

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, Атырау қаласы, В. Құлманов көшесі, 137 үй
tel/faks: 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 «Дополнению к проекту разработки месторождения Уз»

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 № KZ04VWF00214262 от 13.09.2024 года.

Общие сведения

В административном отношении площадь Уз расположена в пределах Кызылкогинского района Атырауской области Республики Казахстан на территории блока Тайсойган.

В орографическом отношении территория представляет собой пустынно-степную равнину, осложненную многочисленными отдельными холмами, грядами, разделенными замкнутыми понижениями. Абсолютные отметки рельефа колеблются от минус 7 до плюс 30м.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Макат – центр Макатского района, находящийся на расстоянии 45 км на юго-запад от площади Уз.

Климат района резкоконтинентальный с суровой зимой и жарким сухим летом.

Целевое назначение работы

Учитывая текущее состояние разработки продуктивных горизонтов, в качестве основного метода увеличения нефтеотдачи будет оставаться закачка попутно-добываемой воды с целью поддержания пластового давления. С целью установления рационального количества скважин рассмотрены различные плотности сеток скважин для разработки залежи.

С целью обоснования наиболее оптимального значения КИН и расчета прогнозных технологических показателей рассмотрены 3 варианта разработки.

Ниже представлено описание вариантов разработки.

Первый вариант предусматривает продолжение реализации оставшихся мероприятий, предусмотренных Проектом разработки 2022г, с корректировкой на текущее состояние: проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) по переводу добывающих скважин между объектами (скв. №№14,102,101,62,4,74), а также на объекты, ранее не участвующие в разработке, с целью использования потенциала пробуренного фонда скважин и для более полного и ускоренного вовлечения запасов I объекта в разработку предусматривается организация одновременно-раздельной добычи (ОРД) I и II объектов в скважинах №№43,59 и дополнительные прострелы в переходящих скважинах №№18,32,70.

Второй вариант (рекомендуемый) основан на базе первого варианта с уплотнением сетки скважин путем бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77 с целью вовлечения остаточных запасов, с переводом 8 добывающих скважин между объектами (скв. №№48,15,45,54,53,61,66,34), дополнительно предусмотрено 2 ОРД в скважинах №№47,76, а также перевод скважины №36 из нагнетательного в добывающий фонд и скважины №11 из консервации в добывающий фонд.



Третий вариант нацелен на еще большее увеличение фонда добывающих скважин и дополнительно ко второму варианту предусматривает ввод из бурения в эксплуатацию 2 добывающих скважин №№78,79 на I объект и организация ОРД в 2 скважинах №№31,40. В итоге, в рамках третьего варианта предусматривается бурение 5 добывающих скважин (№№75,76,77,78,79), организация ОРД в 6 скважинах (№№59,43,47,76,40,31).

Программа проведения ГТМ согласно 1 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект

Программа проведения ГТМ согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
76	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
77	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная добыча с I объектом
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная добыча со II объектом
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II объекта на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект



Характеристика основного фонда скважин по месторождению в целом. Вариант 2 (рекомендуемый)

Годы	Ввод скважин из бурения, ед.			Фонд скважин с начала разработки, ед.	Ввод из консервации	Перевод скважин под ОРЭ, ед.	Ввод нагнетательных скважин из прочих категорий, 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		Среднеодовая приемистость одной скважины, м ³ /сут
	всего	добывающих	нагнетательных					всего	добывающих	нагнетательных			нефти	жидкости	
2024	0	0	0	56	0	0	0	1	1	0	43	9	3,4	23,3	80,8
2025	0	0	0	56	1	0	0	0	0	0	44	9	3,1	23,1	79,9
2026	0	0	0	56	0	1	0	1	1	0	43	9	3,0	23,3	78,6
2027	1	1	0	57	0	2	1	1	0	1	45	8	2,6	19,3	83,9
2028	1	1	0	58	0	0	0	0	0	0	46	8	2,7	19,5	80,5
2029	1	1	0	59	0	0	0	0	0	0	47	8	2,8	20,1	79,4
2030	0	0	0	59	0	1	0	1	0	1	47	7	2,8	21,7	92,3
2031	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	46	7	2,5	21,9	90,2
2032	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	45	7	2,3	21,7	85,8
2033	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	44	7	2,1	22,2	85,2
2034	0	0	0	59	0	0	0	4	4	0	40	7	2,1	23,9	82,7
2035	0	0	0	59	0	0	0	3	3	0	37	7	1,9	25,0	78,9
2036	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	36	7	1,8	25,5	77,5
2037	0	0	0	59	0	0	0	1	1	0	35	7	1,6	26,5	78,6

Характеристика основных показателей разработки по отбору нефти и жидкости по месторождению в целом. Вариант 2 (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, %	Закачка рабочего агента (вода) тыс. м ³		Добыча газа, млн. м ³	
		начальных	текущих							годовая	накопленная	годовая	накопленная
2024	50,3	3,9	9,4	795,1	62,2	0,194	348,6	3064,5	85,6	253,0	2123,4	0,492	5,628
2025	47,8	3,7	9,9	842,9	65,9	0,205	352,9	3417,4	86,4	249,5	2372,9	0,469	6,097
2026	44,7	3,5	10,2	887,6	69,4	0,216	347,5	3764,8	87,1	245,2	2618,1	0,440	6,537
2027	46,2	3,6	11,8	933,8	73,0	0,227	342,6	4107,4	86,5	232,7	2850,8	0,456	6,993
2028	47,8	3,7	13,9	981,7	76,7	0,239	342,0	4449,4	86,0	223,8	3074,6	0,473	7,466
2029	47,7	3,7	16,0	1029,4	80,5	0,251	345,6	4795,0	86,2	220,3	3294,9	0,469	7,935
2030	45,2	3,5	18,1	1074,6	84,0	0,262	354,2	5149,3	87,2	224,1	3519,0	0,445	8,380
2031	40,4	3,2	19,7	1115,0	87,2	0,272	349,3	5498,6	88,4	219,1	3738,1	0,396	8,776
2032	36,1	2,8	22,0	1151,0	90,0	0,280	339,0	5837,6	89,4	208,7	3946,8	0,352	9,128
2033	32,3	2,5	25,2	1183,4	92,5	0,288	339,1	6176,7	90,5	206,9	4153,7	0,316	9,444
2034	28,4	2,2	29,7	1211,8	94,7	0,295	332,1	6508,8	91,4	200,7	4354,4	0,278	9,722
2035	25,0	2,0	37,1	1236,8	96,7	0,301	321,0	6829,8	92,2	191,6	4546,1	0,244	9,966
2036	22,3	1,7	52,7	1259,1	98,4	0,307	319,0	7148,8	93,0	188,6	4734,6	0,216	10,182
2037	20,0	1,6	100,0	1279,1	100,0	0,312	322,2	7471,0	93,8	190,8	4925,4	0,195	10,377



1.4. Конструкция скважин

Конструкция скважин должна предусматривать возможность установки противовыбросового оборудования для герметизации устья скважины в случаях газонефтеводопроявлений.

С учетом вышеизложенного, рекомендуется следующая конструкция вертикальных скважин №№75, 76, 77 на месторождении Уз:

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №76 глубиной до 710 м.

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	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	710	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №77 глубиной до 710 м

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	250	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	710	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №75 глубиной до 600 м.

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	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №78 глубиной до 600 м.

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	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Рекомендуемая конструкция вертикальной скважины №79 глубиной до 600 м.

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	200	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I
Эксплуатационная	215,9	168,3	600	до устья	ПЦТ-I-Ġ-CC-I

Примечание: глубина спуска эксплуатационной колонны зависит от залегания продуктивного горизонта.

Выбор буровой установки

Основными критериями выбора буровой установки являются: глубина скважины, вес спускаемых обсадных и бурильных колонн, грузоподъемность, мобильность, экологическая безопасность, экономичность в эксплуатации, уровень механизации технологических процессов.

Для строительства эксплуатационных скважин рекомендуется использовать буровая установку ZJ-20 с верхним приводом Top Drive или ее аналог, на дизель-электрическом приводе с достаточным уровнем механизации работ.

Технология бурения скважин более подробно будет изложена при разработке технического проекта на строительство эксплуатационных скважин.

Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №76 проектной глубиной 710 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	16,16



Крепление	5,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	27,16

Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №77 проектной глубиной 710 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	16,16
Бурение	10,9
Крепление	5,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	27,16

Расчет продолжительности бурения для вертикальной скважины №75 проектной глубиной 600 м.

Наименование работ	Время, (сут.)
Подготовительные работы к бурению	2
Бурение и крепление скважины	13,17
Бурение	8,91
Крепление	4,26
Освоение объектов в колонне	4
Строительно-монтажные работы	5
Полная продолжительность цикла строительства скважины	24,17

Сведение о производственном процессе

На сборном пункте месторождения Уаз продукция с месторождения Уаз поступает на манифольд. Продукция добывающих скважин месторождения Уаз Северный по средствам автоцистерн сливается в подземную емкость ЕП-50 сборного пункта Уаз. Далее с помощью насосных установок НБ-50 №1 или 2 откачивается на гребенку (БГ) и смешивается с нефтегазовой эмульсией Уаз и Уаз Восточный. Далее нефтегазовая эмульсия поступает по нефтяному трубопроводу Ø159мм в нефтегазовый сепаратор НГС. Перед входом в НГС дозируется химический реагент марки «Рандем-2204» с удельным расходом 180г/т.

Отделившийся после сепарации от нефти газ по газопроводу поступает в газовый сепаратор ГС 1-1,6 600-1. После осушки газ поступает в конденсатосборник КС. С конденсатосборника газ используется в печи подогревах ПТ-16/150 №1, 2 для подогрева нефтяной эмульсии. На газовой линии установлен вихревой расходомер «OPTISWIRL-4200», который предназначен для замера суточного расхода газа на подогревателях.

С нефтегазосепаратора нефтяная эмульсия поступает в теплообменник V-60м³. Далее нефтяная эмульсия поступает в подогреватель ПТ-16/150 №1. После подогрева на подогревателе ПТ16/150 №1 нефтяная эмульсия поступает в резервуар горизонтальный стальной РГС-100 №3 (отстойник) для разделения нефти от пластовой воды. Отделившаяся нефть по нефтяной линии поступает в подогреватель ПТ16/150 №2 для подогрева нефти. Подогретая нефть с подогревателя ПТ-16/150 №2 поступает в РГС-100 №4 для отделения нефти от пластовой воды.

Предварительно обезвоженная нефть с резервуара горизонтального РГС-100 №4 с давлением 0,2 МПа поступает в РВС-2000 м³.

Пластовая вода по трубопроводу Ø114 мм с РГС-100 №3 поступает в РВС-1000м³. С резервуара РВС-1000м³ попутно-пластовая вода направляется на прием насосов НБ-125 №5,6 и через расходомер «Ortiflux-4100» перекачивается на водораспределительные пункты в систему ППД.

Предварительно-подготовленная нефть в РВС-2000 насосными агрегатами НБ-125 №1,2 с низким содержанием воды откачивается через узел учета по нефтепроводу Ø159мм на сборный пункт месторождения НГДУ «Доссормунайгаз» Северный Жолдыбай. Протяженность трубопровода составляет 25,5 километров.

Предварительно подготовленная нефтяная эмульсия с СП месторождения Северный Жолдыбай откачивается на ЦППН месторождения Восточный Макат для подготовки нефти в соответствии СТ РК 1347-2005. Подготовленная товарная нефть с ЦППН «Восточный Макат» откачивается насосами по нефтепроводу Ø219x8мм, протяженностью 11,5 км на ЦРП «Макат».



На ЦРП «Макат» товарная нефть поступает в товарные резервуары №1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8 V-2000м³. После подтверждения результатов подготовленной нефти 1 группы качества производится сдачи нефти. С НПС «Макат» товарная продукция через коммерческий узел учета нефти – КУУН поступает в магистральный трубопровод АО «КазТранОйл».

ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ РАЗРАБОТКИ.

При реализации данного проекта *по второму рекомендуемому варианту* предусматривается бурения 3 добывающих скважин №№75,76,77:

Проектные решения согласно рекомендуемому 2 варианту

№ скв.	Объект	Год	Проектный дебит нефти, т/сут	Описание мероприятия
18	I	2024	2,1	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
32	I	2024	2,4	Дополнительный прострел Ю-III горизонт
70	III Воз.	2025	4,8	Дополнительный прострел III Возвратный объект
59	I	2026	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
43	I	2027	4,0	Одновременно раздельная добыча со II объектом
12	II Воз.	2026	2,7	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
14	II Воз.	2027	4,0	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
102	III Воз.	2027	3,5	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
101	III Воз.	2028	6,2	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
62	II Воз.	2028	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
4	II Воз.	2029	2,6	Перевод скважины с I объекта на II Возвратный объект
74	III Воз.	2029	5,3	Перевод скважины со II объекта на III Возвратный объект
75	I	2029	8,5	Ввод вертикальной скважины из бурения на I объект
76	II	2027	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
77	II	2028	5,7	Ввод вертикальной скважины из бурения на II объект
47	I Воз.	2027	4,2	Одновременно раздельная добыча с I объектом
76	III Воз.	2030	3,7	Одновременно раздельная добыча со II объектом
11	I Воз.	2025	6,0	Ввод из консервации
36	I Воз.	2027	1,7	Перевод из ППД на добывающий фонд
48	I Воз.	2025	1,2	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
15	I Воз.	2026	3,0	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
45	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
54	I Воз.	2027	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
53	I Воз.	2028	1,5	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
61	I Воз.	2028	4,2	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект
66	I	2028	2,5	Перевод скважины со II объекта на I объект
34	I Воз.	2029	3,1	Перевод скважины с I объекта на I Возвратный объект

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 строительстве (при бурении и креплении) скважин являются:

Организованные источники:

Источник №0001, буровая установка ZJ-20;
 Источник №0002, цементировочный агрегат;

Неорганизованные источники:

Источник №6005, емкость для топлива;
 Источник №6006, сварочный пост.

Источниками воздействия при освоении скважин являются:

Организованные источники:



Источник №0003, буровая установка ZJ-20;

Неорганизованные источники:

Источник №6007, емкость для топлива;

Источник №6008, насос для перекачки нефти;

Источник №6009, добывающие скважины.

В целом по месторождению при строительстве скважин максимально выявлено: 3 стационарных организованных источников загрязнения, 9 стационарных неорганизованных источников загрязнения.

Источниками воздействия на атмосферный воздух при эксплуатации месторождения являются:

Организованные источники:

- Источник №0004-0005, Печь ПТ-16/150М;
- Источник №0006-0008, Резервуары;
- Источник №0009-0010 Дизельная электростанция;
- Источник №0012 Пункт налива нефти;
- Источник №0014 Дизельная электростанция;
- Источник №0015 Факельная установка;
- Источник №0016 Дежурная горелка;
- Источник №0017 Продувка факельного коллектора;
- Источник №0018 Резервуары РВС.

Неорганизованные источники:

- Источник №6011 Сварочный трансформатор;
- Источник №6012-6015 ГЗУ;
- Источник №6016-6019 Дренажная емкость от ГЗУ;
- Источник №6020 Газосепаратор (ГС);
- Источник №6021 Нефтегазосепаратор;
- Источник №6022-6026 Насосы для нефти;
- Источник №6027 Конденсатосборник;
- Источник №6028-6030 Дренажные емкости;
- Источник №6031 Узел замера нефти;
- Источник №6033 Блок гребенки–узел учета;
- Источник №6034-6035 Отстойник ОГ;
- Источник №6036 Сварочный пост;
- Источник №6037-6083 Добывающие скважины.

2024г – по 43 скважин (ежегодно);

2025г – по 44 скважин (ежегодно);

2026г – по 43 скважин (ежегодно);

2027г – по 45 скважин (ежегодно);

2028г – по 46 скважин (ежегодно);

2029г – по 47 скважин (ежегодно);

2030г – по 47 скважин (ежегодно);

2031г – по 46 скважин (ежегодно);

2032г – по 45 скважин (ежегодно);

2033г – по 44 скважин (ежегодно).

- Источник №6084-6130 Дренажная емкость от скважин.

В целом по месторождению при эксплуатации максимально выявлено: 135 стационарных источников загрязнения, из них организованных - 13, неорганизованных - 112.

ВЫБРОСЫ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ ПРИ РАЕЛИЗАЦИИ ДАННОГО ПРОЕКТА ПО ВТОРОМУ РЕКОМЕНДУЕМОМУ ВАРИАНТУ:

Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины №75 (2 вариант разработки)

Код	Наименование	Класс	Выброс вещества,	Выброс вещества,
-----	--------------	-------	------------------	------------------



1	2	3	4	5
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573
0143	Марганец и его соединения	2	0,001153	0,000166
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,94226666666	1,4271
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,52494666666	1,85523
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,32371111111	0,23785
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,4757
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000041
0337	Углерод оксид	4	1,61855555555	1,18925
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,07769066666	0,057084
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,07769066666	0,057084
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,78990666666	0,57254
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041
	В С Е Г О :		8,472955422	5,9938421

Сводная таблица вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважин №№76, 77 (2 вариант разработки)

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	Класс опасности ЗВ	Выброс вещества, г/с	Выброс вещества, т/год 1 скв.	Выброс вещества, т/год 2 скв.
1	2	3	4	5	6
0123	Железо (II, III) оксиды	3	0,01092	0,001573	0,003146
0143	Марганец и его соединения /в	2	0,001153	0,000166	0,000332
0301	Азота (IV) диоксид	2	1,94226666666	1,6722	3,3444
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	3	2,52494666666	2,17386	4,34772
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный)	3	0,32371111111	0,2787	0,5574
0330	Сера диоксид	3	0,64742222223	0,5574	1,1148
0333	Сероводород (Дигидросульфид)	2	0,0000362	0,0000051	1,02E-05
0337	Углерод оксид	4	1,61855555555	1,3935	2,787
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5		0,01429	0,00494	0,00988
1301	Проп-2-ен-1-аль	2	0,07769066666	0,066888	0,133776
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	2	0,07769066666	0,066888	0,133776
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/	4	0,78990666666	0,67058	1,34116
2907	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: более 70	3	0,444081	0,11528	0,23056
2908	Пыль неорганическая, %: 70-20	3	0,000285	0,000041	0,000082
	В С Е Г О :		8,472955422	7,0020211	14,0040422

По расчетным данным проекта на месторождении Уз стационарными источниками загрязнения в атмосферный воздух выбрасывается:

по рекомендуемому по 2 варианту разработки:

- при строительстве скважины №75 - **5,9938421 т/год;**
- при строительстве скважин №№76,77 - **14,0040422 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2024г - **41,976912 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2025г - **41,013592 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2026г - **39,955189 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2027г - **40,531055 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2028г - **41,124 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2029г - **41,101602 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2030г - **40,216022 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2031г - **37,75269 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2032г - **36,936055 т/год;**
- при эксплуатации месторождения в 2033г - **35,569642 т/год;**



Водоснабжение и водоотведение

Работающие будут обеспечены водой, удовлетворяющей требованиям Приказа Министерства здравоохранения РК от 20 февраля 2023 года №26 «Санитарно-эпидемиологические требования к водисточникам, местам водозабора для хозяйственно-питьевых целей, хозяйственно-питьевому водоснабжению и местам культурно-бытового водопользования и безопасности водных объектов».

На месторождении Уаз для питьевых нужд поставляется в пластиковых бутылках объемом 18,9 литров (питьевая вода, торговая марка NOMAD, TASSAY), для бытовых нужд используется вода из близлежащего источника.

Водоснабжение для технических нужд осуществляется из водозаборной скважины. Для хранения воды технического качества предусмотрена одна емкость объемом 167м3.

В результате хозяйственной деятельности рабочего персонала, формируются хозяйственно-бытовые стоки. На месторождении Уаз накопленные сточные воды отводятся в специальные емкости, по мере накопления откачиваются на КНС ст.Жамансор далее вывозятся на утилизацию в специализированную организацию (Договор с специализированной организацией определяется путем тендера).

Отходы производства и потребления

В процессе реализации эксплуатации месторождения Уаз образуются твердые и жидкие отходы. Отходы оказывают негативное влияние на компоненты среды, в первую очередь, на атмосферу, почву и водную среду. Бурение скважин будет осуществляться **безамбарным методом**.

В процессе бурения и эксплуатации месторождения проектом предусмотрено использование емкостей для временного сбора отходов с последующей транспортировкой отходов автотранспортом для захоронения, что исключает попадание их на почву.

Отходы образуются:

- при приготовлении бурового раствора;
- в процессе строительства и освоения скважин;
- при эксплуатации 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.

Объемы отходов при реализации проекта разработки согласно варианту

2 рекомендуемо

Лимиты накопления отходов при строительстве скважины №75

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
Всего:	-	132,460
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	132,311
<i>отходов потребления</i>	-	0,149
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	47,22843
Отработанный буровой раствор	-	84,54318
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,11260
Отработанные масла	-	0,42470
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,1490
Металлолом	-	0,0002
Огарки сварочных электродов	-	0,0015

Лимиты накопления отходов при строительстве скважин №№76, 77

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, т/год	Лимит накопления, тонн/год
----------------------	--	----------------------------



Всего:	-	265,102
<i>в т.ч. отходов производства</i>	-	264,767
<i>отходов потребления</i>	-	0,335
Опасные отходы		
Буровой шлам	-	94,457
Отработанный буровой раствор	-	169,086
Промасленные отходы (ветошь)	-	0,2252
Отработанные масла	-	0,9955
Не опасные отходы		
Коммунальные отходы	-	0,3348
Металлолом	-	0,0004
Огарки сварочных электродов	-	0,0030

Количественный и качественный состав отходов при эксплуатации месторождения Уз за 2024-2033гг

Вид отхода	Классификация	Количество, т/г
		2024-2033гг
Промасленная ветошь	Опасные отходы	0,1126
Отработанные аккумуляторы	Не опасные отходы	0,000025
Металлолом	Не опасные отходы	0,0002
Огарки сварочных электродов	Не опасные отходы	0,0015
Коммунальные отходы	Не опасные отходы	2,25
Всего:		2,3643
Итого за 2024-2033гг:		23,643

Все виды отходы будут вывозиться специализированной организацией согласно договору, специализированная организация будет выбрана перед началом планируемых работ посредством тендера.

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.

После прекращения намечаемой деятельности будет проведена ликвидация участка согласно действующим законам РК. Также предусмотрена рекультивация нарушенных земель.

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 № KZ04VWF00214262 от 13.09.2024 года.
2. «Отчет о возможных воздействиях» «дополнение к проекту разработки месторождения «Уаз» допускается по разрешению уполномоченного органа в области углеводородов.
3. Протокол общественных слушаний к отчету о возможных воздействиях «дополнение к проекту разработки месторождения «Уаз».

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 «Дополнению к проекту разработки месторождения «Уаз» допускается к реализации намечаемой деятельности при соблюдении условий, указанных в настоящем заключении.



1. Представленный отчет о возможных воздействиях к «Дополнению к проекту разработки месторождения «Уаз» соответствует Экологическому законодательству.

2. Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на интернет ресурсе Уполномоченного органа в области охраны окружающей среды: 28.09.2024 год.

Объявление о проведении общественных слушаний на официальных интернет-ресурсах местных исполнительных органов 20.09.2024 года.

Дата размещения проекта отчета о возможных воздействиях на официальных Интернет-ресурсах местных исполнительных органов 29.09.2024 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 №38 от 19.09.2024 года; Атырау газеті №38 от 19.09.2024 года. Эфирная справка телеканала Caspian news от №333 от 18.09.2024 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 АО «Эмбаунагаз», 060002, г.Атырау, ул. Валиханова, д.1. БИН 120240021112 Разработчик проекта – АФ ТОО «КМГ Инжиниринг», 060097, г.Атырау, мкр Нурсая, пр. Елорда, 10, БИН 180541015056, m.abir@kmge.kz тел.: 8 71 22 30 54 43.

Сведения о процессе проведения общественных слушаний: дата и адрес места их проведения, 24.10.2024 году в 15:00 часов по адресу: Атырауская область, Кзылкогинский район, Мукурский с.о., с.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.

И.о. руководителя департамента

Есенов Ерлан Сатканович

