

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ
ЭКОЛОГИЯ ЖӘНЕ ТАБИҒИ РЕСУРСТАР
МИНИСТРЛІГІНІҢ
ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ
БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІ
АТЫРАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША
ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ



МИНИСТЕРСТВО ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН
КОМИТЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО
РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ
ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ
ПО АТЫРАУСКОЙ ОБЛАСТИ

060011, QR, Atyraý qalasy, B. Qulmanov kóshesi, 137 úı
tel/faks: 8 (7122) 213035, 212623

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

ТОО «Мадот Ойл»

**Закключение по результатам оценки воздействия на окружающую среду
на отчет о возможных воздействиях к «проекту разработки месторождения «Алаойл»**

В соответствии пп.1.3 п.1 раздела 2 Приложения 2 Экологического Кодекса Республики Казахстан от 2 января 2021 года № 400-VI ЗРК вид намечаемой деятельности, разведка и добыча углеводородов относится к 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 №KZ76VWF00199483 от 05.08.2024 года.

Общие сведения

Недропользователем месторождения Алаойл является ТОО «Madot Oil» на основании Контракта №661 от 24.04.2001г. на разведку и добычу углеводородов на месторождении площади Алаойл в Атырауской области Республики Казахстан (рег.№ 5220-УВС от 12.03.2023г).

В соответствии с рекомендациями п.п.134 «Единые правила...» (..), в рамках настоящего проектного документа рассмотрены четыре дальнейших варианта разработки месторождения, которые отличаются между собой режимами эксплуатации нефтяных залежей, количеству ввода скважин из бурения, системами воздействия на продуктивные пласты и т.д.

Как уже было обосновано выше, на месторождении для промышленной разработки выделен один объект, в который объединены 3 горизонта мелового возраста.

Вариант 1 – Предусматривает разработку месторождения существующим фондом скважин, предусмотрен ввод из консервации 8 добывающих скважин, предусмотрено проведение РИР по борьбе с обводненностью своими силами недропользователя.

Вариант 2 – Основан на проектных решениях 1 варианта, предусмотрена организация системы ППД путем ввода из консервации скважин №№29,6. Ввод из бурения 7 вертикальных добывающих скважин.

Вариант 3 (рекомендуемый) – Основан на проектных решениях 2 варианта. Дополнительно предусмотрено: ввод 1 ЗБГС (№3), ввод из бурения 2 горизонтальных добывающих скважин, перевод 2 скважин под закачку воды (№№14, 4).

Рекомендуемым вариантом предусматривается: ввод из консервации 8 добывающих скважин (№№2,3,4,5,12,14,16,25), предусмотрена организация системы ППД путем ввода из консервации под закачку скважин №№29,6, также ввод из бурения 7 вертикальных добывающих скважин (№№30,31,32,33,34,35,36), ввод 1 ЗБГС (№3) и ввод из бурения 2 горизонтальных добывающих скважин (№№37,38). Предусмотрено проведение РИР по борьбе с обводненностью (скв.№№3,5,12,16,25) своими силами недропользователя.

Вариант 4 – Основан на проектных решениях 1 варианта, предусмотрена организация системы ППД путем ввода из консервации скважин №№29,6. Ввод из бурения 1 вертикальной и 5 горизонтальных добывающих скважин, ввод ЗБГС (1ед.), дополнительный перевод под нагнетание 2 скважин (№14,4).

Выбор рекомендуемого варианта разработки осуществлялся из набора расчетных вариантов, отличающихся системами разработки, фондом скважин, обеспечивающих разную технологическую и



Представлена адресная программа 3 варианта (рекомендуемого).

Скважина	Год	Мероприятие
2	2026	ввод из консервации
3	2026	ввод из консервации
4	2026	ввод из консервации
5	2026	ввод из консервации
12	2026	ввод из консервации
14	2026	ввод из консервации
16	2026	ввод из консервации
29	2026	ввод из консервации под закачку
25	2026	ввод из консервации
3	2026	РИР по борьбе с обводненностью
5	2026	РИР по борьбе с обводненностью
12	2026	РИР по борьбе с обводненностью
16	2026	РИР по борьбе с обводненностью
25	2026	РИР по борьбе с обводненностью
6	2027	ввод из консервации под закачку
30	2027	ввод из бурения ВС
31	2028	ввод из бурения ВС
32	2028	ввод из бурения ВС
4	2029	перевод под закачку
33	2029	ввод из бурения ВС
34	2029	ввод из бурения ВС
3	2029	ЗБГС
14	2030	перевод под закачку
35	2030	ввод из бурения ВС
36	2030	ввод из бурения ВС
37	2030	ввод из бурения ГС
38	2031	ввод из бурения ГС

3 вариант. Характеристика основного фонда скважин по месторождению Алаойл

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			ЗБ ГС ед.	Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод добывающих скважин из консервации, ед.	Перевод под закачку, ед.	Ввод нагнетательных скважин из консервации, ед.	Выбытие скважин, ед.		Фонд добывающих скважин на конец года, ед.	Фонд нагнетательных скважин на конец года, ед.	Среднегодовой дебит на одну скважину, т/сут		Среднегодовая приемистость одной скважины, м³/сут
	всего	В	Г						добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2026	0	0	0		9	8	0	1	0	0	8	1	6,8	12,8	48,1
2027	1	1	0		10	0	0	1	0	0	9	2	6,8	15,7	50,9
2028	2	2	0		12	0	0	0	0	0	11	2	8,3	23,0	69,4
2029	2	2	0	1	14	0	1	0	1	0	12	3	10,3	36,0	111,7
2030	3	2	1		17	0	1	0	1	0	14	4	12,1	49,8	139,6
2031	1	0	1		18	0	0	0	0	0	15	4	12,6	57,9	166,8
2032	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	12,0	61,3	186,9
2033	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	11,0	61,1	189,1
2034	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	10,1	60,4	190,7
2035	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	9,4	59,4	189,2
2036	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	8,7	58,1	186,9
2037	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	8,1	56,8	184,1
2038	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	7,5	55,3	181,1
2039	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	6,9	54,0	177,5
2040	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	6,5	52,5	173,4
2041	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	6,0	50,9	168,9
2042	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	5,5	49,3	164,9
2043	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	5,1	47,6	160,3
2044	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	4,7	46,0	155,3
2045	0	0	0		18	0	0	0	0	0	15	4	3,9	42,3	144,5



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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс. м ³		Компенсация отбора в закачк. ой, %	Добыча газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная		годовая	накопленная
2026	7,9	1,0	1,0	17,0	2,1	0,005	14,9	33,3	46,7	7,9	7,9	50,0	0,117	0,276
2027	18,6	2,3	2,3	35,5	4,4	0,010	42,8	76,1	56,6	25,1	33,0	56,9	0,275	0,551
2028	27,3	3,3	3,5	62,9	7,7	0,017	75,4	151,6	63,8	45,6	78,6	60,1	0,404	0,955
2029	40,7	5,0	5,4	103,5	12,7	0,028	141,8	293,4	71,3	91,7	170,3	66,0	0,600	1,555
2030	57,8	7,1	8,1	161,4	19,8	0,044	237,3	530,7	75,6	160,5	330,8	70,0	0,854	2,409
2031	68,5	8,4	10,4	229,9	28,1	0,063	313,6	844,2	78,2	219,2	550,0	73,0	1,012	3,421
2032	67,2	8,2	11,4	297,1	36,4	0,082	342,3	1186,6	80,4	245,6	795,6	75,5	0,992	4,413
2033	61,5	7,5	11,8	358,6	43,9	0,099	341,5	1528,1	82,0	248,4	1044,1	77,0	0,908	5,321
2034	56,4	6,9	12,3	415,0	50,8	0,114	337,3	1865,3	83,3	250,6	1294,7	79,0	0,833	6,154
2035	52,3	6,4	13,0	467,2	57,2	0,128	331,6	2196,9	84,2	248,6	1543,3	80,0	0,772	6,926
2036	48,3	5,9	13,8	515,6	63,1	0,142	324,5	2521,3	85,1	245,6	1788,9	81,0	0,713	7,639
2037	45,0	5,5	14,9	560,5	68,6	0,154	317,3	2838,6	85,8	241,9	2030,8	81,8	0,664	8,303
2038	41,6	5,1	16,2	602,2	73,7	0,166	309,1	3147,7	86,5	237,9	2268,8	82,8	0,615	8,918
2039	38,8	4,7	18,1	641,0	78,5	0,176	301,3	3449,0	87,1	233,2	2501,9	83,4	0,573	9,491
2040	36,1	4,4	20,5	677,0	82,9	0,186	293,0	3742,0	87,7	227,9	2729,8	84,0	0,533	10,024
2041	33,4	4,1	23,9	710,4	87,0	0,195	284,3	4026,3	88,3	222,0	2951,8	84,5	0,493	10,517
2042	30,9	3,8	29,0	741,4	90,7	0,204	275,5	4301,8	88,8	216,7	3168,5	85,3	0,457	10,974
2043	28,5	3,5	37,7	769,9	94,2	0,212	266,1	4567,8	89,3	210,6	3379,2	86,0	0,421	11,395
2044	26,3	3,2	55,9	796,2	97,5	0,219	256,8	4824,6	89,8	204,1	3583,3	86,5	0,388	11,783
2045	22,0	2,7	100,0	818,2	100,2	0,225	236,4	5061,0	90,7	189,9	3773,1	87,7	0,325	12,109

Описание технологических процессов

Нефтегазовая эмульсия со скважин по выкидным линиям направляется на автоматические групповые замерные установки (АГЗУ).

На автоматических групповых замерных установках производится поочередной замер дебита нефти, воды и газа. С АГЗУ №1, №2 газожидкостная смесь собирается в буферные емкости №1 и №2, каждая объемом V-50 м³, откуда по мере наполнения откачивается с помощью насосов НБ-50 №1, №2 на установку подготовки нефти в нефтегазосепаратор I-ступени НГС-1-1,6-1600-2.

Технологический процесс подготовки скважинной продукции на ППН

Окончательная схема УПН будет принята после выполнения проекта обустройства месторождения.

Газожидкостная смесь из АГЗУ №1, №2 поступает на установку подготовки нефти в трехфазный сепаратор НГС-1-1,6-1600-2.

С групповых установок продукция скважины по коллектору Ø 159x10 мм будет поступать в блок гребенку. Нефтяная эмульсия с блока гребенки поступает в нефтегазовый сепаратор (НГС) 1-ой ступени, где происходит отделение жидкости от газа. На входе в НГС добавляется деэмульгатор.

Отделившийся газ с НГС-06 (04) -3000-1 поступает на ГС 1-1,6-800. Газ после очистки на ГС 1-1,6-800 (газовый сепаратор) по газопроводу (Ø 160x9,1мм, протяженность 11 км) направляется на собственные нужды месторождения (печь подогрева нефти ПТ-25/100 – 1 ед.).

Излишки газа с НГС-06 (04) -3000-1, ГС 1-1,6-800, КСУ, ОГ-200 сбрасываются через предохранительные клапаны СППК (сбросные пружинные предохранительные клапаны) на факельную систему.

Отделившаяся жидкость с НГС-06 (04) -3000-1 поступает в печь подогрева ПТ-25/100 №1. Нагретая до температуры 50-70°С жидкость с печи поступает в ОГ-200 (отстойник горизонтальный с объемом 200 м³) для отделения воды с жидкости. Отделившаяся вода, поступает в ОПФ-3000 (отстойник с патронными фильтрами с объемом 3000 м³) и далее поступает в систему ППД.

Отделившаяся нефть из ОГ-200 поступает на КСУ (концевая сепарационная установка). Отделившийся газ после КСУ через счетчик СВГ.М-160 (счетчик вихревой газа) поступает на печь ПТ-25/100– 1 ед. и на котел для собственных нужд месторождения.



С резервуара РВС №3 через переток с высоты 9,3 м нефтяная эмульсия последовательно подают в технологические резервуары РВС – 700 №1 и в резервуар РВС – 1000 №2. С резервуаров нефть с обводненностью 3% - 10% насосами через счетчик KRONE подается на нефтеналивную эстакаду и далее вывозится автовозами. Отделившаяся вода с резервуаров №1, №2, №3 сбрасывается в ОПФ-3000. Сброс дренажных нефтяных остатков с нефтегазосепаратора НГС-06 (04) -3000-1, газосепаратора ГС 1-1,6-80, КСУ (концевая сепарационная установка), ОГ-200 (отстойник горизонтальный) сбрасывается в дренажную емкость 40 м³ №2.

С поршневых насосов НБ-125 №1, №2, №3 сбрасывается в дренажную емкость объемом V=1,2 м³ №1.

При заполнения дренажной емкости V=40 м³ №2 откачка производится насосом НБ-125 на АГЗУ (автоматизированные групповые замерные установки), а с емкости V=1,2 м³ №1 откачка производится автотранспортом. Максимальная среднесуточная добыча жидкости месторождения составит порядка 842 м³/сут в 2032г. и планируемая система сбора, подготовки и транспортировки продукции скважин будет работать в заданных режимах, обеспечивая стабильность производственного цикла.

Технологически неизбежное сжигание в 2026-2035 гг. на месторождении планируется при эксплуатации факельной установки, ежегодных плановых остановках технологического оборудования СП и ППН на техническое обслуживание и ремонтные работы.

Разработка месторождения согласно решений настоящего отчета предусматривается с искусственным поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды. В систему ППД для закачки попутно-добываемых вод месторождения будут входить 4 скважины №№ 4, 6, 14, 29.

Согласно проекту разработки месторождения Алаойл во 2-м варианте предусматривается бурение 7 вертикальных скважин, в 3-варианте (рекомендуемый) 7 вертикальных скважин, ввод 1 ЗБГС (№3), бурение 2-х горизонтальных добывающих скважин и в 4-варианте 1-ой вертикальной и 5 горизонтальных добывающих скважин, а также ввода 1 ед. ЗБГС на контрактной территории ТОО «Madot Oil».

Согласно предложенного **Варианта I**, данной проектной документации, разработка месторождения Алаойл предусматривает эксплуатацию месторождения существующим фондом скважин, а также ввода из консервации 8 добывающих скважин, т.е. бурение новых скважин не планируется.

Вариант II основан на проектных решениях варианта I, а также организации системы ППД путем ввода из консервации скважин №№29,6 и ввода 7 вертикальных скважин №№30,31,32,33,34,35,36 из бурения в фонд добывающих скважин.

Исходя из горно-геологических условий бурения проектируемых скважин, с учетом опыта бурения существующих и в соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан», а так же с учетом требований Правил охраны недр, предусматривается следующая конструкция вертикальных скважин:

- **Направление диаметром 339,7 мм** спускается на глубину 30 м. Затрубное пространство до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыва и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.
- **Кондуктор диаметром 244,5 мм** спускается до глубины 400 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.
- **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3мм** спускается на проектную глубину – 800 м (±250) с целью испытания и эксплуатации продуктивных горизонтов. Эксплуатационная колонна согласно п. 8.4 п.п «б» цементируется с подъемом цементного раствора до устья.

Конструкция вертикальных скважин

Наименование колон	Диаметр, мм.		Глубина спуска колонны, м.	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	444,5	339,7	30	До устья	Класс G
Кондуктор	311,1	244,5	400	До устья	Класс G
Экс. колонна	215,9	168,3	800	До устья	Класс G



Расчет продолжительности бурения одной вертикальной скважины глубиной 800м

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7,0
Бурение и крепление скважины (крепление), в том числе:	14,95
бурение	6,34
крепление	8,61
Освоение объектов в колонне	4,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность строительства скважины	32,95

Вариант III Основан на решениях варианта II, а также зарезки бокового ствола в пробуренной скважине №3, бурения 2-х горизонтальных скважин №№37,38 и перевода 2-х скважин имеющегося фонда под закачку воды (№№14,4).

Так как во всех вариантах рассматривается вскрытие и испытание одного объекта, данные по бурению вертикальных скважин в данном варианте будут аналогичны указанным параметрам конструкции скважин и продолжительности ее строительства в варианте II.

Зарезка бокового горизонтального ствола в скважине №3.

Согласно предварительным расчетам, с соблюдением ограничения максимальной интенсивности искривления ствола скважины $4.5^\circ/30\text{м}$, зарезку бокового горизонтального ствола необходимо производить ниже башмака кондуктора на глубине 350 - 360 м по вертикали. При достижении зенитного угла 90° на глубине 752 м по вертикали, необходимо обеспечить стабильность горизонтального участка длиной 100 м вдоль продуктивного пласта.

Далее представлена рекомендуемая конструкция скважины №3 с учетом зарезки бокового горизонтального ствола.

- **Направление диаметром 339,7 мм** спущен на глубину 30 м. Обсадная колонна зацементирована до устья.
- **Кондуктор диаметром 244,5 мм** спущен на глубину 400 м. Обсадная колонна зацементирована до устья.
- **Эксплуатационная колонна диаметром 168,3 мм** спущена на глубину – 800 м. Обсадная колонна зацементирована до устья.
- **Подвеска фильтра-хвостовика устанавливается на глубине 330 м.**
- **Фильтр-хвостовик диаметром 114,3 мм** спускается на глубину 752/1070 м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивного горизонта.

Технология зарезки бокового ствола, тип оборудования и его параметры, выбор заканчивания бокового ствола, а также вид крепления данной секции будут уточнены техническим проектом на зарезку бокового горизонтального ствола скважины №3.

Рекомендуемая конструкция скважины №3 с зарезкой бокового горизонтального ствола

Наименование колон	Диаметр, мм.		Глубина спуска колонны, м. (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	44,5	339,7	30	Зацементирован а до устья	Класс G
Кондуктор	11,1	244,5	400	Зацементирован а до устья	Класс G
Экс. колонна	15,9	168,3	800	Зацементирован а до устья	Класс G
Фильтр-хвостовик	39,7	114,3	752/1070	-	-

Расчет продолжительности строительства скважины №3 (зарезка бокового горизонтального ствола).

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7,0



Зарезка бокового горизонтального ствола	4,4
Освоение объектов в колонне	4,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность строительства скважины	22,4

Бурение горизонтальных скважин №№37,38.

В соответствии с требованиями «Единых технических правил ведения работ на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях Республики Казахстан», а также с учетом требований Правил охраны недр, предусматривается следующая конструкция горизонтальных скважин:

Направление диаметром 339,7мм спускается на глубину 30 м. Затрубное пространство

- до устья заполняется цементным раствором для предотвращения размыва и эрозии устья скважин при бурении под кондуктор и обвязки устья скважины с циркуляционной системой.

- **Кондуктор диаметром 244,5мм** спускается до глубины 400 м с целью перекрытия верхних неустойчивых отложений и предотвращения гидроразрыва пород в процессе ликвидации возможных газонефтеводопроявлений при бурении под эксплуатационную колонну. На устье скважины монтируется противовыбросовое оборудование. Обсадная колонна цементируется устья.

- **Эксплуатационная колонна 177,8 мм**, спускается на глубину 742,31/900 м (по вертикали/по стволу) и цементируется до устья.

- **Фильтр-хвостовик 114,3 мм** спускается в интервале от 727,4/840- 748/1326,03м (по вертикали/по стволу) для освоения продуктивных горизонтов. Нецементируется.

Рекомендуемая конструкция горизонтальных скважин №№37,38

Наименование колон	Диаметр, мм.		Глубина спуска колонны, м. (по вертикали/по стволу)	Высота подъема цемента от устья	Тип цемента
	долота	колонны			
Направление	44,5	339,7	30/30	До устья	Класс G
Кондуктор	11,1	44,5	400/400	До устья	Класс G
Экс. колонна	15,9	177,8	742,31/900	До устья	Класс G
Фильтр-хвостовик	39,7	114,3	727,4/840- 748/1326,03	Не цементируется	

Расчет продолжительности бурения одной горизонтальной скважины глубиной 1326,03м. (по стволу)

Наименование работ	Время, сут.
Подготовительные работы к бурению	2,0
Подготовка площадки, мобилизация БУ	7,0
Бурение и крепление скважины (крепление), в том числе: бурение крепление	22,32
	13,88
	8,44
Освоение объектов в колонне	4,0
Строительно-монтажные работы	5,0
Полная продолжительность строительства скважины	40,32

Воздействие на атмосферный воздух

Предварительная инвентаризация источников выбросов вредных веществ в атмосферу

Предусматривается бурения 7 вертикальных добывающих скважин (№№30,31,32,33,34,35,36) и бурения 2 горизонтальных добывающих скважин (№№37,38).

ПРИ БУРЕНИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

На этапе бурения добывающих скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 33 единиц, из них 18 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 15 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Сварочный агрегат.

- ист. N 0002-0003, Дизель генератор B8L- N-372 кВт (БУ);

- ист. N 0004-0006, Дизельный двигатель G12V190PZL N-810 кВт;



- ист. N 0007-0008, Дизельный генератор DBL - 160 N-160кВт (вах.пос);
- ист. N 0009, Котельная установка ПКН-2М;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Передвижная паровая установка (ППУ);
- ист. N 0012, Смесительная машина СМН-20;
- ист. N 0013, Дизельгенератор (при освещении);
- ист. N 0014, Дизельный двигатель УПА 60/80 (ЯМЗ-238);
- ист. N 0015, Паровой котел Бойлер;

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, Узел приготовления цементного раствора
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6008, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6011, Емкость бурового шлама;
- ист. N 6012, Насос для бурового раствора;
- ист. N 6013, Буровой насос;
- ист. N 6014, Ремонтно-механическая мастерская;
- ист. N 6015, Емкость для нефти;
- ист. N 6016, Насос для нефти;
- ист. N 6017, Устье скважины;
- ист. N 6018, Дренажная емкость.

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: при строительстве 1 вертикально скважины составит – 20,414911 г/сек и 59,607897 тонн (от 7-ми скважин 417,255279 тонн), при строительстве горизонтальной скважины от 1-ой - 20,414911 г/сек и 77,537509 т/год (от 2-х скважин 155,075018 тонн).

При рекультивации:

На этапе рекультивации, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 4 единиц, из них 3 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 1 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0016, ДЭС (переносная).

Неорганизованные источники:

- ист. N 6019, Планировка территории (рекультивация буровых площадок);
- ист. N 6020, Планировка территории полевого лагеря;
- ист. N 6021, Пыление при движении транспорта.

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при рекультивации - 8.269540652 г/сек и 45.68439815 т/год.

ВВОД ИЗ КОНСЕРВАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Проектом предусмотрено ввод из консервации 8 добывающих скважин (№№2, 3, 4, 5, 12, 14, 16, 25), ввод из консервации под закачку 2-х скважин (№№29,6)

На этапе ввода из консервации скважин, количество источников выделения загрязняющего вещества составит 25 единиц, из них 13 источника загрязнения – неорганизованные, и соответственно 12 источник - организованный.

Организованные источники:

- ист. N 0001, Дизельгенератор;
- ист. N 0002, Дизельный генератор САТ С15;
- ист. N 0003, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0004, Дизельный двигатель САТ 3406;



- ист. N 0006, Дизельный генератор (вах.пос);
- ист. N 0007, Дизельный двигатель САТ С15 мощность 392 кВт;
- ист. N 0008, Привод силового блока;
- ист. N 0009, Дизельный двигатель бурового насоса;
- ист. N 0010, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0011, Двигатель двигателя ЯМЗ -238
- ист. N 0012, Дизельгенератор АД-200 (освещение)

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Разработка грунта экскаватором;
- ист. N 6002, Погрузочно-разгрузочные работы;
- ист. N 6003, Сварочные работы;
- ист. N 6004, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6005, Разработка грунта бульдозером (ПРС);
- ист. N 6006, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6007, Емкость для хранения дизельного топлива;
- ист. N 6008, Насос для перекачки дизтоплива;
- ист. N 6009, Блок приготовления бурового раствора;
- ист. N 6010, Емкость для хранения масла;
- ист. N 6011, Емкость для нефти;
- ист. N 6012, Насос для нефти;
- ист. N 6013, Устье скважины.

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: при ввода из консервации 1 скважины – 17.4500556213 г/сек и 63.6985366406 т/период (вывод из консервации 8 скважин, ввод из консервации под закачку 2-х скважин будет составлять 636,985366406 тонн).

ВВОД ЗАРЕЗКА БОКОВОГО ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА

Также проектом предусмотрено ввод 1 ЗБГС (№3).

Организованные источники:

- ист. N 0001-0002, Дизельный двигатель;
- ист. N 0003, Цементировочный агрегат ЦА-320М;
- ист. N 0004, Двигатель подъемника;
- ист. N 0005, Дизельный генератор (вах.пос);

Неорганизованные источники:

- ист. N 6001, Узел разгрузки цемента;
- ист. N 6002, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6003, Расчет выбросов пыли, образуемой при работе бульдозеров;
- ист. N 6004, Расчет выбросов пыли, образуемой при работе экскаваторов;
- ист. N 6005, Расчет выбросов пыли, образуемой при работе катками;
- ист. N 6006, Емкость для хранения бурового раствора;
- ист. N 6007, Емкость для хранения тех.масла;
- ист. N 6008, Сварочные работы.

Ожидаемых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу: при ЗБС скважины будет составлять - 10.070861259 г/сек и 34.054390937 тонн в год.

В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На период промышленной разработки месторождения Алаойл, 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 Министра 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 (2031 г. добыча нефти составляет 68,5 тыс. тонн) количество источников загрязнения атмосферы было установлено, 39 источников выбросов, из них организованных источников - 7, неорганизованных источников – 32.

Организованные источники:



Неорганизованные источники:

- ист. N 6101, Выкидные линии;
- ист. N 6102, АГЗУ №1;
- ист. N 6103, АГЗУ №2;
- ист. N 6104, Нефтегазосепаратор НГС-06-04-3000;
- ист. N 6105, Газовый сепаратор;
- ист. N 6106, Отстойник нефти;
- ист. N 6107, Емкость для дизтоплива;
- ист. N 6108, РВС № 3 - 1000 м3;
- ист. N 6109, РВС №1 - 700 м3;
- ист. N 6110, РВС №2 - 1000 м3;
- ист. N 6111, Нефтеналивная эстакада;
- ист. N 6112- 6113, Насос технический;
- ист. N 6114, Дренажная емкость 40 м3
- ист. N 6115-6117, Насос НБ-125 №1, №2 и №3;
- ист. N 6118, Дренажная емкость (емкость РГСВ 1,2 м3 №1);
- ист. N 6119-6132, Устье скважин.

При регламентированной эксплуатации месторождения в год максимальной добычи (2031 год): 13.666104662 г/сек и 216.003294021 тонн в год.

Водопотребление и водоотведение

Источниками водоснабжения на месторождении Алаойл являются:

- техническая вода - по договору с подрядной организацией;
- для хозяйственно-бытовых нужд - по договору с подрядной организацией;
- питьевая – привозная, бутилированная вода по договору.

Использование воды с водных ресурсов не предусматривается.

На стадии проектируемых работ должны быть заключены договора с соответствующими организациями на доставку технической и питьевой воды.

Вода на питьевые и хозяйственно-бытовые нужды должны соответствовать санитарным правилам «Санитарно-эпидемиологические требования к водопользованию, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов», утвержденных приказом Министра здравоохранения Республики Казахстан от 20 февраля 2023 года № 26.

Водоотведение.

Водоотведение

В результате жизнедеятельности персонала, а также производственного процесса образуются следующие сточные воды:

- хозяйственно-бытовые;
- производственные.

Хозяйственно-бытовые стоки будут собираться в специальные септики (объемом 30 м³), оборудованные в соответствии с санитарными требованиями, с дальнейшим вывозом по договорам специальным автотранспортом на существующие очистные сооружения по договору специализированными организациями. Вывозить на очистные сооружения сточные воды планируется с помощью специализированного транспорта (ассинмашина).

Производственные сточные воды. Производственные сточные воды, формирующиеся под влиянием хозяйственной деятельности предприятия при выполнении производственных операций, в процессе эксплуатации техники, собираются в дренажные емкости, откуда по мере необходимости вывозятся сторонней организацией.

Жидкие производственные и хозяйственные сточные воды вывозятся специализированным организациям имеющие очистное сооружение и экологическое разрешение.



Отходы производства и потребления

В процессе разработки месторождений образуются опасные и неопасные виды отходов.

Предварительный перечень отходов в процессе строительства 1 скважины составит: 1534,60954 тонн (при бурении 9 скважин 13811,48586 тонн), в том числе:

Буровой шлам- 717,6778 тонн;
ОБР- 794,8546 тонн;
Отработанное масло- 9,36324 тонн;
ТБО- 5,249 тонн;
Металлолом -5,07 тонн;
Огарки использованных электродов -0,0363 тонн;
Пустая бочкотара -0,5 тонн;
Использованная тара -1,5 тонн,
Промасленная ветошь - 0,3556 тонн,
Отработанные люминесцентные лампы - 0,003 тонн.

Предварительный перечень отходов при ввода из консервации 1 скважины составит: 455,0079 тонн (от 10-ти скважин 4550,079), в том числе:

Отработанное масло - 2,85 тонн;
Буровой шлам - 224,466 тонн;
ОБР - 213,748 тонн;
Использованная тара - 1,5 тонн,
ТБО- 5,249 тонн; Металлолом -5,07 тонн;
Огарки использованных электродов -0,0363 тонн;
Пустая бочкотара -0,5 тонн;
Использованная тара -1,5 тонн,
Промасленная ветошь - 0,3556 тонн,
Отработанные люминесцентные лампы - 0,003 тонн.

При ЗГБС скважины: 146,0259 тонн:

Отработанное масло - 1,85 тонн;
Буровой шлам - 54,466 тонн;
ОБР - 83,748 тонн;
Использованная тара - 1,5 тонн,
ТБО- 2,249 тонн;
Металлолом -2,07 тонн;
Огарки использованных электродов -0,0063 тонн;
Промасленная ветошь - 0,1336 тонн,
Отработанные люминесцентные лампы - 0,003 тонн.

Предварительный перечень отходов при эксплуатации месторождения на 1 год составит: 99,93996 тонн, в том числе:

Отработанные ртутьсодержащие лампы - 0,0093 т/г,
Отработанные аккумуляторы - 0,036 т/г,
Отработанное масло - 13,9 т/г,
Промасленная ветошь - 0,1905 т/г,
Отработанные масляные фильтры - 0,12 т/ г,
Нефтешлам - 67,68 т/период,
Отработанные шины - 0,119 т/период,
Металлолом - 2,05 т/период,
Твердо-бытовые отходы - 15,83516 т/период,

При рекультивации всего 10,42531 тонн:

Отработанное масло -2,85 тонн;
ТБО- 3,96 тонн;
Огарки использованных электродов - 0,0063 тонн;
Промасленная ветошь - 0,1336 тонн,
Строительный мусор - 3,45 тонн,
Тара из под ЛКМ - 0,02541 тонн.



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

В соответствии с пп. 1 п. 2 ст. 320 Экологического кодекса Республики Казахстан временное складирование отходов на месте образования предусмотрено 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. Договор на вывоз отходов со специализированными организациями будут заключены непосредственно перед началом проведения работ.

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении вертикальных скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	От 7-ми скважин
Всего	-		
в том числе:		1534,60954	10742,26678
отходов производства	-	1529,36054	10705,52378
отходов потребления	-	5,249	36,743
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	9,36324	65,54268
Буровой шлам		717,6778	5023,7446
ОБР		794,8546	5563,9822
Промасленная ветошь	-	0,3556	2,4892
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	2,0	14,0
Отработанные люминесцентные лампы		0,003	0,021
Неопасные отходы			
ТБО	-	5,249	36,743
Металл	-	5,07	35,49
Огарки использованных электродов	-	0,0363	0,2541

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при бурении горизонтальных скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	От 2-х скважин
Всего	-		
в том числе:		1534,60954	3069,21908
отходов производства	-	1529,36054	3058,72108
отходов потребления	-	5,249	10,498
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	9,36324	18,72648
Буровой шлам		717,6778	1435,3556
ОБР		794,8546	1589,7092
Промасленная ветошь	-	0,3556	0,7112
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	2,0	4
Отработанные люминесцентные лампы		0,003	0,006



люминесцентные лампы			
Неопасные отходы			
ТБО	-	5,249	10,498
Металл	-	5,07	10,14
Огарки использованных электродов	-	0,0363	0,0726

Общее количество образующихся отходов при вводе из консервации скважин

Наименование отходов	Образование отходов (от 1-ой скважины)	Образование отходов (от 8-ми скважин)
Буровой шлам	224,466	1795,728
ОБР	213,748	1709,984
Отработанные масла	2,85	22,8
Промасленная ветошь	0,3556	2,8448
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	3,23	25,84
Металлолом	5,07	40,56
Огарки сварочных электродов	0,0363	0,2904
Отработанные люминесцентные лампы	0,003	0,024
ТБО	5,249	41,992
Итого:	455,0079	3640,0632

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при вводе из консервации скважин

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	От 8-ми скважин
Всего	-		
в том числе:		1534,60954	3640,0632
отходов производства	-	1529,36054	33598,0712
отходов потребления	-	5,249	41,992
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	9,36324	22,8
Буровой шлам		717,6778	1795,728
ОБР		794,8546	1709,984
Промасленная ветошь	-	0,3556	2,8448
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	2,0	25,84
Отработанные люминесцентные лампы		0,003	0,024
Неопасные отходы			
ТБО	-	5,249	41,992
Металл	-	5,07	40,56
Огарки использованных электродов	-	0,0363	0,2904



Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при ЗГБС

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год	
		От 1-ой скважины	
Всего	-		
в том числе:		146,0259	
отходов производства	-	143,7769	
отходов потребления	-	2,249	
Опасные отходы			
Отработанное масло	-	1,85	
Буровой шлам		54,466	
ОБР		83,748	
Промасленная ветошь	-	0,1336	
Использованная тара из-под химических реагентов (бочки и тара)	-	1,5	
Отработанные люминесцентные лампы		0,003	
Неопасные отходы			
ТБО	-	2,249	
Металл	-	2,07	
Огарки использованных электродов	-	0,0063	

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при рекультивации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, т/год
Всего	-	
в том числе:		10,42531
отходов производства	-	6,46531
отходов потребления	-	3,96
Опасные отходы		
Отработанное масло	-	2,85
Промасленная ветошь	-	0,1336
Использованная тара ЛКМ	-	0,02541
Неопасные отходы		
ТБО	-	3,96
Строительный мусор	-	3,45
Огарки использованных электродов	-	0,0063

Ориентировочная видовая и количественная характеристика отходов, образующихся при эксплуатации

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	99,93996
в том числе отходов производства	-	84,1048



отходов потребления	-	15,83516
Опасные отходы		
Отработанные масла	-	13,9
Промасленная ветошь	-	0,1905
Нефтьшлам		67,68
Отработанные ртутные лампы		0,0093
Отработанные аккумуляторы		0,036
Отработанные масляные фильтры		0,12
Отработанные автошины		0,119
Отработанные автошины		
Металлолом	-	2,05
Коммунальные отходы	-	15,83516
Зеркальные		
перечень отходов	-	-

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 №KZ76VWF00199483 от 05.08.2024 года.

2. «Отчет о возможных воздействиях» к «проекту разработки месторождения «Алаойл» ТОО «Мадот Ойл» допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов.

3. Протокол общественных слушаний к отчету о возможных воздействиях к «проекту разработки месторождения «Алаойл» ТОО «Мадот Ойл» допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов.

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.

Необходимо учесть требования статьи 397 Экологического Кодекса РК.

В дальнейшей разработке проектной документации необходимо учесть требования Экологического законодательства.

Вывод: Представленный «Отчет о возможных воздействиях» к «проекту разработки месторождения «Алаойл» ТОО «Мадот Ойл» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



1. Представленный отчет о возможных воздействиях к «проекту разработки месторождения «Алаойл» ТОО «Мадот Ойл» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды: 21.09.2024 год.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах местных исполнительных органов 13.09.2024 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 22.09.2024 года.

Наименование газеты, в которой было опубликовано объявление о проведении общественных слушаний на казахском и русском языках, дата выхода номера газеты и его номер. ПК газеті от 12.09.2024ж. №37 (20787); Атырау газеті 12.09.2024 ж. №37 (20 850). Эфирная справка телеканала Атырау от 06.09.2024 года №132.

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 «Madot Oil» (Мадот Ойл). Республика Казахстан, г. Алматы, Бостандыкский район, улица Жарокова, дом № 272а, бин: 161240022071, руководитель: У СЯОМИН, e-mail: bfb72@mail.ru.

ТОО «Viridi Navitas», РК, г. Астана, Нуринский район, ул. Толе би, д. 51, кв. 100, бин 090640007014, генеральный директор: Заиров Жасулан Гималаевич, e-mail: info@viridinavitas.com.

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, 14.10.2024 году в 15:00 часов по адресу: Атырауская область, Жылыойский район, Кульсаринская г.а., г.Кульсары, проспект Махамбета, 37 (Дом культуры).

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

