

Не техническое резюме

Каратурун Восточный и Северо-Восточный

Основным видом деятельности ТОО «Бузачи Нефть» является разведка, добыча углеводородного сырья на месторождениях Каратурун Восточный, Каратурун Морской, Каратурун Северо-Восточный, добыча бутового камня и известняка-ракушечника на карьере Байдак.

На предприятии используется технологическое оборудования отечественного (стран СНГ) и зарубежного производства, надежное в эксплуатации и отвечающее современному техническому уровню.

Обслуживающим персоналом периодически проводятся профилактические осмотры и ремонты. Оборудование предприятия находится в хорошем рабочем состоянии.

В данном проекте ПДВ рассматриваются следующие объекты предприятия: нефтяное месторождение Каратурун Восточный, Каратурун Северо Восточный, База Каратурун.

В географическом отношении месторождение Каратурун Восточный расположено в северо-западной части полуострова Бузачи. Расстояние до Каспийского моря составляет порядка 1200м. В орфографическом отношении площадь представляет собой степь с наличием многочисленных соров, представляющих собой бессточные впадины, непроходимые для автотранспорта.

Месторождение Каратурун Восточный было открыто в 1978 году. Нефтегазоносность установлена в терригенных отложениях средней юры. На месторождении выявлена нефтяная залежь в горизонте Ю-I. Геологические и извлекаемые запасы нефти по промышленной категории С1 составляют 2055 тыс. т и 699 тыс. т соответственно. Площадь горного отвода месторождения составляет 2,754 км². Площадь геологического отвода составляет 77,0 км².

Согласно Контракта №792 (от 02.11.2001) МЭМР РК, Дополнения №1(1292) и Дополнения №2 (рег.№1666) к Контракту №792 ТОО «Бузачи Нефть» представлено право на проведение работ по добыче углеводородного сырья на месторождении Каратурун Восточный.

На месторождении Каратурун Восточный расположен вахтовый поселок ТОО «Бузачи Нефть», в котором проживает персонал. Поселок построен с учетом планировочных решений и набором обслуживающих помещений, соответствующих климатическим условиям региона и специфическим особенностям эксплуатации месторождения в условиях вахтового производства работ

Основной деятельностью ТОО «Бузачи Нефть» является добыча углеводородного сырья на нефтяных месторождениях в Мангистауском районе Мангистауской области.

Основными источниками выбросов на 2027-2029 гг. будут являться следующие:

- *Технологическое оборудования месторождений;
- *Добывающие скважины.

На месторождениях функционирует типовая напорная система сбора, транспорта пластового флюида (НГК), которая сводится к следующему: продукция скважины (НГК) поступает в нефтегазосепаратор для отделения попутного газа от нефти. Отделившийся в процессе сепарации попутный газ через узел учета газа поступает на газосбор. Газ используется в качестве топлива для печей (ПП-0.63).

Структура Северо-Восточный Каратурун была выявлена в 2006 г. по юрско-меловым отложениям в результате проведенной переинтерпретации сейсмических материалов 2Д предыдущих лет по месторождениям Восточный и Морской Каратурун и прилегающей территории.

Расположена структура Северо-Восточный Каратурун в прибрежной части северного участка Каспийского моря, вблизи залива Комсомольский, в 5-7 км от северной береговой линии полуострова Бузачи, к север-северо-востоку от месторождения Восточный Каратурун, в пределах контрактной территории ТОО «Бузачи Нефть».

1.1 Текущее состояние разработки месторождений

Система внутрипромыслового сбора и подготовки добываемой продукции месторождения предназначена для герметизированного сбора, обеспечения поскважинного замера и промыслового транспорта добываемой продукции к объекту подготовки для доведения промыслового потока нефти и газа до товарной кондиции и сдачи потребителю.

В настоящее время на месторождении Каратурун Восточный эксплуатируются нефтяные скважины. Нефтегазовая смесь от скважин по выкидным линиям направляется в автоматизированную групповую замерную установку (АГЗУ-1/2-«Спутник»), где производится замер дебита поступающей продукции скважины.

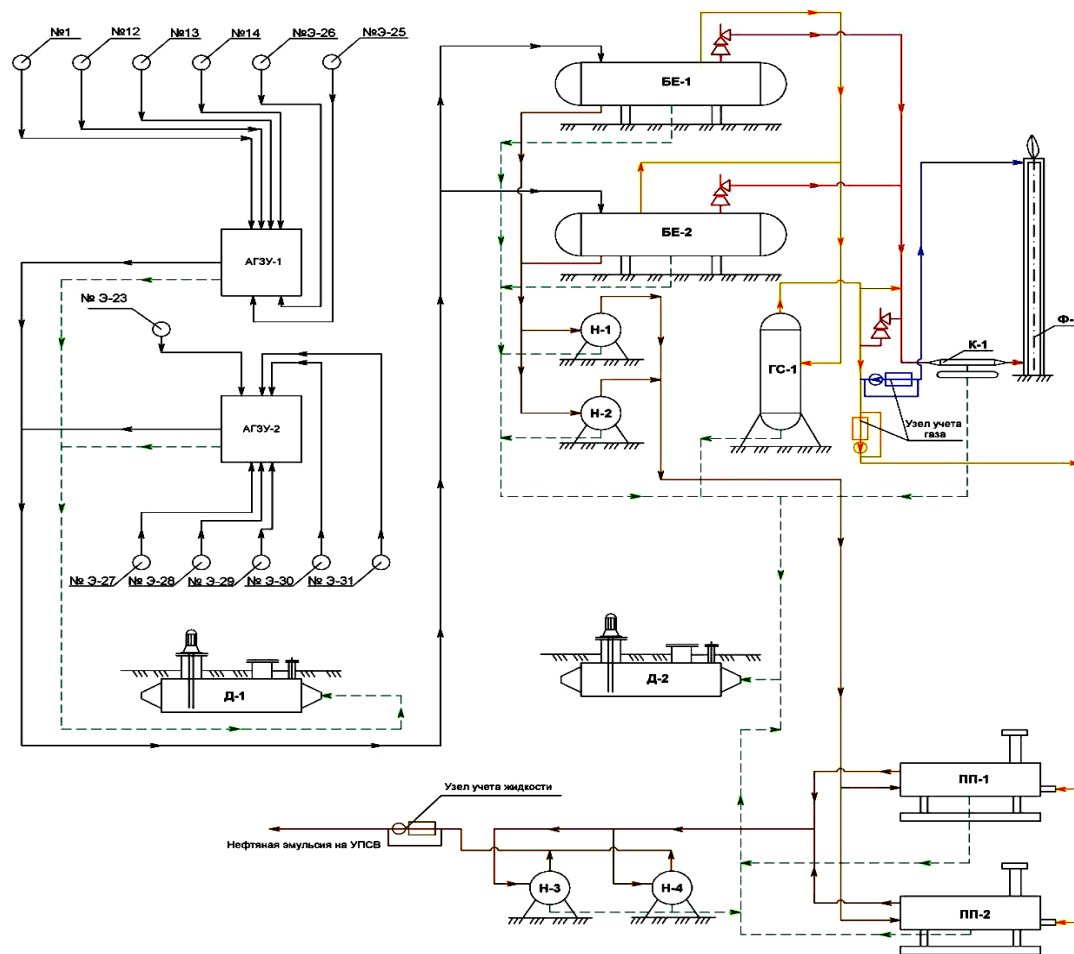
Из замерной установки продукция всех скважин по общему трубопроводу поступает в буферную емкость (БЕ-1), где происходит разделение нефтегазовой смеси на жидкость (нефтяная эмульсия) и газ. В случае аварии предусмотрена дополнительная (аварийная) буферная емкость (БЕ-2).

Отделившаяся нефть после буферной емкости (БЕ-1) через путевые подогреватели (ПП-1, ПП-2) подается на узел учета жидкости и далее направляется на установку предварительного сброса воды (УПСВ) месторождения Каратурун Морской для дальнейшей подготовки на УПН и последующей сдачи через ПСН ТОО «Бузачи Нефть» в АО «КазТрансОйл».

Выделившийся газ из буферной емкости (БЕ-1) отводится в газосепаратор (ГС-1), где производится очистка газа от капельной жидкости и механических примесей. После газосепаратора очищенный газ через узел учета подается в качестве топлива в печи подогрева нефти ПП-0,63 и на дежурную горелку факельной установки.

В случае аварии предусмотрена возможность подачи газа напрямую на факельную установку (Ф-1) через предохранительный пружинный клапан (ППК).

Скопившийся конденсат из газосепаратора сбрасывается в дренажную емкость (Д-2).



Условные обозначения

Обозначение	Наименование
—	газожидкостная смесь
—	нефтяная эмульсия
—	газовая линия
—	газ запальный
—	газ на факел
—	дренажная линия

Экспликация оборудования

Позиция или обозначение	Наименование	Кол-во
АГЗУ-1,2	Автоматизированная групповая измерная установка	2
Д-1,2	Дренажная емкость	2
БЕ-1,2	Буферная емкость	2
Н-1,2,3,4	Насосы перекачки	4
ПП-1,2	Путевой подогреватель (ПП-0,63)	2
ГС-1	Газовый сепаратор	1
Ф-1	Факельная установка	1
К-1	Каллеуловитель	1

Рисунок

В настоящее время месторождение Каратурун Восточный находится в промышленной разработке. Согласно «Технологической схеме разработки...», утвержденной в 2013 г., ранее на месторождении был выделен только один объект разработки - горизонт Ю-I. В соответствии с новыми данными по «Пересчету запасов 2019 г...» на месторождении были выделены новые горизонты по категории С1 - горизонты Ю-I+Ю-II и Ю-IV.

Таблица 1 - Характеристика фонда скважин м. КСВ по состоянию на 01.09.2026 г.

Наименование	Характеристика фонда	Кол-во скв.	№ скважин
Эксплуатационные скважины	Добывающие, в т. ч.:	37	
	- действующие	28	R-1, R-2, R-3, R-4, R-5, R-6, R-8, R-9, 400, 401, 402, 404, 405, 406, 408, 409, 410, 415, 422, 424, 425, 426, 427, 429, 430, 452, 460, 464
	- бездействующие	2	419, R-10
	- в ожидании освоения и обустройства	7	R-11, R-12, 412, 416, 420, 458, 465
Оценочные скважины	- действующие	0	
	- бездействующие	0	
	- в ожидании освоения и обустройства	0	
В бурении		0	
В консервации		0	
Ликвидированные		3	R-7; 403; 421
Всего:		40	

Таблица 2.1 - Характеристика фонда скважин м. КСВ по состоянию на 01.09.2026 г.

Наименование	Характеристика фонда	Кол-во	№ скважин
Фонд добывающих скважин	Добывающие, в т. ч.:	31	
	- действующие	28	1, 12, Э-23, Э-25, Э-26, Э-27, Э-28, Э-29, Э-30, 200, 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207, 208, 209, 211, 212, 213, 214, 215, 218, 219, 220, 227
	- из них, в простое	0	-
	- бездействующие	3	13, 210, 217
В бурении		1	225
Нагнетательные скважины	Нагнетательные	2	10, 11
	- действующие	0	-
	- бездействующие	2	10, 11
Оценочные (в ожидании освоения)			
Ликвидированные		6	1-П, 3, 7, 8, 9, 14
Наблюдательные		1	Э-31
Всего:		41	

1.2 Свойства и состав дегазированной нефти

Физико-химические свойства и состав дегазированной нефти продуктивного горизонта Ю-I изучены по 7 пробам, отобраным со скважины 1 и 10.

Плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9338 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1184,0 мм²/с, при 50 °С - 134,1 мм²/с. Содержание общей серы колеблется в диапазоне 1,22-1,91 % масс. и в среднем составляет 1,58 % масс.

Массовое содержание в нефти смол силикагелевых составляет 15,0 %, асфальтенов 4,2 %. По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу малопарафинистых, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в среднем по горизонту составляет 1,3 % масс. Содержание золы в нефти составляет 0,17 % масс., кокса - 6,49 % масс.

Температура застывания нефти находится в широком диапазоне от минус 6 до минус 22 °С, среднее значение составило минус 12 °С.

Дегазированная нефть горизонта Ю-I обеднена легкими фракциями. Температура начала кипения представлена одной пробой нефти и составила 150 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С (бензиновые фракции) составил в среднем 6 %, до температуры 300 °С - 21 %, до температуры 350 °С - 31 %.

Свойства и состав дегазированной нефти продуктивного горизонта Ю-IV изучены по 2 пробам нефти, отобранных 11.10.2016 г. с устья скважины Э-27 и 08.07.2017 г. с устья скважины Э-31.

Средняя по горизонту плотность нефти при температуре 20 °С составляет 0,9380 г/см³, кинематическая вязкость при температуре 20 °С составляет 1177,0 мм²/с, при 50 °С – 129,2 мм²/с. Содержание общей серы составляет 1,78 % масс., асфальто-смолистых веществ – 19,4 % масс.

По содержанию парафина исследованная нефть относится к типу парафинистой, т.к. содержание высокомолекулярных парафиновых углеводородов в нефти составляет 2,2 % масс. Содержание золы в нефти составляет 0,31 % масс. Температура застывания минус 14 °С.

Температура начала кипения составила 132 °С. Объемный выход светлых фракций, выкипающих до температуры 200 °С (бензиновые фракции) – в среднем 8 %, до температуры 300 °С – 22 %.

В таблице представлены диапазоны изменения и средние значения параметров дегазированной нефти в пределах продуктивных горизонтов.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Таблица 3.3.1

2027год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	4,119569008	87,740316149	2193,5079
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,594523964	3,271703874	54,5283979
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,22255	6,49847	129,9694
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,7816	16,21939	324,3878
0333	Сероводород		0,008			2	0,0003642	0,000006182	0,00077275
0337	Углерод оксид		5	3		4	4,1849984	87,695534573	29,2318449
0410	Метан				50		0,73596021	40,760980864	0,81521962
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5				50		66,4640415	72,53402386	1,45068048
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10				30		4,7475099	26,96424376	0,89880813
0602	Бензол		0,3	0,1		2	0,0692119	0,579350995	5,79350995
0616	Диметилбензол		0,2			3	0,04083194	0,397588607	1,98794304
0621	Метилбензол		0,6			3	0,03627564	0,416416434	0,69402739
0703	Бенз/а/пирен			0,000001		1	0,000018589	0,000178905	178,905
1052	Метанол		1	0,5		3	0,00206	0,06498	0,12996
1325	Формальдегид		0,05	0,01		2	0,05321	1,62329	162,329
2750	Сольвент нафта				0,2		0,00069	0,02166	0,1083
2752	Уайт-спирит				1		0,00069	0,02166	0,02166
2754	Алканы C12-19		1			4	1,32899	3,23794	3,23794
2909	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: менее 20		0,5	0,15		3	0,1282133	0,0009231	0,006154
ВСЕГО:							83,511309	348,048657	3088,00432
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; при отсутствии ЭНК используется ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ									
2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Таблица 3.3.2

2028год

Код ЗВ	Наименование загрязняющего вещества	ЭНК, мг/м ³	ПДКм.р, мг/м ³	ПДКс.с., мг/м ³	ОБУВ, мг/м ³	Класс опасности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества т/год, (М)	Значение М/ЭНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0301	Азота (IV) диоксид		0,2	0,04		2	4,79118	84,09332	2102,333
0304	Азот (II) оксид		0,4	0,06		3	0,59274	3,113928	51,8988
0328	Углерод		0,15	0,05		3	0,32627	6,24747	124,9494
0330	Сера диоксид		0,5	0,05		3	0,7816	15,59532	311,9064
0333	Сероводород		0,008			2	0,0003642	6,182E-06	0,00077275

Промасленная ветошь 15 02 02*	-	0,16097
Отходы обратной промывки скважин 06 05 02*	-	926,394
Нефтедержащие отходы (ветошь промасленная, стекловолна, бочки, баклашки замазученные, СИЗ) 17 02 04*	-	90
Нефтезагрязненная пленка 15 01 10*	-	1
Отработанное масло 13 02 06*	-	0,560232
ВСЕГО опасные отходы:		1018,115202
Неопасные отходы		
Твердо-бытовые отходы (ТБО) 20 03 01	-	44,76
Пищевые отходы 20 01 08	-	30,38625
Металлолом 16 01 17	-	50
Огарки сварочных электродов 12 01 13	-	0,015
Строительные отходы 17 08 02	-	90
Цементные отходы при КРС 01 05 99	-	10
Отходы картона 20 01 01	-	10
Списанное электрическое и электронное оборудование 20 01 36	-	3
ВСЕГО неопасные отходы		238,16125
Зеркальные отходы		
-	-	-

В настоящее время все отходы производства и потребления временно накапливаются (не более 6 месяцев с момента их образования) на специально оборудованных площадках на территории объектов месторождения Каратурун Восточный и Северо-Восточный предприятия. ТОО «Бузачи Нефть» не занимается переработкой, утилизацией или захоронением отходов, все образуемые отходы передаются по договору со специализированными организациями.

Таблица 4.1.2.

Лимиты накопления отходов по месторождению Каратурун Восточный и Каратурун Северо-Восточный

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимиты накопления, тонн/год
1	2	3
ОБЩЕЕ		
Всего	-	1255,481052
в т.ч. отходов производства	-	1181,084802
отходов потребления	-	74,39625
Опасные отходы		
Промасленная ветошь 15 02 02*	-	0,11557
Отходы обратной промывки скважин 06 05 02*	-	926,394
Нефтедержащие отходы (ветошь промасленная, стекловолна, бочки, баклашки замазученные, СИЗ) 17 02 04*	-	90
Нефтезагрязненная пленка 15 01 10*	-	1
Отработанное масло 13 02 06*	-	0,560232
ВСЕГО опасные отходы:		1018,069802
Неопасные отходы		

Твердо-бытовые отходы (ТБО) 20 03 01	-	44,01
Пищевые отходы 20 01 08	-	30,38625
Металлолом 16 01 17	-	50
Огарки сварочных электродов 12 01 13	-	0,015
Строительные отходы 17 08 02	-	90
Цементные отходы при КРС 01 05 99	-	10
Отходы картона 20 01 01	-	10
Списанное электрическое и электронное оборудование 20 01 36	-	3
ВСЕГО неопасные отходы		237,41125
Зеркальные отходы		
-	-	-

Лимиты накопления отходов проектов строительства при эксплуатации
Таблица 4.1.3.

РООС к проекту «Модернизация м/р Каратурун Восточный №6 рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть» (без сметной документации)»» (Эксплуатация)		
Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимиты накопления, тонн/год
1	2	3
ОБЩЕЕ		
Всего	-	0,0127
в т.ч. отходов производства	-	0,0127
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
Промасленная ветошь 15 02 02*	-	0,0127
ВСЕГО опасные отходы:		0,0127
Неопасные отходы		
ВСЕГО неопасные отходы		-
Зеркальные отходы		
-	-	-

Таблица 4.1.4.

РООС к проекту «Модернизация м/р Каратурун Восточный №5 рабочего проекта «Обустройство месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»». (Эксплуатация)		
Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимиты накопления, тонн/год
1	2	3
ОБЩЕЕ		
Всего	-	0,77
в т.ч. отходов производства	-	0,02
отходов потребления	-	0,75
Опасные отходы		
Промасленная ветошь 15 02 02*	-	0,02
ВСЕГО опасные отходы:		0,02
Неопасные отходы		
Твердо-бытовые отходы (ТБО) 20 03 01		0,75

ВСЕГО неопасные отходы	0,75
Зеркальные отходы	

Таблица 4.1.5.

РООС к проекту Расширение №1 рабочего проекта Модернизация м/р Каратурун Восточный №3» рабочего проекта «Обустройство Месторождений Каратурун Морской, Каратурун Восточный. Система сбора и транспорта нефти на контрактных территориях ТОО «Бузачи Нефть»» (без сметной документации) (Эксплуатация)		
Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимиты накопления, тонн/год
1	2	3
ОБЩЕЕ		
Всего	-	0,0127
в т.ч. отходов производства	-	0,0127
отходов потребления	-	-
Опасные отходы		
Промасленная ветошь 15 02 02*	-	0,0127
ВСЕГО опасные отходы:		0,0127
Неопасные отходы		
ВСЕГО неопасные отходы		-
Зеркальные отходы		
-	-	-