



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

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

ТОО «PriorityOil&Gaz»

Заклучение по результатам оценки воздействия на окружающую среду на отчет о возможных воздействиях к «ПРОЕКТУ разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024 г.)»

В соответствии пп.2.1 п.2 раздела 2 Приложения 1 Кодекса от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности разведка и добыча углеводородов относится 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 среду № KZ17VWF00165916 от 20.05.2024 год.

Общие сведения о месторождении

Месторождение Пустынное по административному делению входит в состав Жылойского района Атырауской области Республики Казахстан. Ближайшими населенными пунктами являются нефтепромыслы Каратон (к юго-востоку-30 км.), Саркамыс (к юго-востоку-70 км.) и районный центр Кульсары (к северо-востоку-90 км.), Косчагилский с.о., с.Косчагил расположен 59 км от участка. Ближайшими магистральными нефтепроводами являются нефтепровод Прорва- Кульсары (35 км.) и Узень- Самара (60 км.).

Недропользователем месторождения Пустынное является ТОО «PriorityOil&Gaz», в соответствии с Контрактом № 5286-УВС от 2 ноября 2023 год на добычу углеводородов в Атырауской Области. Площадь участка недр составляет 5,38 кв.км. Глубина отработки – минус 800 м. Срок Контракта до 02 ноября 2048 год.

Координаты горного отвода:

- 1) 46°28'34" СШ, 53°10' 6" ВД,
- 2) 46°29'31" СШ, 53°10' 16" ВД,
- 3) 46°30'20" СШ, 53°11' 54" ВД,
- 4) 46°30'24" СШ, 53°12' 58" ВД,
- 5) 46°29'26" СШ, 53°11' 55" ВД,
- 6) 46°28'25" СШ, 53°10' 23" ВД.

В орографическом отношении месторождение Пустынный представляет собой заболоченную низменность, покрытую сорами и рыхлыми современными морскими заносами. Ближайший водоток пресных вод – река Жем (Эмба) находится на расстоянии около 45 км севернее. Дамбовые сооружения, отделяющие территорию от сгонно-нагонных явлений Каспийского моря (подъема воды), расположены на расстоянии более 12 км от месторождения.



Согласно письма №27-7-07-8/1609 от 09.08.2024 года РГУ «Жайық Каспийская бассейновая инспекция по регулированию использования и охране водных ресурсов Комитета по водным ресурсам Министерства экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан» координаты расположения проектируемых скважин находится вне территории водных объектов и их водоохраных зон и полос.

Целевое назначение работы

Настоящим проектом разработки месторождения предусмотрены 4 основные варианты: первый базовый – разбуривание месторождения вертикальными скважинами. Второй вариант предусматривает бурение горизонтальных скважин. Третий вариант и четвертый аналогичен второму варианту, но с уплотнением сетки скважин и различным направлением горизонтальных стволов относительно простирания залежи. В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого выбран 4 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения.

Целью настоящего проекта является обоснование рациональной системы разработки месторождения Пустынное.

Сведение о производственном процессе

Расчеты технологических показателей разработки месторождения и объектов выполнены по 4 основным вариантам.

1 вариант. Разработка по первому варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией вертикальными скважинами. Сетка скважин квадратная, что позволит в дальнейшем модифицировать ее в процессе эксплуатации.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 24 добывающими скважинами. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 400х400 м (16 га), темп бурения по 5 скважин в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 5 лет (2028-2033гг) с годовыми уровнями 38,5 – 36,5тыс.т, максимальная добыча 49,9 тыс.т в 2030г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 36 добывающими скважинами и 1 нагнетательной. Сетка скважин квадратная с расстоянием между скважинами 150х150 м (25 га), темп бурения по 6 скважин в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5лет (2026-2030гг) с годовыми уровнями 30,7 – 37,9тыс.т, максимальная добыча 42,7 тыс.т достигается в 2027 г. В 2027 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 3 добывающими скважинами. Сетка скважин линейная, темп бурения по 1 скважина в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2027гг) с годовыми уровнями 4,3 – 4,5тыс.т, максимальная добыча 5,3 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 1 варианту максимальный фонд скважин – 64 ед. Темп бурения по 11-12 скважин в год. «Полка» добычи составит 9 лет (2026-2034) с годовыми уровнями 53,7-48,2тыс.т, максимальная добыча 90,4 тыс.т достигается в 2030 г.

2 вариант. Разработка по второму варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами и 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная, при этом горизонтальная часть скважин линейная по первому ряду от



тектонического разлома и параллельная по второму ряду, перпендикулярно ВНК, точка «В» направлена в сторону ВНК. Такое расположение скважин второго ряда позволит снизить приток воды из-за контурной части ВНК и имеется возможность частичного отключения горизонтальной части ствола от точки «В» до точки «А» по мере ее обводнения за счет стягивания ВНК.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 13 добывающими скважинами. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 400м по I и II блоку, в III блоке 1 скважина, расстояние между рядами в среднем 300 м. Темп бурения по 1 скважине в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 8 лет (2029-2036гг) с годовыми уровнями 43,6 – 42,5 тыс.т, максимальная добыча 52,5 тыс.т достигается в 2032г.

Разработка II объекта (сеноманский К2с-1) предусматривается 9 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная с расстоянием между скважинами 250м, параллельная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 5 лет (2027-2031гг) с годовыми уровнями 26,3 – 24,7тыс.т, максимальная добыча 36,6 тыс.т достигается в 2028 г.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 2 добывающими скважинами. Расположение скважин линейная, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 8,10тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 2 варианту максимальный фонд скважин – 25 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 3-4 скважин в год. «Полка» добычи составит 4 года (2028-2031) с годовыми уровнями 77,8 - 76,4тыс.т, максимальная добыча 79,7 тыс.т достигается в 2029 г.

3 вариант. Разработка по третьему варианту предусматривается с ППД на II объекте, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами и 1 вертикальной скважиной. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 11 добывающими скважинами. Темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 4 года (2027-2030гг) с годовыми уровнями 40,1 – 60,1тыс.т, максимальная добыча 70,5 тыс.т в 2029 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 35,1 – 27,2тыс.т, максимальная добыча 35,1тыс.т достигается в 2027 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 2 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 14,3 – 10,0тыс.т, максимальная добыча 14,3 тыс.т достигается в 2025 г.

В целом по месторождению по 3 варианту максимальный фонд скважин –20 ед. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 4 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027 - 2029) с годовыми уровнями 92,1 – 99,7тыс.т, максимальная добыча 99,7 тыс.т достигается в 2029 г.

4 вариант. Разработка по четвертому варианту предусматривается с ППД на II объекте и 1 вертикальной скважиной, остальные объекты на естественном режиме, с эксплуатацией горизонтальными скважинами. Расположение скважин линейная.

Разработка I объекта (сеноманский К2с-2) предусматривается 18 добывающими скважинами. Темп бурения от 2 до 7 скважины в год, старт бурения 2024г., ввод в



эксплуатацию в 2025 году. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 76,6 – 75,6тыс.т, максимальная добыча 92,0 тыс.т в 2028 г.

II объект (сеноманский К2с-1) предусматривается 6 добывающими скважинами и 1 нагнетательная. Расположение скважин линейная, темп бурения по 2 скважины в год, старт бурения 2025г. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029гг) с годовыми уровнями 41,6 – 49,4 тыс.т, максимальная добыча 49,4 тыс.т достигается в 2029 г. В 2026 г предусматривается бурение нагнетательной скважины в законтурной области.

Разработка III объект (апт К1а) предусматривается 3 добывающими скважинами с 2025 г. «Полка» добычи составит 2 года (2025-2026гг) с годовыми уровнями 10,5 – 19,8тыс.т, максимальная добыча 19,8 тыс.т достигается в 2026 г.

В целом по месторождению по 4 варианту максимальный фонд скважин – 28 ед.. в т.ч. 1 нагнетательная. Темп бурения по 8 скважин в год. «Полка» добычи составит 3 года (2027-2029) с годовыми уровнями 123,2 – 125,3тыс.т, максимальная добыча 126,9 тыс.т достигается в 2028 г.

В результате технико-экономического анализа, в качестве рекомендуемого выбран 4 вариант разработки, с вводом в эксплуатацию добывающих скважин из бурения. Рекомендуемый вариант разработки обеспечивает за рентабельный срок наибольшую величину извлекаемых запасов нефти месторождения на одну скважину, достижение утвержденных извлекаемых запасов нефти и наилучшие экономические показатели.

График бурения

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения		
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.
2025	8	8	
2026	8	8	
2027	9	8	1
2028	3	3	

Характеристика основного фонда скважин по месторождению. Вариант 4

Годы и периоды	Добыча нефти общая тыс.т	Темп отбора от извлекаемых запасов		Накопл. добыча нефти тыс.т	Отбор извлеч. запасов %	Коефф. нефте- излечен. д.ед.	Годовая добыча жидкости всего тыс.т	Накопленная добыча жидкости		Обвод- ненность %	Закачка рабочего агента		Компенс. отбора закачкой %
		начальн. %	текущих %					всего тыс.т	мех.спос. тыс.т		годовая тыс.т	накопл. тыс.т	
		3	4					5	6		7	8	
2025	34,2	3,4	3,5	34,2	3,4	0,010	43,2	43,2	43,2	21,0	0,0	0,0	0,0
2026	90,8	9,1	9,4	125,0	12,5	0,038	122,3	165,6	165,6	25,8	0,0	0,0	0,0
2027	123,2	12,3	14,1	248,1	24,8	0,075	180,0	345,5	345,5	31,6	56,8	56,8	31,6
2028	126,9	12,7	16,9	375,1	37,5	0,113	205,5	551,0	551,0	38,2	78,6	135,3	38,2
2029	125,3	12,5	20,1	500,4	50,1	0,150	233,8	784,8	784,8	46,4	108,5	243,8	46,4
2030	100,4	10,0	20,1	600,8	60,1	0,181	218,2	1003,0	1003,0	54,0	117,9	361,7	54,0
2031	80,5	8,1	20,2	681,3	68,2	0,205	203,8	1206,8	1206,8	60,5	123,3	485,0	60,5
2032	64,7	6,5	20,4	746,0	74,7	0,224	190,2	1397,0	1397,0	66,0	125,5	610,5	66,0
2033	52,0	5,2	20,6	798,0	79,9	0,240	177,5	1574,5	1574,5	70,7	125,4	735,9	70,7
2034	41,9	4,2	20,9	839,9	84,1	0,252	165,5	1740,0	1740,0	74,7	123,6	859,5	74,7
2035	33,8	3,4	21,2	873,7	87,5	0,263	154,2	1894,2	1894,2	78,1	120,5	979,9	78,1
2036	27,2	2,7	21,7	900,9	90,2	0,271	143,7	2037,9	2037,9	81,0	116,4	1096,4	81,0
2037	22,0	2,2	22,4	922,9	92,4	0,277	133,8	2171,7	2171,7	83,6	111,8	1208,2	83,6
2038	17,8	1,8	23,3	940,7	94,2	0,283	124,6	2296,3	2296,3	85,7	106,8	1315,0	85,7
2039	14,4	1,4	24,6	955,1	95,6	0,287	116,0	2412,3	2412,3	87,6	101,6	1416,6	87,6
2040	11,6	1,2	26,4	966,7	96,8	0,291	107,9	2520,2	2520,2	89,2	96,3	1512,9	89,2
2041	9,4	0,9	29,1	976,1	97,7	0,293	100,5	2620,7	2620,7	90,6	91,1	1604,0	90,6
2042	7,6	0,8	33,3	983,7	98,5	0,296	93,5	2714,2	2714,2	91,8	85,9	1689,9	91,8
2043	6,2	0,6	40,5	989,9	99,1	0,298	87,0	2801,2	2801,2	92,9	80,8	1770,7	92,9
2044	5,0	0,5	55,2	994,9	99,6	0,299	81,0	2882,1	2882,1	93,8	76,0	1846,6	93,8
2045	4,1	0,4	100,0	999,0	100,0	0,300	75,4	2957,5	2957,5	94,6	71,3	1917,9	94,6



Характеристика основных показателей разработки по месторождению. Вариант 4

Годы и периоды	Ввод скважин из бурения			Фонд скважин с нач. разр. ед.	Экспл. бурение с нач. разр. тыс. м	Выбытие скважин		Фонд добывающих скважин на конец периода		Фонд нагн. скважин на конец пер. ед.	Средне годовой дебит на 1 скважину		Прием. 1 нагн. скважины м3/сут
	всего ед.	добыв. ед.	нагнет. ед.			всего ед.	нагнет. ед.	экспл. ед.	действ. ед.		нефти т/сут	жидкости т/сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2025	8	8		8	4	0		8	8		17,1	21,6	0,0
2026	8	8		16	7	0		16	16		16,4	22,0	0,0
2027	9	8	1	25	11	0		25	25	1	14,2	20,8	152,4
2028	3	3		28	13	0		28	28	1	13,1	21,2	210,9
2029	0	0		28	13	0		28	28	1	12,9	24,1	291,2
2030	0	0		28	13	0		28	28	1	10,3	22,5	316,5
2031	0	0		28	13	2		26	26	1	8,9	22,6	331,0
2032	0	0		28	13	0		26	26	1	7,2	21,1	337,0
2033	0	0		28	13	0		26	26	1	5,8	19,7	336,8
2034	0	0		28	13	0		26	26	1	4,6	18,4	331,8
2035	0	0		28	13	0		26	26	1	3,7	17,1	323,4
2036	0	0		28	13	0		26	26	1	3,0	15,9	312,6
2037	0	0		28	13	0		26	26	1	2,4	14,8	300,2
2038	0	0		28	13	0		26	26	1	2,0	13,8	286,8
2039	0	0		28	13	0		26	26	1	1,6	12,9	272,8
2040	0	0		28	13	0		26	26	1	1,3	12,0	258,6
2041	0	0		28	13	0		26	26	1	1,0	11,1	244,5
2042	0	0		28	13	0		26	26	1	0,8	10,4	230,5
2043	0	0		28	13	0		26	26	1	0,7	9,7	217,0
2044	0	0		28	13	0		26	26	1	0,6	9,0	203,9
2045	0	0		28	13	0		26	26	1	0,5	8,4	191,4

Конструкция скважин проектируется в соответствии с действующими инструктивно-методическими документами, и предусматривает:

Для скважин глубиной 600м

1. Направление □ 323,9 мм, спускается на глубину 30 м. цементируется до устья, спускается с целью перекрытия неогеновых отложений.

2. Кондуктор □ 244,5 мм, спускается на глубину 180 м, цементируется до устья, спускается с целью перекрытия поглощающих горизонтов, предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну и установки ПВО.

3. Эксплуатационная колонна □ 168,3 мм спускается на глубину 800 м. Спускается и цементируется до устья, с целью обсадки продуктивной части скважины и добычи нефти. Для качественного крепления ствола скважины на колонне устанавливаются центраторы.

Конструкция вертикальных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента, м
	Долота	Колонны		
Направление	393,7	323,9	30	До устья
Кондуктор	295,3	244,5	До устья	устье
Эксплуатационная	215,9	168,3	До устья	устье

В данной работе предлагается бурения горизонтальных скважин для уточнения технологических показателей разработки месторождения. а также в таблице 1.5.11-2 представлены конструкция горизонтальных скважин предусмотренных в рамках настоящего отчета.



Проектные конструкции горизонтальных скважин

Наименование колонн	Диаметр, мм		Глубина спуска колонны, м (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента, м
	Долота	Колонны		
Направление	393,7	323,9	30	До устья
Кондуктор	295,3	244,5	180	До устья
Экс. колонна	215,9	168,3	700*/870	До устья

ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Интервал обсадной колонны	Кондуктор	Эксплуатационная колонна
Диаметр ствола/колонны, мм	295,3/244,5	215,9/168,3
Тип раствора	Ингибированный КСІ полимерный раствор	Ингибированный КСІ полимерный раствор
плотность раствора (г/см ³)	1,15-1,18	1,18-1,24

Окончательные решения по конструкции проектных скважин, по выбору типа и компонентного состава бурового раствора, технологии цементирования и высоте подъема цемента за колоннами, методу освоения будут приняты при разработке технических проектов на строительство скважин.

Описание технологических процессов

В период промышленной разработки добыча нефти осуществляется механизированным способом. Устья механизированных скважин будут оборудованы винтовыми насосами. Сбор и транспортировка жидкости на месторождении осуществляется по следующей схеме: пласт – скважина – шлейф – центральная замерная емкость - пункт сбора нефти (ПСН), далее в первые годы на начальном этапе разработки нефть будет реализовываться сторонним организациям. После организации промысла и обустройства пункта подготовки нефти (ППН), нефть после подготовки будет транспортироваться автотранспортом до НПС Каратон для дальнейшей реализации.

На месторождении эксплуатация скважин планируется механизированным способом. Подъем продукции на поверхность будет осуществляться с помощью винтовых насосов и пройдя индивидуальны́й замер жидкости в замерных устройствах будет поступать в накопительную емкость (№10 рисунок 6.3.1), далее по мере заполнения жидкость перекачивается насосом НБ-50 (№6) в технологические резервуары (№5) объемом 72 м³ каждая, всего на месторождении предусматривается 4 резервуара. Откуда скважинная продукция под давлением 0,3÷2МПа и температурой 35°С-55°С, по подземному нефтепроводу с добавлением деэмульгатора поступает на печь подогрева ППНП-1-0,2» с горелкой марки «PN30», где нагревается до 65-75°С. Далее откачивается насосом К45/30 (№2) и отгружается в нефтевозы.

С 2027 года предусматривается бурение нагнетательной скважины с целью поддержания пластового давления. В данном случае накопленная жидкость в технологических резервуарах проходит предварительный сброс воды. Обезвоженная нефть поступает в печи подогрева ППНП-1-0,2 (№1) и транспортируется на НПС Каратон для дальнейшей подготовки и реализации. Вода, отделенная от нефти в технологических резервуарах (№5), поступает в резервуары для сбора пластовой воды объемом 61 м³ (№9), предусматривается два резервуара, где нефтяная пленка отделяется и обратно направляется в систему подготовки нефти. Отстоявшаяся вода с помощью насосов закачивается в нагнетательную скважину. Закачка в скважину осуществляется с помощью насосов «9МГР».



Для предотвращения коррозии коммуникаций и оборудования предусмотрен блок дозирования реагентов БДР-2,5 с возможной подачей водорастворимых ингибиторов коррозии. Блок БДР-2,5 используется для подачи деэмульгаторов марки «Рандем-2213Б» с целью интенсификации процесса деэмульсации.

На технологической площадке месторождения планируется установить следующее оборудование и сооружения:

- Котел «STS-150 ST»
- Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт.
- Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт.
- Технологические емкости нефти V-60 м3 - 4 ед.;
- Печь подогрева нефти (ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж))- 2 ед. (1 резервная). Температура 20- 75°С, мощность печи подогрева 2500kW;
- Насос нефтеналивного стояка К 45/30 с эл.двиг. 7,5*3000 об/мин-2 ед. Подача - 45 м3/час, напор-32.00м, частота вращения - 2900 (48) об/мин. Максимальная потребляемая мощность – 6,50 кВт;
- Насос консольный К20/30 с эл.двигателем 4х3000об/мин.
- Резервуары технологические V-72 м3 - 5 ед.;
- Насос НБ-50. Подача – 5,8-11 м3/час.Наибольшее давление-6.3-3.4МПа. Максимальная потребляемая мощность - 50 кВт;
- Насос НБ-125-2 ед.Подача – 7,05-19,78 л/сек. Наибольшее давление -16.0-8.0МПа. Максимальная потребляемая мощность -125 кВт;
- Подземный резервуар для технической воды V-72 м3-2 ед.;
- Резервуары для сбора пластовой воды V-61 м3-2 ед.;
- Центральный резервуар поступления нефти со скважин V-72 м3.;
- Резервуар для замера дебита скважин V-5 м3.
- Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт.
- Блок дозирования хим.регента «БДР-2,5/1»;
- Нефтеналивной стояк -2 ед.;
- АЗС (резервуар хранения дизтоплива – 2 ед.);
- Автомобильная сливно-наливная эстакада на 2 поста- 1 ед.

Данная концепция обустройства месторождения будет применяться в первые годы разработки месторождения. В дальнейшем при увеличении добычи планируется рассмотреть модернизацию и увеличение мощностей пункта сбора и подготовки нефти.

Оценка воздействия на качество атмосферного воздуха ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 31 единиц, из них 16 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.
- ист. N 0002-0005, Дизельный двигатель G12V190ZLG-3 N 810 кВт;
- ист. N 0006, Дизельгенератор резервный B8L-160 кВт;
- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL-372 N = 372 кВт;
- ист. N 0009, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0010, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0011, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0012, Дизельный двигатель мощностью 485 кВт;
- ист. N 0013, Дизельгенератор VOLVO мощностью 200 кВт;
- ист. N 0014, Дизель-генератор резервный мощностью 60 Квт;



- ист. N 0015, Факельная установка.
- Неорганизованные источники:
- ист. N 6001, Участок сварки;
- ист. N 6002, Расчет выбросов пыли, образуемой при погрузочно-разгрузочных работах;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при уплотнении грунта;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6006, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6007, Площадка складирования цемента;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Цементно-смесительная машина СМН-20;
- ист. N 6010, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6011, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6012, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6013, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6014, Емкость для нефти;
- ист. N 6015, Устье скважины;
- ист. N 6016, Дренажная емкость.

При количественном анализе выявлено, что общий ориентировочный выброс загрязняющих веществ в атмосферу при строительстве 1 добывающей скважины составит – 23,93586356 г/сек и 137,80890063 тонн (От 28 скв. 3858,64921764 т/период).

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На период промышленной разработки месторождения Пустынное, при регламентной работе нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в атмосферу будет выбрасываться 25 ингредиентов загрязняющих веществ 2,3,4 класса санитарной опасности (значения ПДК и класс опасности каждого вещества определяются на основании Приказа Министр здравоохранения Республики Казахстан от 2 августа 2022 года № ҚР ДСМ-70 «Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций»).

На период регламентной работы нефтепромыслового оборудования и нефтепромысла в целом, в год максимальной добычи (2028 г. добыча нефти составляет 126,9 тыс. тонн) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 37 источников выбросов, из них организованных источников - 5, неорганизованных источников – 32.

Организованные источники:

- ист. №0001, Дизель генератор «VISAJD250GX» - мощность 250кВт;
- ист. №0002, Дизель генератор «AKSAAJD275» мощность 250 кВт;
- ист. №0003-0004, Печь подогрева нефти (ППНП-1-0,2/6,3-А(Ж))- 2 ед;
- ист. №0005, Котел «STS-150 ST»;
- ист. №0006, Дизель генератор «PDE-275» мощность 275 кВт;

Неорганизованные источники:

- ист. №6001, Технологические емкости нефти V-60 м3 - 4 ед;
- ист. №6002, Насос нефтеналивного стояка К 45/30 - 2 ед;
- ист. №6003, Насос НБ-50;
- ист. №6004, Насос НБ-125-2 ед;
- ист. №6005, Резервуары технологические V-72 м3 - 5 ед
- ист. №6006, Центральный резервуар поступления нефти со скважин V-72 м3;



- ист. №6007, Нефтеналивной стояк 2 ед.;
- ист. №6008, Блок дозирования хим.регента «БДР-2,5/1»;
- ист. №6009, АЗС;
- ист. №6010, Автомобильная сливно-наливная эстакада на 2 поста- 1 ед;
- ист. №6011-6038, Устья скважин.

Согласно проведенным предварительным расчетам при разработке месторождения Пустынное на максимальный год добычи 2028 год, стационарными источниками загрязнения выбрасывается в атмосферный воздух всего 15.932639205 г/сек – 448.16861891 т/год.

Воздействие на водные объекты

Проведение работ характеризуется потреблением воды.

На участке питьевое водоснабжение и вода для хоз. бытовых нужд будет обеспечиваться привозной бутилированной водой с ближайшего населенного пункта. На технологические нужды будет использоваться техническая вода.

Источники пресной воды отсутствуют. Водоохранные зоны и полосы отсутствуют, необходимость в установлении отсутствует.

Ориентировочные объемы водопотребления и водоотведения при бурении 1-ой скважины составят: 3560,04 м3/период: из них на хоз.бытовые нужды – 862 м3, столовая – 268,2 м3, прачечная – 292 м3, неподвижные расходы, 5% - 71,54 м3, технические нужды - 2066,3 м3/период.

Баланс водопотребление и водоотведение на период бурения скважин

Год	Количество скважин	Расход воды на скважину, м3, для:					
		питьевых нужд	Хоз. бытовые нужды	Столовая	Прачечная	Неподвижные расходы, 5%	Тех. нужды
2025	8	572,32	6896,0	2145,6	2336	71,54	16530,4
2026	8	572,32	6896,0	2145,6	2336		16530,4
2027	9	643,86	7758,0	2413,8	2628		18596,7
2028	3	214,62	2586,0	804,6	876,0		6198,9

Баланс водопотребление и водоотведение на период разработки месторождения (2025-2034 годы)

№ п/п	Наименование одопотребителей (пещ.участок)	Расход воды на единицу измерения, м³/сут				Годовой расход воды, тыс.м³/пер				Безвозвратное потребл. ипотери воды		Кол-во выпускаемых сточных вод наед.изм., м³/сут			Кол-во выпускаемых сточных вод в год, тыс.м³/пер		
		Оборот. повтор. использ. вода	Свежий источник			Оборот. повтор. использ. вода	Свежий источник			На ед.изм. м³/сут	Всего тыс. м³/год	В том числе			Всего	В том числе	
			всего	произв. тех.н.ужды	хоз.пн.тв.е.нужды		всего	произв. тех.н.ужды	хоз.пн.тв.е.нужды			Всего	произв. тех.н.стоки	хоз.быт.овмест.оки		Всего	произв. тех.н.стоки
Вода питьевая, привозная																	
1	Персонал	-	0,500	-	0,500	-	0,183	0,183	0,020	0,007	0,480	-	0,480	0,175	-	0,175	
2	Столовая	-	0,960	0,720	0,240	-	0,350	0,263	0,088	0,192	0,070	0,768	-	0,768	0,280	-	0,280
3	Бытовые помещения	-	4,000	4,000	-	-	1,460	1,460	-	0,104	0,038	3,896	-	3,896	1,422	-	1,422
4	Прачечная	-	0,058	0,058	-	-	0,156	0,156	-	-	-	0,058	-	0,058	0,156	-	0,156
5	Мытье полов	-	0,253	0,253	-	-	0,061	0,061	-	0,051	0,012	0,202	-	0,202	0,049	-	0,049
Итого Хозбытовые:			5,770	5,030	0,740		2,210	1,940	0,270	0,367	0,128	5,404		5,404	2,083		2,083
Вода технического качества																	
6	Противопожар. резервуар	-	0,010	0,010	-	-	0,100	0,100	-	0,010	0,100	-	-	-	-	-	-
7	Объем оборудования	-	1,000	1,000	-	-	0,365	0,365	-	0,200	0,073	0,800	0,800	-	0,292	0,292	-
8	Полив грейд. дорог	-	0,850	0,850	-	-	0,103	0,103	-	0,850	0,103	-	-	-	-	-	-
Итого Технические:			1,860	1,860			0,568	0,568		1,060	0,276	0,800	0,800		0,292	0,292	
Итого по предприятию:			7,630	6,890	0,740		2,778	2,508	0,270	1,427	0,403	6,204	0,800	5,404	2,375	0,292	2,083



Водоотведение. Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики, оборудованные в соответствии с санитарными требованиями. По мере его наполнения стоки будут откачиваться, и вывозиться автоцистернами на очистные сооружения по договору специализированным организациям, имеющие экологическое разрешение.

Программа управления отходами

Источниками образования отходов при осуществлении хозяйственной деятельности на объектах будут являться: эксплуатация техники и оборудования; функционирование производственных и сопутствующих объектов; жизнедеятельность персонала, задействованного в работах.

В процессе проектируемых работ образуется значительное количество твердых и жидких отходов.

Предварительный перечень отходов при строительстве скважины (на 1 скважину): 556,59 тонн (от 28 скв. 15584,52 тонн), в том числе:

Буровой шлам - 198,73 т/скв.,

Отработанный буровой раствор- 285,88т/скв.,

БСВ - 57,176 т/скв.,

Промасленная ветошь - 0,027т/скв.,

Отработанное масло- 5,49т/скв.,

Использованная тара- 1,5т/скв.,

ТБО -5,692т/скв.,

Металлолом 2,02т/скв.,

Огарки использованных электродов - 0,075т/скв.

Ориентировочный объем образования отходов на период разработки месторождения общий 344,97306 т/год:

ТБО – 30,0 т/год,

Отработанные ртутные лампы 0,003 т/год,

Отработанные масла 7,4 т/год,

Отработанные аккумуляторы 0,4 т/год,

Отработанные масляные фильтры 0,04 т/год,

Отработанные автошины 0,4 т/г,

Металлолом 10,5 т/год,

Нефтьшлам 283,5 т/год,

Бракованное электрооборудование 0,1 т/год,

Промасленная ветошь 0,07506 т/г,

Пищевые отходы 12,15 т/год,

Отработанные батарейки 0,005 т/год,

Антифриз (отработанный тосол) 0,4 т/г.

Накопление отходов предусмотрено в специально оборудованных контейнерах в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан.

Количественная характеристика отходов, образующихся в период бурения скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
На 2025 и 2026 год (от 8-ми скважин)		
Всего	-	4452,72
в том числе:		
отходов производства	-	4407,184
отходов потребления	-	45,536



Опасные отходы		
Отработанное масло	-	43,92
Буровой шлам		1589,84
ОБР		2287,04
БСВ		457,408
Промасленная ветошь	-	0,216
Тара из-под химреагентов	-	12,0
Неопасные отходы		
ТБО	-	45,536
Металл	-	16,16
Огарки использованных электродов	-	0,6
На 2027 год (от 9-ти скважин)		
Всего	-	5009,31
в том числе:		
отходов производства	-	4958,082
отходов потребления	-	51,228
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	49,41
Буровой шлам		1788,57
ОБР		2572,92
БСВ		514,584
Промасленная ветошь	-	0,243
Тара из-под химреагентов	-	13,5
Неопасные отходы		
ТБО	-	51,228
Металл	-	18,18
Огарки использованных электродов	-	0,675
На 2028 год (от 3-х скважин)		
Всего	-	1669,77
в том числе:		
отходов производства	-	1652,694
отходов потребления	-	17,076
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	16,47
Буровой шлам		596,19
ОБР		857,64
БСВ		171,528
Промасленная ветошь	-	0,081
Тара из-под химреагентов	-	4,5
Неопасные отходы		
ТБО	-	17,076
Металл	-	6,06
Огарки использованных электродов	-	0,225

Количественная характеристика отходов, образующихся в период разработки месторождения 2025-2034 годы

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	344,97306
в том числе отходов производства	-	302,82306



отходов потребления	-	42,15
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	7,4
Промасленная ветошь	-	0,07506
Отработанные батарейки		0,005
Антифриз (отработанный тосол)	-	0,4
Нефтьшлам		283,5
Отработанные ртутные лампы		0,003
Отработанные аккумуляторы		0,4
Отработанные масляные фильтры		0,04
Отработанные автошины		0,4
Отработанные автошины		
Металлолом	-	10,5
Коммунальные отходы	-	30,0
Пищевые отходы		12,15
Бракованное электрооборудование		0,1
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

Образующие отходы производства и потребления будут передаваться специализированным организациям имеющие лицензию по переработке, обезвреживанию, утилизации и (или) уничтожению опасных отходов в соответствии п.1 статьи 336 Закона Республики Казахстан "О разрешениях и уведомлениях.

Согласно ст. 320 п.2-1 Экологического кодекса РК места временного складирования отходов на месте образования предназначены на срок не более шести месяцев до даты их сбора (передачи специализированным организациям) или самостоятельного вывоза на объект, где данные отходы будут подвергнуты операциям по восстановлению или удалению.

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 № KZ17VWF00165916 Дата: 20.05.2024 год.

2. Отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)».

3. Протокол общественных слушаний к отчету о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)».

Отчет о возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)» 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.



В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный отчет о возможных воздействиях возможных воздействиях к Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



1. Представленный отчет о возможных воздействиях к «Проекту разработки месторождения Пустынное (по состоянию на 01.01.2024г.)» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на интернет ресурсе уполномоченного органа в области охраны окружающей среды: 12.07.2024 год.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах местных исполнительных органов 03.07.2024 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 17.07.2024 года.

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер. Атырау газеті №26 (20839) от 27.06.2024 года.; ПК газеті №26 (20776) от 27.06.2024 года: Эфирная справка телеканала Атырау №01-07-103 от 28.06.2024 год.

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 ТОО "Priority Oil & Gas", индекс 050010, Республика Казахстан, Атырауская область, Атырау Г.А., г.Атырау, улица Бактыгерей Құлманов, строение № 105, БИН 230440005120 Руководитель: ЧЖАН БИЦИН, e-mail: ramil93.kz@mail.ru. Разработчик: ТОО «КаспианЭнерджиРесерч» РК, г. Атырау, ул. Хакимова, 4. тел.: 8 (7122) 32 09 60; 87019575175, e-mail: Atyrau@ser.kz, БИН 020840001081.

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, 05.08.2024 год 15:00, Атырауская область, Жылыойский район, Косчагилский с.о., с.Косчагил, дом культуры с Косчагыл ул Камысколь здание 79.

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.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович



