



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 «BNG Ltd»

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

На рассмотрение представлено: Проект разработки подсолевого комплекса месторождения Айыршагыл (по состоянию изученности на 01.11.2025 г.).

Материалы поступили на рассмотрение: 25.12.2025 г. Вх. KZ02RYS01527794

Общие сведения

Контрактная территория расположена на юго-восточной окраине Прикаспийской впадины в 110 км юго-восточнее месторождения Тенгиз. Административно месторождение Айыршагыл входит в состав Бейнеуского района Мангистауской области Республики Казахстан и расположен в пределах листов L-39-XVIII, L-39XXIV, L-40-XIII, L-40-XIX. К востоку от участка проходит железная дорога Мангистау-Атырау. Ближайшими железнодорожными станциями являются Опорный и Бейнеу. Вдоль железной дороги проходит магистральный газопровод «Средняя Азия – Центр» и нефтепровод «Жанаозен – Новокуйбышевск». Юго-восточнее площади исследования проходит нефтепровод «Боранкол – Опорный». Ближайшим населенным пунктом является поселок Боранкол, расположенный в 20-27 км к востоку от площади исследований. Город Ақтау и промысел связывает автомобильная дорога с твердым покрытием. Расстояние до каспийского моря 71 км.

Участка недр (Горного отвода), выданный Комитетом геологии МПС Республики Казахстан (рег. № 740-Д-УВ от «31» июля 2025 г.). Координаты точек и картограмма геологического отвода:

1. 45°56'49,41" 54°11'36,5"	7.46°2'33,25" 54°13'51,58"
2. 45°56'11,63" 54°11' 1,58"	8. 46°0'22,19" 54°18'19,07"
3. 46°58'54,821" 54°5'36,05"	9. 45°56'3,58" 54°17'51,95"
4. 46°0'8,4" 54°2'25,69"	10. 45°58'51,61" 54°13'22,73"
5. 46°1'53,76" 54°6'24,51"	11. 45°57'40,0" 54°14'27,77"
6. 46°3'19,1" 54°9'21,3"	

Краткое описание намечаемой деятельности

В «Проекте разработки» рассмотрено 3 варианта. Вариант 2 (рекомендуемый). Наземное обустройство месторождения Айыршагыл предусматривает строительство для подготовительного периода эксплуатации на период с 2026 по 2028 гг., с дальнейшим переходом на полномасштабную добычу. Наземное обустройство месторождения Айыршагыл предусматривает строительство для подготовительного периода эксплуатации на период с 2026 по 2028 гг., с дальнейшим переходом на полномасштабную добычу. На



подготовительный период предусматривается строительство площадки пункта сбора нефти (далее – ГЗУ), с последующим расширением и доукомплектованием необходимым оборудованием по мере развития месторождения, строительства выкидных линий от существующих трех скважин (А-5, А-6 и А-8) до ГЗУ. Пункт сбора скважинной продукции предназначена для приема скважинной продукции, сепарации нефти и газа, сброса воды. Сырая нефть и вода вывозиться автоцистернами на соседнее месторождение Кульжан, для подготовки нефти с последующей передачей в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл» и утилизации пластовой воды. На этапе полномасштабной добычи процесс сбор, подготовки УВС будет выглядеть следующим образом: предусматривается бурение по графику 17-ти добывающих скважин, что с учетом ранее введенных трех скважин составит 20 ед. От новых 17-ти скважин предусматриваются выкидные линии диаметров 80мм до двух замерных установок (ЗУ) типа АМ40-14-400. От ЗУ предусмотрены подземные стальные трубопроводы диаметром 150мм до пункта сбора нефти (ПСН). Пункт сбора нефти (ПСН), построенный на подготовительном периоде, в рамках полномасштабного освоения месторождения будет постепенно расширяться по мере ввода и обустройства новых скважин, что позволит более рационально использовать денежные средства в процессе эксплуатации месторождения. С учетом расширения оборудование ПСН укомплектовывается дополнительным оборудованием. С учетом увеличения добычи нефти предусматривается дополнительно резервуары хранения нефти Е-1/4 и Е-1/5. Также предусматривается РВС-1 объемом 1000м³ для хранения нефти. Для утилизации газа предусматриваются газовые компрессора (типа AJAX DPC 2802 LE) и подземный стальной газопровод размерами 159x8 мм, протяженностью 5 км до пункта сбора нефти (ПСН) месторождения Айыршагыл до врезки в газопровод «Толкын-Боранколь», принадлежащий ТОО «Varro Operating Group», который, в свою очередь, проходит по территории месторождения и транспортируется на БГПЗ, принадлежащий той же компании. Далее газ поступает на подготовку на БГПЗ. К двум существующим подогревателям (типа ПП-0,63) на пункте сбора нефти (ПСН) месторождения Айыршагыл, предусматривается дополнительный подогреватель (типа ПП-0,63) в 2029 году. Для стабильности транспортировки нефти с пункта сбора нефти (ПСН) на месторождении Айыршагыл до пункта приема нефти на месторождении Кульжан предполагается построить нефтепровод размерами 159x8мм, протяженностью 10 км. До конца 2030 г. рекомендуется составить отчет по пересчету запасов УВС месторождения Айыршагыл с утверждением в ГКЗ Республики Казахстан и на основании уточнения геологического строения и пересчитанных запасов УВС – представить в ЦКРР МЭ Республики Казахстан Дополнение к настоящему проектному документу на промышленную разработку месторождения.

Описание проектных решений и технологических показателей по рекомендуемому варианту 2 м/р Айыршагыл. Дебит нефти и газа: в 2026 году - по нефти 7100 т/год, по газу 2282000 м³/год, в 2027 году - по нефти 7600 т/год, по газу 2422000 м³/год, в 2028 году - по нефти 8000 т/год, по газу 2557000 м³/год. Ниже приведено краткое описание основных положений, рассмотренных в рамках настоящего проектного документа вариантов разработки. Вариант 1. В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 40 лет (2026-2065 гг.); - ввод скважин из временной консервации – 3 ед. (А-5, А-6 и А-8); - ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 11 ед.; - проведение во всех скважинах к-ГРП перед вводом в эксплуатацию; - темп бурения – 1-2 скв./год; - фонд добывающих скважин – 14 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки составит 3 177,2 тыс. т, при обводненности 38,6 %; - по месторождению в целом достигается рентабельная нефтеотдача 43,9 %, при утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине 44,3 %. Вариант 2. В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные



технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 33 года (2026-2058 гг.); - стабильный проектный уровень добычи нефти достигается в 2035-2037гг. и составляет в среднем 251,8 тыс.т; - стабильный проектный уровень добычи жидкости достигается в 2036-2037гг. и составляет в среднем 270,9 тыс.т; - стабильный проектный уровень добычи попутного газа достигается в 2035-2037 гг. и составляет в среднем 80,791млн.м3; - ввод скважин из временной консервации – 3 ед. (А-5, А-6 и А-8); - ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 17 ед.; - проведение во всех скважинах к-ГРП перед вводом в эксплуатацию; - темп бурения – 1-3 скв./год; - фонд добывающих скважин – 20 ед.; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки составит 3 206,9 тыс.т, при обводненности 41,7 %; - по месторождению в целом достигается рентабельная нефтеотдача 44,3 %, что соответствует утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине. - в А-6 скважине планируется зарезка бокового ствола. Вариант 3.В рассматриваемом варианте предусматривается разработку установленных нефтяных залежей вести на естественном, упруго-замкнутом режиме, без организации поддержания пластового давления закачкой агента. Основные технологические показатели представлены ниже: - рентабельный период разработки – 25 лет (2026-2050 гг.); - ввод скважин из временной консервации – 3 ед. (А-5, А-6 и А-8); - ввод новых проектных добывающих скважин из бурения – 17 ед., в том числе: 11 ед. вертикальные и 6 ед. – горизонтальные; - проведение во всех вертикальных скважинах к-ГРП перед вводом в эксплуатацию; - темп бурения – 1-3 скв./год; - фонд добывающих скважин – 20 ед., в том числе: 14 ед. вертикальные и 6 ед. – горизонтальные; - суммарная добыча нефти за весь рентабельный период разработки составит 3 113,7 тыс.т, при обводненности 34,2 %; - по месторождению в целом достигается рентабельная нефтеотдача 43,0 %, при утвержденной ГКЗ Республики Казахстан величине 44,3 %. Характеристика продукции: по плотности относится к является «легкой» по плотности, «малопарафинистой», «малосернистой» и «малосмолистой». Плотность нефти в дегазированном состоянии составляет 0,8306 г/см3. Плотность газа варьирует в пределах Относительная плотность газа составляет в среднем 0,873, молекулярная масса – 30,2. Предполагаемые размеры – Площадь Участка недр (Горного отвода) составляет 149,73 кв.км, а глубина отвода – «минус» 4950 м.

Период разработки по 2-му рекомендуемому варианту – рентабельный период разработки – 33 года (2026-2058 гг.). Постутилизацию объекта в 2059 год.

Краткая характеристика компонентов окружающей среды

Ориентировочные максимальные выбросы загрязняющих веществ по всем вариантам разработки месторождения: **по 1 варианту (бурения 11 скв., расконсервация 3 скв., при за резки бокового ствола, эксплуатация) составят – 1515,367 тонн, по 2 рекомендуемому варианту (бурения 17 скв., расконсервация 3 скв., при зарезки бокового ствола, эксплуатация) 2234,224 тонн, по 3 варианту (бурения 17 скв., расконсервация 3, при за резки бокового ствола, эксплуатация) составят – 2234,224 тонн.**

По 2-му рекомендуемому варианту при эксплуатации по месторождению составит: в 2026 году 54,4569 т/год или 16,1761 г/с, в 2027 году 53,08336 т/год или 14,7769 г/с, в 2028 году 58,59965 т/год или 14,47403 г/с, из них: Азота диоксид (2 кл.оп.) - 14,281 т/год (1,978 г/с), Азот оксид (3 кл.оп.) - 2,321 т/год (1,686 г/с), Углерод (3 кл.оп.) - 0,177 т/год (0,347 г/с), Сера диоксид (3 кл.оп.) - 3,851 т/год (0,469 г/с), Углерод оксид (4 кл.оп.) - 15,037 т/год (4,749 г/с), Метан – 2,648 т/год (0,160 г/с), Углеводороды С1-С5 – 12,191 т/год (4,441 г/с), Углеводороды С6-С10 - 3,100 т/год (0,277 г/с), Бензол (2 кл.оп.) - 1,536 т/год (0,051 г/с), Диметилбензол (3 кл.оп.) - 1,525 т/год (0,049 г/с), Метилбензол (3 кл.оп.) - 1,530 т/год (0,050 г/с), Бенз/а/пирен (1 кл.оп.) - 0,0000021 т/год (0,000001 г/с), Формальдегид (2 кл.оп.) - 0,018 т/год (0,010 г/с), Масло минеральное нефтяное (- кл.оп.) - 0,351 т/год (0,011 г/с), Алканы С12-19 (4 кл.оп.) - 0,034 т/год (0,196 г/с), при максимальной производительности добычи газа и нефти в 2036 году выбросы составят 197,78721 т/год. При зарезки бокового ствола – 119,80946782 т.



Выбросы при бурении добывающих скважин, от одной скважины составит – 42,5543881 г/с или 119,80946782 т/год, от 17-ти скважин – 2036,761 тонн. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности 0123 Железа оксид, Класс опас. 3, 0143 Марганец и его соединения, Класс опас. 2, 0301 Азота диоксид, Класс опас. 2, 0304 Азота оксид, Класс опас. 3, 0328 Углерод, Класс опас. 3, 0330 Ангидрид сернистый, Класс опас. 3, 0337 Углерод оксид, Класс опас. 4, 0342 Фтористые газ. соединения, Класс опас. 2, 0344 Фториды неорг. плохо растворимые, Класс опас. 2, 0415 С1-С5, Класс опас. -, 0416 С6-С10, Класс опасности -, 0703 Бенз/а/пирен, Класс опас. 1, 1325 Формальдегид, Класс опас. 2, 2735 Масло минеральное нефтяное, Класс опас. -, 2754 Алканы С12-19, Класс опас. 4, 2902 Взвешенные вещества, Класс опас. 3, 2906 Мелиорант, Класс опас. 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния, Класс опас. 3, 2930 Пыль абразивная, Класс опас.

Выбросы при расконсервации скважин составит: от 1 скв. 5,6648291 г/с или 6,3511295 т/год, от 3-х скв. – 16,9945 г/с или 19,0534 т/год. Наименования загрязняющих веществ, их классы опасности от 1-ой скв., 0123 Железа оксид 0,002877 т/год, Класс опасности 3, 0143 Марганец и его соединения 0,000063 т/год, Класс опасности 2, 0301 Азота диоксид 7,297272 т/год, Класс опасности 2, 0304 Азота оксид 1,185579 т/год, Класс опасности 3, 0328 Углерод 0,456078 т/год, Класс опасности 3, 0330 Ангидрид сернистый 1,139892 т/год, Класс опасности 3, 0337 Углерод оксид 5,929878 т/год, Класс опасности 4, ОБУВ 50, 0415 Смесь углеводородов предельных С1-С5 0,106572 т/год, ОБУВ 50, 0416 Смесь углеводородов предельных С6-С10 0,003771 т/год, ОБУВ 30, 0703 Бенз/а/пирен 0,000013506 т/год, Класс опасности 1, 1325 Формальдегид 0,114003 т/год, Класс опасности 2, 2754 Алканы С12-19 2,796606 т/год, Класс опасности 4, 2908 Пыль неорганическая: 70-20% двуокиси кремния 0,020784 т/год, Класс опасности 3.

По мероприятиям по до разведки рекомендуется бурение оценочных скважин, от одной скважины составит – 49,3513147 г/с или 175,546099625 т/год, от 4-х скважин – 702,1844 тонн. Сведения о веществах, входящих в перечень загрязнителей, данные по которым подлежат внесению в регистр выбросов и переноса загрязнителей нет.

На месторождении отсутствуют поверхностные и подземные источники воды питьевого качества, поэтому для обеспечения хозяйственно-бытовых, питьевых и производственных нужд на предприятии используется привозная питьевая вода, поставляемая на договорной основе. Питьевая (пресная) вода доставляется автоцистернами на договорной основе. Для приготовления пищи в столовой предусмотрена отдельная ёмкость для питьевой воды, с герметичным люком и устройством для отбора проб воды. Привозная бутилированная питьевая вода поставляется на месторождение на платной основе для питьевых нужд работающего персонала. За качество доставляемой пресной воды ответственность несет производитель и поставщик воды. Проектируемые скважины находятся на суше. Вид водопользования – общее. Качество питьевой воды отвечает требованиям СТ РК ГОСТ Р 51232-2003 «Вода».

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения в период разработки месторождения: по 1 варианту составят – 3898,8 м³/год, по 2 рекомендуемому варианту 5119,8 м³/год, по 3 варианту составят – 5119,8 м³/год.

Виды отходов определяются на основании Классификатора отходов (Приказ и.о. Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 6 августа 2021 года № 314). Виды отходов относятся к опасным или неопасным в соответствии с классификатором отходов. Каждый вид отходов в классификаторе отходов идентифицируется путем присвоения шестизначного кода. **Объемы образуемых отходов по всем вариантам разработки месторождения: по 1 варианту составят – 17458,84 т/год, по 2 рекомендуемому варианту 25828,32 т/год, по 3 варианту составят – 25828,32 т/год.** Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при эксплуатации месторождения: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 7,95 т, 5 класс, Неопасные, код 20



03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0635 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 1,0 т. 4 класс, Неопасные, код 16 01 17, Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, ГПЭС – 3,28953 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06*, Отработанные фильтры – масляные фильтры - 0,0798 т, 3 класс. Опасные, код 16 01 07*. Отработанные воздушные фильтры - (фильтровальные материалы) – 0,0335 т, 4 класс. Неопасные, код 15 02 03. **ВСЕГО - 12,4163 т/год.**

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при строительстве 1 добывающей скв. (по 2-му рекомендуемому варианту, объемы указаны от одной скважины: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,2590 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0318 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 2,9498 т. 4 класс, Неопасные, код 16 01 17. Масло отработанное - смесь масел, работа дизель - генераторов, машин и механизмов – 10,5907 т, 3 класс, Опасные, код 13 02 06* Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 1379,3913 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05*, 01 05 06* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,0015 т, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масла и др.) – 1,6923 т, 3 класс, Опасные, код 15 01 10*. **ВСЕГО - 1394,9164 т/от 1 скв., от 17 скв. – 23713,5788 т.**

Предварительные лимиты накопления отходов производства и потребления при расконсервации 1 скважины: Твердо-бытовые отходы (пластиковые отходы, стекло, бумага, пищевые отходы) – обеспечение жизнедеятельности обслуживающего персонала, продукты жизнедеятельности работающего персонала – 0,2904 т, 5 класс, Неопасные, код 20 03 01. Ветошь промасленная - ткани для вытирания, загрязненные опасными материалами, обслуживание машин и механизмов - 0,0127 т, 3 класс, Опасные, код 15 02 02. Металлолом - износ оборудования, машин и механизмов – 0,5 т. 4 класс Неопасные 16 01 17. Строительные отходы – 2,0 т, 4 класс, Неопасные, код 17 01 07. Буровые отходы (буровой шлам, отработанный БР) - бурение скважин – 232,9235 т, 3 класс, Опасные, код 01 05 05*, 01 05 06* Огарки сварочных электродов – отходы сварки, проведение сварочных работ – 0,00015 т, 4 класс, Неопасные, код 12 01 13. Используемая тара (упаковочная тара из-под реагентов, бочки из-под масел и др.) – 0,0826 т, 3 класс, Опасные, код 16 01 10. **ВСЕГО - 235,8094 т/от 1 скв., от 3 скв. – 707,4282 т. Количество отходов при резки бокового ствола – 1394,9164 т, при бурении 1 оценочной скв. – 1396,3696 т, от 4-х скв. – 5585,4784 т.**

Растительный мир типичный для полупустынь. Согласно проектным решениям использование растительных ресурсов, а также необходимость вырубки или переноса зеленых насаждений отсутствует. На территории проектируемых работ зеленые насаждения отсутствуют.

Использование объектов животного мира, их частей, дериватов, полезных свойств и продуктов жизнедеятельности животных проектом не предполагается. Согласно проектным решением использование животного мира отсутствует.

Технологическое и энергетическое топливо – Попутный нефтяной газ на собственные нужды. Электроэнергия – от ДЭС и газ поршневых электростанций.

Уровень воздействия в период разработке месторождения рассматриваемого проекта на элементы биосферы находится в пределах адаптационных возможностей данной территории. Воздействие на здоровье населения отсутствует, ввиду большого отдаления от них. Реализация проекта окажет положительное влияние на местную и региональную экономику и спрос товаров местного производства, а также окажет рост среди занятости местного населения.



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 флюид содержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и дневной поверхности; предотвращение выбросов, открытого фонтанирования, грифон образования, 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 подсолевого комплекса месторождения Айыршагыл (по состоянию изученности на 01.11.2025 г.)», 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

