



060011, ҚР, Атырау қ, Б. Құлманов, 137 үй
Тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623

060011, РК, город Атырау, улица Б. Кулманова, 137 дом
тел/факс: 8 (7122) 213035, 212623

АО «Эмбаунайгаз»

**Заключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду
на отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки
месторождения Котырмас Северный»**

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Кодекса от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности относится разведка и добыча углеводородов к объектам I категории.

Необходимость разработки отчета о возможных воздействиях определена Заключением об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействия намечаемой деятельности KZ25VWF00118921 от 22.11.2023 года.

Общие сведения о месторождении

Участок Котырмас Северный месторождения Кенбай, расположено в юго-восточной части Прикаспийской впадины в междуречье Сагиз-Эмба и приурочено к Сагизской зоне локальных поднятий по надсолевому комплексу. По нефтегазогеологическому районированию месторождение относится к Сагизской зоне нефтегазонакопления.

В административном отношении месторождение входит в состав Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан.

Ближайшими населенными пунктами являются железнодорожные станции Жамансор и Мукур, расположенные к северо-западу на расстоянии соответственно 17 и 50 км. Расстояние до областного центра г. Атырау составляет 240м.

Горный отвод предоставлен АО «Эмбаунайгаз» для осуществления операций по недропользованию на месторождении Кенбай (Участок Котырмас Северный). Площадь горного отвода – 121,8 кв.км., глубина отвода – по абсолютной отметке -2000м (надсолевой комплекс).

Целевое назначение работы

Целью составления отчета является обоснование рациональной системы разработки и добычи нефти на участке Котырмас Северный на основе новых утвержденных запасов в рамках отчета «Пересчет запасов» 2022 г, также проект составлен в связи с завершением утвержденных технологических показателей разработки АР-2021г.

Сведение о производственном процессе

Как и в настоящее время, разработка залежей участка будет реализовываться на естественном режиме. С целью обоснования КИН рассмотрено 3 варианта разработки, которые отличаются плотностью сетки скважин и количеством геолого-технических мероприятий.

В качестве рекомендуемого варианта предлагается к реализации 1 вариант разработки, в процессе реализации которого достигается максимальное извлечение запасов нефти.

При реализации рекомендуемого 1 варианту разработки, проектный уровень добычи нефти в целом по участку в количестве 17,2 тыс. т будет достигнут в 2024г, темп отбора от НИЗ при этом



составит 10,9%. Накопленная добыча нефти по участку в целом к концу экономически рентабельного периода разработки (2036г) составит 852,3 тыс. т, достигаемый КИН – 0,128 доли ед.

Выбор расчетных вариантов разработки производился с учетом методических рекомендаций регламента, исходя из геологического строения залежи и гидродинамической характеристики пластовых систем, изученных посредством разведочного и эксплуатационного бурения.

Первый вариант (рекомендуемый). Учитывая, что работа с переходящим фондом скважин позволяет поддерживать стабильные отборы нефти на протяжении длительного времени, в рамках первого варианта предусматривается проведение 12 переводов скважин между объектами и 19 дополнительных прострелов. Кроме того, предусматривается проведение ГРП по 6 скважинам.

Программа проведения ГТМ по 1,2,3 варианту разработки

№ скв	Год проведения	Объект	Мероприятие	Проектный дебит нефти, т/сут
124	2023	I	Дострел	0,5
38	2023	I	Дострел	0,5
76	2023	I	Дострел	0,5
132	2024	I	Дострел	0,8
97	2024	I	Перевод	1,4
10	2024	I	ГРП	4,4
67	2025	I	Дострел	0,4
93	2027	I	Перевод	2,2
71	2025	I	Перевод	1,9
134	2025	I	Перевод	3,3
124	2026	I	ГРП	4,4
74	2026	I	Дострел	0,5
135	2026	I	Дострел	0,6
123	2026	I	Дострел	0,5
129	2026	I	Перевод	1,4
109	2026	I	Перевод	1,4
60	2027	I	ГРП	2,6
126	2027	I	Перевод	1,2
78	2027	I	Перевод	2,6
95	2028	I	ГРП	2,6
10	2028	I	Дострел	0,6
103	2028	I	Дострел	0,5
130	2028	I	Перевод	0,9
68	2031	I	Перевод	1,4
130	2023	II	ГРП	4,1
129	2023	II	Дострел	0,5
93	2023	II	Дострел	0,5
93	2024	II	ГРП	3,9
126	2024	II	Дострел	0,5
125	2024	II	Дострел	0,5
121	2024	II	Дострел	0,4
64	2025	II	Дострел	0,6
127	2025	II	Дострел	0,5
79	2025	II	Дострел	0,5
75	2026	II	Дострел	0,9
76	2029	II	Перевод	1,2
74	2032	II	Перевод	1,7

При реализации данного проекта по первому рекомендуемому варианту бурение добывающих скважин не предусматривается.

С целью дальнейшей доразведки на месторождении рекомендуется бурение оценочной скважины №148 с целью оценки запасов категории С2 на горизонте Т-IV и зависимую от



результатов ее бурения скважину №149. Перед строительством оценочных скважин будет проводиться планировочные работы, т.е. строительно-монтажные работы.

Второй вариант. Дополнительно к первому варианту предусматривает уплотнение существующей сетки скважин с целью более полного охвата залежей добывающими скважинами путем бурения 3 скважин на II объект.

При реализации данного проекта по второму варианту предусматривает бурение 3 добывающих вертикальных скважин №131,105,138. А также С целью дальнейшей доразведки на месторождении рекомендуется бурение оценочной скважины №148 с целью оценки запасов категории С2 на горизонте Т-IV и зависимую от результатов ее бурения скважину №149.

График ввода скважин по 2 варианту

№ скв	Год ввода из бурения	Объе кт	Тип конструкции	Проектный дебит нефти, т/сут	Длина по стовлу, м
131	2024	II	Вертикальная	3,5	1300
105	2024	II	Вертикальная	3,7	1300
138	2025	II	Вертикальная	3,6	1300

Третий вариант (альтернативный) дополнительно к первому варианту предусматривает применение новой технологии для данного участка месторождения, а именно бурение горизонтальной скважины на II объект.

При реализации данного проекта по третьему варианту предусматривает бурение 1 горизонтальный добывающей скважины №145. А также С целью дальнейшей доразведки на месторождении рекомендуется бурение оценочной скважины №148 с целью оценки запасов категории С2 на горизонте Т-IV и зависимую от результатов ее бурения скважину №149.

График ввода скважин по 3 варианту

№ скв	Год ввода из бурения	Объе кт	Тип конструкции	Проектный дебит нефти, т/сут	Длина по стовлу, м
145	2024	II	Горизонтальная	11,5	2021

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Котырмас Северный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Основные технологические показатели и характеристика фонда скважин рекомендуемого 1 варианта по месторождению.

Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 1 (рекомендуемый)

Годы	Ввод добывающих скважин из бурения, ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод скважин из консервации, ед.	Ввод добывающих скважин из прочих категорий, ед.	Экспл. бурение с начала разработки, тыс.м	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, ед.	Выбытие добывающих скважин, ед.	Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут	
										нефти	жидкости
2024	0	58	0	0	0,0	0	0	2	31	1,6	7,2
2025	0	58	0	0	0,0	0	0	0	31	1,6	7,2
2026	0	58	0	0	0,0	0	0	0	31	1,5	7,0



2027	0	58	0	0	0,0	0	0	1	30	1,5	7,1
2028	0	58	0	0	0,0	0	0	4	26	1,5	7,3
2029	0	58	0	0	0,0	0	0	1	25	1,5	7,2
2030	0	58	0	0	0,0	0	0	0	25	1,4	7,3
2031	0	58	0	0	0,0	0	0	0	25	1,2	6,9
2032	0	58	0	0	0,0	0	0	0	25	1,2	6,9
2033	0	58	0	0	0,0	0	0	4	21	1,2	7,2
2034	0	58	0	0	0,0	0	0	1	20	1,2	7,6
2035	0	58	0	0	0,0	0	0	1	19	1,2	8,1
2036	0	58	0	0	0,0	0	0	0	19	1,1	8,2

*Характеристика основных показателей по отбору нефти и жидкости по месторождению.
Вариант 1 (рекомендуемый)*

Годы	Добыча нефти, тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов, %		Накопленная добыча нефти, тыс.т	Отбор извлекаемых запасов, %	КИН, доли ед.	Годовая добыча жидкости, тыс. т	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	Обводненность продукции, %	Накопленная закачка рабочего агента (вода) тыс.м³	Добыча газа, млн.м³	
		начальных	текущих								годовая	накопленная
2024	17,19	2,0	10,9	711,1	83,4	0,107	79,8	1407,0	78,5	719,5	1,239	65,226
2025	16,66	2,0	11,8	727,7	85,4	0,110	76,6	1483,7	78,3	719,5	1,163	66,389
2026	16,22	1,9	13,0	744,0	87,3	0,112	74,5	1558,2	78,2	719,5	1,099	67,488
2027	15,72	1,8	14,5	759,7	89,1	0,114	72,2	1630,3	78,2	719,5	1,033	68,521
2028	14,18	1,7	15,3	773,9	90,8	0,117	68,7	1699,0	79,3	719,5	0,904	69,425
2029	13,05	1,5	16,6	786,9	92,3	0,119	63,0	1762,0	79,3	719,5	0,802	70,226
2030	11,84	1,4	18,1	798,7	93,7	0,120	62,5	1824,4	81,0	719,5	0,711	70,937
2031	10,54	1,2	19,7	809,3	95,0	0,122	59,2	1883,6	82,2	719,5	0,613	71,550
2032	10,07	1,2	23,4	819,3	96,1	0,123	59,0	1942,6	82,9	719,5	0,574	72,124
2033	9,32	1,1	28,3	828,7	97,2	0,125	56,7	1999,2	83,6	719,5	0,522	72,646
2034	8,40	1,0	35,5	837,1	98,2	0,126	53,9	2053,1	84,4	719,5	0,460	73,105
2035	7,88	0,9	51,8	844,9	99,1	0,127	54,0	2107,1	85,4	719,5	0,421	73,527
2036	7,35	0,9	100,0	852,3	100,0	0,128	53,4	2160,6	86,2	719,5	0,382	73,909

Конструкция скважин

Все вертикальные скважины (добывающие №131, 105, 138 и оценочные №148, 149) предусмотренные данным проектом разработки второго варианта, заложены единой конструкции с проектной глубиной 1300 м., за исключение горизонтальной скважины №145 третьего варианта.

Рекомендуемая конструкция вертикальных скважин:

- Направление □ 323,9 мм, спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- Кондуктор □ 244,5 мм, спускается на глубину 350 м и цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины.
- Эксплуатационная колонна □ 168,3 мм спускается до проектной глубины 1300 м (± 250 м) и цементируется подъемом цемента до устья с установкой башмака для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции скважин.

Третьим вариантом разработки предусмотрена горизонтальная скважин №145 с общей проходкой 2021 метр.



Рекомендуемая конструкция для вертикальных скважин №131,105,138,148,149 глубиной 1300м

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	350	до устья	ПЦТ-1-50
Экс. колонна	215,9	168,3	1300*	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Для строительства горизонтального ствола скважины предусматривается следующая конструкция:

- Направление □ 323,9 мм, спускается на глубину 30 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- Кондуктор □ 244,5 мм, спускается на глубину 350 м и цементируется до устья с целью создания надежной крепи для безопасного углубления скважины.
- Эксплуатационная колонна □ 177,8 мм спускается до проектной глубины 1100/ 1321,43м (по вертикали/по стволу) и цементируется подъемом цемента до устья с установкой башмака для вскрытия всех продуктивных горизонтов и добычи продукции скважин.

Хвостовик □ 127,0 мм спускается до проектной глубины от 1085,84/1221,43 до 1112,22/2021,43 (по вертикали/по стволу) Не цементируется. Для заканчивания скважины и производства мультистадийного гидроразрыва пласта.

Рекомендуемая конструкция для горизонтальной скважины №145

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны (по вертикали/ по стволу), м	Высота подъема цемента от устья, м	Тип цемента
	Долото	колонна			
Направление	393,7	323,9	30	до устья	ПЦТ-1-50
Кондуктор	295,3	244,5	350	до устья	ПЦТ-1-50
Экс. колонна	215,9	177,8	1100/1321,43	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Экс. хвостовик (или фильтр хвостовик)	152,4	127,0	От 1085,84/1221,43 До 1112,22/2021,43	Не цементируется	-

Примечание: *- глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от глубины залегания целевого продуктивного горизонта.

Буровая установка должна обеспечить бурение скважин и спуск обсадных колонн до проектной глубины и желательное применение мобильных буровых установок с повышенной монтажеспособностью, грузоподъемностью и высокой транспортабельностью. Из нефтяного ряда буровых установок этим требованиям строительства на участке Котыртас Северный более полно отвечает буровая установка ZJ-20 для вертикальных и ZJ-40 для горизонтальных скважин.

Расчет бурения вертикальных скважин №131,105,138,148,149 с проектной глубиной 1300

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	21,0
В том числе, бурение	13,5
крепление	7,5
Испытание	6,7
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	34,7



Расчет продолжительности бурения скважин горизонтальной скважины №145

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины, всего:	39,30
В том числе, бурение	30,83
крепление	8,47
Испытание	5,6
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	51,9

Баланс газа по месторождению Котыртас Северный (рекомендуемый 1-вариант)

№ п/ п	Наименование	Об ще е ко л- во	В ра бо те	Рас ход газа , м³/ч ас	Колличес тво часов в работе в сутки	Эксплу атация кол-во дней в году	Объем газа, млн м3								
							2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
1	2	3	4	5	6	7	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Добыча газа, (V _г)						1,239	1,163	1,099	1,033	0,904	0,802	0,711	0,613	0,574
2	Собствен ные нужды (V _н) в т.ч.:						1,21406 7336	1,13945 971	1,07668 72	1,01195 27	0,885427	0,785 38382	0,696 1282	0,6000 082	0,561755 54
2. 1	ПТ-16/150 (технол для подогрева нефти)	4	4	40	24	182	0,664	0,629	0,61152	0,56781	0,480595 32	0,436 8	0,374 28815 4	0,3131 1222	0,292331 545
	ПТ-16/150 (технол для подогрева ПДН)	1	1	48, 905 1	24	182	0,197	0,171	0,16079 9184	0,15288	0,13104	0,100 464	0,087 36	0,0698 88	0,06552
	ПТ-16/150 (технол для подогрева ПВ)	1	1	46	24	182	0,211	0,210	0,17472	0,16161 6	0,144144	0,118 47182 3	0,104 832	0,0873 6	0,074256
2. 2	Котельная (тех.насос ная ЦПС "С.Котырт ас") котел GA-35KN "Navien"	1	1	3,4	24	90	0,007	0,007	0,00734 4	0,00734 4	0,007344	0,007 344	0,007 344	0,0073 44	0,007344
2. 3	ВГУ-100 (технол. для подогрева СВ)	2	1	31	24	182	0,13540 8	0,12230 4	0,12230 4	0,12230 4	0,122304	0,122 304	0,122 304	0,1223 04	0,122304
3	Технологич ески неизбежно е сжигание газа, VV						0,02493 3	0,02354 0	0,02231 3	0,02104 7	0,018573	0,016 617	0,014 871	0,0129 92	0,012244
3. 1	Объем сжиг газа при эксплуат тех обор (V7)						0,00126 0	0,00126 0	0,00126 0	0,00126 0	0,001260	0,001 260	0,001 260	0,0012 60	0,001260
3. 1. 1	Факельная установка ФУ-15- ФОК- 100на ППН	1	1	2,5	24	7	0,00042 0	0,00042 0	0,00042 0	0,00042 0	0,000420	0,000 420	0,000 420	0,0004 20	0,000420
3. 1.	При продувке	1	1	5	24	7	0,00084	0,00084	0,00084	0,00084	0,00084	0,000 84	0,000 84	0,0008 4	0,00084



2	факелного коллектора													
3.2	объем сжигаемого газа при техобслуживании и ремонтных работах технол. оборудования (V _g):					0,02367 26	0,02227 99	0,02105 25	0,01978 68	0,017312 8	0,015 3567	0,013 6115	0,0117 320	0,010984 1

Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха

Выбросы вредных веществ при реализации данного проекта по первому варианту:

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;

Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурения оценочной скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0002, цементирувочный агрегат;
- Источник №0003, емкость для топлива;
- Источник №0004, ДЭС вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, сварочный пост;

Источниками воздействия на атмосферный воздух при освоении скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0005, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0006, емкость для топлива;

Неорганизованные источники:

- Источник №6006, насос для перекачки нефти;
- Источник №6007 добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 7.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Котырмас Северный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0004 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0005 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПДН;
- Источник №0006 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПВ;
- Источник №0007 GA-35KN "Navien";
- Источник №0008 Факельная установка ;
- Источник №0009 Водогрейная установка;
- Источник № 0010-0011 Буферная емкость;
- Источник № 0012-0016 Резервуары РВС;
- Источник № 0017- Дизельная электростанция АД 100
- Источник № 0019-0020 Емкость РГС

Неорганизованные источники:

- Источник №6001-6002 Нефтегазосепаратор
- Источник №6003 Газосепаратор;
- Источник №6004-6007 Насосы для нефти



- Источник №6008-6009 Отстойник ОБН
- Источник №6010-6011 Отстойник ОГ-200/С
- Источник №6012-6017 Дренжная емкость
- Источник №6018-6019 Трехфазный сепаратор ТФС-1/1,2
- Источник № 6020 Конденсатосборник
- Источник № 6021 Узел учета нефти
- Источник № 6022 Отделитель ОПГ -100
- Источник № 6023 -6056 Скважины
- Источник № 6057-6090 Дренажная емкость от скважин
- Источник № 6091-6094 ГЗУ
- Источник № 6095-6098 Дренажная емкость от ГЗУ

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 20 стационарных организованных источников загрязнения, 98 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Выбросы вредных веществ при реализации данного проекта по второму варианту:

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурения скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0002, цементирувочный агрегат;
- Источник №0003, емкость для топлива;
- Источник №0004, ДЭС вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, сварочный пост;

Источниками воздействия на атмосферный воздух при освоении скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0005, буровая установка ZJ-20;
- Источник №0006, емкость для топлива;

Неорганизованные источники:

- Источник №6006, насос для перекачки нефти;
- Источник №6007 добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 7.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Котыртас Северный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0004 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0005 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПДН;
- Источник №0006 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПВ;
- Источник №0007 GA-35KN "Navien";
- Источник №0008 Факельная установка ;
- Источник №0009 Водогрейная установка;
- Источник № 0010-0011 Буферная емкость;
- Источник № 0012-0016 Резервуары РВС;
- Источник № 0017- Дизельная электростанция АД 100
- Источник № 0019-0020 Емкость РГС



Неорганизованные источники:

- Источник №6001-6002 Нефтегазосепаратор
- Источник №6003 Газосепаратор;
- Источник №6004-6007 Насосы для нефти
- Источник №6008-6009 Отстойник ОБН
- Источник №6010-6011 Отстойник ОГ-200/С
- Источник №6012-6017 Дренажная емкость
- Источник №6018-6019 Трехфазный сепаратор ТФС-1/1,2
- Источник № 6020 Конденсатосборник
- Источник № 6021 Узел учета нефти
- Источник № 6022 Отделитель ОПГ -100
- Источник № 6023 -6056 Скважины
- Источник № 6057-6090 Дренажная емкость от скважин
- Источник № 6091-6094 ГЗУ
- Источник № 6095-6098 Дренажная емкость от ГЗУ

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 20 стационарных организованных источников загрязнения, 98 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Выбросы вредных веществ при реализации данного проекта по третьему варианту:

Источниками воздействия на атмосферный воздух при СМР являются:

Неорганизованные источники:

- Источник №6001, расчет выбросов пыли, образуемой при подготовке площадки;
- Источник №6002, расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- Источник №6003, расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта катками;
- Источник №6004, расчет выбросов неорганической пыли, при работе автосамосвала.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при бурения скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0001, буровая установка ZJ-20 и ZJ-40;
- Источник №0002, цементировочный агрегат;
- Источник №0003, емкость для топлива;
- Источник №0004, ДЭС вахтового поселка;

Неорганизованные источники:

- Источник №6005, сварочный пост;

Источниками воздействия на атмосферный воздух при освоении скважин являются:

Организованные источники:

- Источник №0005, буровая установка ZJ-20 и ZJ-40;
- Источник №0006, емкость для топлива;

Неорганизованные источники:

- Источник №6006, насос для перекачки нефти;
- Источник №6007 добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин выявлено: 13 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 6, неорганизованных - 7.

Технологический процесс при эксплуатации месторождения Котыртас Северный по всем вариантам разработки происходит одинаково.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0001-0004 Печь подогрева ПТ 16/150;
- Источник №0005 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПДН;
- Источник №0006 – Печь подогрева ПТ 16/150 для подогрева ПВ;
- Источник №0007 GA-35KN "Navien";
- Источник №0008 Факельная установка ;
- Источник №0009 Водогрейная установка;



- Источник № 0010-0011 Буферная емкость;
- Источник № 0012-0016 Резервуары РВС;
- Источник № 0017- Дизельная электростанция АД 100
- Источник № 0019-0020 Емкость РГС

Неорганизованные источники:

- Источник №6001-6002 Нефтегазосепаратор
- Источник №6003 Газосепаратор;
- Источник №6004-6007 Насосы для нефти
- Источник №6008-6009 Отстойник ОБН
- Источник №6010-6011 Отстойник ОГ-200/С
- Источник №6012-6017 Дренажная емкость
- Источник №6018-6019 Трехфазный сепаратор ТФС-1/1,2
- Источник № 6020 Конденсатосборник
- Источник № 6021 Узел учета нефти
- Источник № 6022 Отделитель ОПГ -100
- Источник № 6023 -6056 Скважины
- Источник № 6057-6090 Дренажная емкость от скважин
- Источник № 6091-6094 ГЗУ
- Источник № 6095-6098 Дренажная емкость от ГЗУ

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 20 стационарных организованных источников загрязнения, 98 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

по I варианту разработки (рекомендуемый вариант):

- при бурении оценочных скважин №148,149 - 43,344386 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - 22,483725 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - 22,166725 т/год.

по II варианту разработки:

- при бурении оценочных скважин №148,149 - 43,344386 т/год;
- при бурении добывающих скважин №131,105,138 – 65,01658 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - 22,742558 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - 23,012958 т/год.

по III варианту разработки:

- при бурении оценочных скважин №148,149 - 43,344386 т/год;
- при бурении горизонтальной скважины №145 - 41,488595 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2024г - 22,900038 т/год;
- при эксплуатации месторождения в 2025г - 23,173608 т/год.

Оценка воздействий на состояние вод

Водопотребление.

АО «Эмбаунайгаз» пользуется услугами субъекта, который занимается строительством скважин на месторождениях АО «Эмбаунайгаз», а также выполняет операции по водоснабжению. Водоснабжение при строительстве скважин для хозяйственно-питьевых нужд осуществляется согласно договору с специализированной организацией. (Договор со специализированными организациями определяется путем проведения открытого тендера). Водоотведение.

При строительстве скважин хозяйственных сточных вод от вахтового поселка накапливаются в местные железобетонные септики емкостью 25 м³ с последующим вывозом их на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированной организацией определяется путем тендера).

При эксплуатации месторождения вывоз и утилизация сточных вод осуществляется согласно договору.

по I варианту разработки (рекомендуемый вариант):



- при бурении оценочных скважин №148,149 - 312,3 м3/скв/цикл;
 - при эксплуатации месторождения в 2024 -2025 гг - 4932,0 м3/скв/цикл;
- по II варианту разработки:
- при бурении добывающих и оценочных скважин №148,149, №131,105,138 - 780,75 м3/скв/цикл;
 - при эксплуатации месторождения в 2024 -2025 гг -4932,0 м3/скв/цикл ;
- по III варианту разработки:
- при бурении оценочных скважин №148,149 - 312,3 м3/скв/цикл;
 - при бурении горизонтальной скважины №145 - 233,55 м3/скв/цикл;
 - при эксплуатации месторождения в 2024 -2025 гг - 4932 м3/скв/цикл;

Программа управления отходами

В процессе реализации разработки месторождения Котырмас Северный образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывает негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будет осуществляется безамбарным методом.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при разработке месторождения;
- при вспомогательных работах.

Основными отходами при бурении скважины являются:

- буровой шлам;
- отработанный буровой раствор;
- металлолом;
- коммунальные отходы;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- отработанные аккумуляторы.

Недропользователь обязуется соблюдать все требования п.2 ст.320 Экологического Кодекса РК во время ведения работ. На месторождении С.Котырмас организованы места временного складирования отходов на срок не более шести месяцев. Далее отходы вывозятся согласно договору со специализированной организацией.

Все образованные отходы передаются в специализированные организации, имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов.

Производственные и бытовые отходы по 1 варианту разработки

При строительстве вертикальных оценочных скважин №148, 149

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	142,399	284,798
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	183,458	366,916
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,2252
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,00005
Отработанные масла	Опасные отходы	0,9721	1,9442
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015	0,003
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,003
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,214	0,428
Всего		327,1587	654,31745



При эксплуатации на 2024-2025гг

Наименование отходов	Классификация	2024 год	2025 год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,000025
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002
ТБО	Не опасные отходы	2,25	2,25
Всего:		2,3643	2,3643

Производственные и бытовые отходы по 2 варианту разработки

При строительстве добывающих вертикальных скв №131, 105, 138, оценочных скв №148, 149

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	
		1 скв	5 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	142,399	711,995
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	183,458	917,29
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,563
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,000125
Отработанные масла	Опасные отходы	0,9721	4,8605
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015	0,0075
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0075
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,214	1,07
Всего		327,1587	1635,794

При эксплуатации на 2024-2025гг

Наименование отходов	Классификация	2024 год	2025 год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,000025
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002
ТБО	Не опасные отходы	2,25	2,25
Всего:		2,3643	2,3643

Производственные и бытовые отходы по 3 варианту разработки

При строительстве оценочных скважин №148, 149

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год	
		1 скв	2 скв
Буровой шлам	Опасные отходы	142,399	284,798
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	183,458	366,916
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126	0,2252
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,00005
Отработанные масла	Опасные отходы	0,9721	1,9442
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015	0,003
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,003
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	0,214	0,428
Всего		327,1587	654,31745

При строительстве горизонтальной скважины №145

Наименование отходов	Классификация	Объем отхода, тонн/год
Буровой шлам	Опасные отходы	142,3986572
Отработанный буровой раствор	Опасные отходы	183,4584389
Промасленные отходы (ветошь)	Опасные отходы	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025
Отработанные масла	Опасные отходы	0,9721
Металлолом	Не опасные отходы	0,0015
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	1,280
Всего		328,2248



При эксплуатации на 2024-2025гг

Наименование отходов	Классификация	2024 год	2025 год
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Опасные отходы	0,000025	0,000025
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015	0,0015
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002	0,0002
ТБО	Не опасные отходы	2,25	2,25
Всего:		2,3643	2,3643

При проведения работ следует проводить следующие природоохранные мероприятия:

- жидкие химреагенты хранятся в цистернах на промплощадке ГСМ;
- буровая установка монтируется с учетом розы ветров, рельефа местности, для обеспечения течения жидкостей самотеком в технологические емкости;
- отработанные масла собираются в металлические емкости и вывозятся на промышленную базу для дальнейшей регенерации;

Рекультивация земель

Согласно Земельному Кодексу Республики Казахстан ст. 140 «Охрана земель», собственники земельных участков и землепользователь обязаны проводить мероприятия, направленные на:

- рекультивацию нарушенных земель, восстановлению их плодородия и других полезных свойств земли, своевременное вовлечение ее в хозяйственный оборот;
- снятие, сохранение и использование плодородного слоя почвы при проведении работ, связанных с нарушением земли.

В период строительства скважин произойдут нарушения земель, производимые строительными машинами, механизмами при проведении строительно-монтажных работ. После окончания бурения, испытания скважин и демонтажа оборудования исполнитель должен вести работы по восстановлению земельного участка в соответствии с проектными решениями. Рекультивация земель включает в себя два этапа: технический и биологический.

При проведении технического этапа рекультивации земель должны быть выполнены следующие работы:

- демонтировать буровую установку и вывезти для последующего использования (отходов бетона и металлолома не образуется, так как нет сборного фундамента, а имеется опорный фундамент с железным каркасом, который демонтируется с буровой установкой и также вывозится для последующего использования);
- провести планировку территории и взрыхлить поверхность грунтов в местах, где они сильно уплотнены;
- нанести плодородный слой почвы на поверхность участка, где он был снят(с планировкой территории);
- очистить участок от металлолома и др. материалов.

Провести рекультивацию земель на площадях, которые были заняты временными дорогами, или передать их постоянному землепользователю на согласованных с ним условиях.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа. Биологический этап рекультивации включает:

- подбор участков нарушенных земель, удобных по рельефу, размерам и форме, поверхностный слой, который сложен породами, пригодными для биологической рекультивации;
- планировку участков нарушенных земель, обеспечивающую производительное использование современной техники для сельскохозяйственных работ и исключая развитие эрозионных процессов;
- нанесение плодородного слоя почвы на малопригодные породы при подготовке земель под пашню;
- проведение интенсивного мелиоративного воздействия с выращиванием однолетних, многолетних трав.



Сведения о документах, подготовленных в ходе оценки воздействия на окружающую среду:

1. Заключение об определении сферы охвата оценки воздействия на окружающую среду и (или) скрининга воздействий намечаемой деятельности №KZ57RVX01021758 от 22.02.2024 года.

2. Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Котыртас Северный» АО «Эмбаунайгаз».

3. Протокол общественных слушаний к отчету о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Котыртас Северный» АО «Эмбаунайгаз».

При дальнейшей реализации намечаемой деятельности необходимо учесть требования пункта 4 статьи 146 Кодекса Республики Казахстан «О недрах и недропользовании», а именно - сжигание сырого газа в факелах допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов.

Обеспечить выполнение экологических требований по охране атмосферного воздуха согласно статей 397, 210, 211 Экологического кодекса РК (далее – Кодекс) и необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный отчет о возможных воздействиях возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Котыртас Северный» АО «Эмбаунайгаз» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



1. Представленный отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Котыртас Северный» АО «Эмбаунайгаз» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета 23.02.2024 год на интернет-ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах местного исполнительного органа 05.02.2024 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местного исполнительного органа 05.02.2024 года.

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер: Прикаспийская коммуна №5 (20775) 01 февраля 2024 год, Атырау №5 (20818) 01 февраля 2024 год ; Телеканал «Caspian NEWS», № 56 от 31.01.2024 г.

Электронный адрес и номер телефона, по которым общественность могла получить дополнительную информацию о намечаемой деятельности, проведении общественных слушаний, а также запросить копии документов, относящихся к намечаемой деятельности – m.abir@kmge.kz;

Электронный адрес и почтовый адрес уполномоченного органа или его структурных подразделений, по которым общественность могла направлять в письменной или электронной форме свои замечания и предложения к проекту отчета о возможных воздействиях a.sagingalieva@ecogeo.gov.kz, ga.arystanova@atyrau.gov.kz.

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, 12.03.2024г. в 11:00 ч. по адресу: Атырауская область, Кызылкогинский район, село Мукур, ул. М.Зулханова, здание 11, в сельском клубе «Мұқыр».

Все замечания и предложения общественности к проекту отчета о возможных воздействиях, в том числе полученные в ходе общественных слушаний, и выводы, полученные в результате их рассмотрения, были сняты.

Руководитель департамента

Бекмухаметов Алибек Муратович

