные), такни для вытирания, защитная одежда, загрязненная опасными материалами (опасные). Образуются в результате обтирки оборудования – 2026г.-0,016 т/г, 2027г.-0,0299 т/г, 2028г.-0,02135 т/г. 2. Синтетические моторные, трансмиссионные и смазочные масла (опасные). Образуются в результате работы дизельных двигателей –



2026г.-0,487065 т/г, 2027г.-0,744565 т/г, 2028г.-0,3665 т/г. 3. Упаковка, содержащая остатки или загрязненная опасными веществами (опасные). Образуются в результате использования химреагентов для обработки бурового раствора – 2026г.-0,5939 т/г, 2027г.-0,5317 т/г, 2028г.-0,2741 т/г. 4. Пластмассы (неопасные). Образуются в результате крепления ствола скважины обсадными трубами – 2026г.-0,24 т/г, 2027г.-0,24 т/г, 2028г.-0 т/г. 5. Черные металлы (неопасные). Образуется в результате строительства колонны – 2026г.-0,506 т/г, 2027г.-0,942 т/г, 2028г.-0,6726 т/г. 6. Смешанные коммунальные отходы (неопасные). Образуются в процессе жизнедеятельности персонала – 2026г.-8,171 т/г, 2027г.-12,523 т/г, 2028г.- 6,237 т/г. **Общее количество образованных отходов за весь период испытания скважин составит 2026г.-10,01397 т, 2027г.-15,01117 т, 2028 г.-7,57155 т. Из них: • на переработку – 2026г.-1,842965 т, 2027г.-2,488165 т, 2028г.-1,33455 т. • передаются специализированным предприятиям – 2026 г.-8,171 т, 2027г.-12,523 т, 2028г.-6,237 т.**

Растительность данной территории в значительной степени носит пионерный, непостоянный характер и находится в фазе формирования, что выражается в ее динамичности, частых сменах растительных группировок, значительном участии в их составе однолетних растительных компонентов.

Использование объектов животного мира не предполагается.

Иные ресурсы, необходимые для осуществления намечаемой деятельности (материалов, сырья, изделий, электрической и тепловой энергии) с указанием источника приобретения, объемов и сроков использования: Электроды – 0,002 т Дизтопливо: скважина СК 1PZ – 3128,2 т, скважина СК 2PZ – 2411,6 т. Цемент: скважина СК 1PZ – 234,6 т, скважина СК 2PZ – 233,0 т. Компоненты бурового раствора: вода – 682,5 т; Na₂CO₃ – 1,319 т; Бентонит - 0,9 т; Poly-Plus RD - 2,088 т; KCl – 65,18 т; NaOH – 1,669 т; Polypac UL – 4,35 т; Spersene CF – 8,53 т; Defoam X – 0,09 т; Polysal – 9,209 т, DUOVIS - 1,7331 т; MI CIDE - 0,09 т; LUBE 167 – 11,2 т; D-D – 1,061 т; CaCO₃ – 370,1 т; CONQOR-404 – 0,578 т; TANNATHIN – 3,139 т; Сидерит – 127,5 т. Сроки использования ресурсов: июль 2025 по декабрь 2028 года.

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 22,6 балла, т.е. результирующая значимость воздействия 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. Производственная деятельность в рамках реализации проекта может повлечь за собой изменение социальных условий региона в сторону улучшения благ и увеличения выгод местного населения в сферах экономики, просвещения, здравоохранения, проектируемые работы внесут положительные изменения в социально-экономической сфере региона.

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, установка на устье скважин противовыбросового оборудования, антикоррозионная защита оборудования и трубопроводов, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием атмосферного воздуха.

Водные ресурсы: устранение межпластовых перетоков глубинных флюидов вдоль ствола скважины, установка автоматических отсекателей на приемных и сливных линиях емкостей для накопления и хранения воды, гидроизоляция объектов с обустройством противofильтрационных экранов, регулярный профилактический осмотр состояния



систем водоснабжения и водоотведения, проведение мониторинговых наблюдений за состоянием водных ресурсов.

Недра: бетонирование технологических площадок с устройством бортиков, исключающих загрязнение рельефа нефтью, работа скважин на установленных технологических режимах, обеспечивающих сохранность скелета пласта и не допускающих преждевременного обводнения скважин, при нефтегазопроявлениях герметизируется устье скважины, и в дальнейшем работы ведутся в соответствии с планом ликвидации аварий, проведение мониторинга недр на месторождении.

Почвенный и растительный покров: упорядочить использование только необходимых дорог, выделение и оборудование специальных мест для приготовления и дозировки химических реагентов, исключающих попадание их на рельеф; в местах разлива нефти произвести снятие и вывоз верхнего слоя почвы; 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: «Групповой технический проект на строительство поисковых скважин СК 1PZ, СК 2PZ проектной глубиной 4500 м (± 250) на участке Каражанбас Северный», 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

