

«КЕН-САРЫ» ЖШС
Қазақстан Республикасы
Ақтау қаласы, 26 ша, 17
Тел: +7 (7292) 20 21 21
Факс: +7 (7292) 292 292
e-mail: kensary@kensary.kz

КЕН-САРЫ

ТОО «КЕН-САРЫ»
Республика Казахстан
город Ақтау, 26 микрорайон, 17
Тел: +7 (7292) 20 21 21
Факс: +7 (7292) 292 292
e-mail: kensary@kensary.kz

«KEN-SARY» LLP, Republic of Kazakhstan, Aktau, 26 microdistrict, 17, БИН 010740000600

№ 18-168
«16» 02 2018 года

Руководителю
Департамента экологии

На основании подпункта 29) статьи 17 Экологического кодекса РК от 9 января 2007 года и Правил ведения Государственного регистра выбросов и переноса загрязнителей, утвержденные приказом и.о. Министра энергетики РК от 10 июня 2016 года № 241, представляем Вам информацию по ТОО «Кен-Сары» за 2017 год в приложениях №№1-6 на 11-ти листах.

Информация предоставляется в бумажной форме, а также в электронном виде на электронный адрес demo_otchet@bk.ru.

Генеральный директор



Нармагамбетов А.Е.

Исп. Ускумбаева
ООТТБОЗСБООС
тел. 20-21-21, доб.121

Приложение 1
к Правилам ведения Государственного
регистра выбросов и переноса загрязнителей

Общие сведения о природопользователе, имеющем объекты I категории

№	Наименование	Данные Природопользователя
1	Отчетный период*	2017 год
2	Наименование Природопользователя и его юридический адрес, контактный телефон, адрес электронной почты	ТОО «Кен-Сары» Республика Казахстан Актау, 26 микрорайон, здание 17 Тел: +7 (7292) 202121 Факс: +7 (7292) 292292 Эл.адрес: zh.bessimbayeva@kensary.kz
3	Бизнес-идентификационный номер Природопользователя (БИН)	БИН 010740000600
4	Основной вид экономической деятельности Природопользователя	Добыча сырой нефти и попутного газа (код по ОКЭД – 06100)
5	Наименование производственной площадки, ее географические координаты (градусы, минуты, секунды) и краткая характеристика производственного процесса	Месторождение Арыстановское. Географические координаты, краткая характеристика производственного процесса представлены ниже.

Географические координаты угловых точек геологического отвода представлены в таблице.

Координаты геологического отвода

Угловые точки	Северная широта	Восточная долгота
1	440 45/ 10//	540 05/ 43//
2	440 45/ 28//	540 06/ 25//
3	440 45/ 23//	540 08/ 40//
4	440 44/ 53//	540 08/ 41//
5	440 44/ 22//	540 10/ 05//
6	440 45/ 00//	540 11/ 31//
7	440 44/ 09//	540 12/ 19//
8	440 43/ 39//	540 11/ 16//
9	440 42/ 33//	540 13/ 24//
10	440 42/ 08//	540 14/ 59//
11	440 41/ 10//	540 14/ 08//
12	440 41/ 11//	540 11/ 48//
13	440 41/ 49//	540 08/ 40//
14	440 42/ 31//	540 08/ 00//
15	440 44/ 08//	540 06/ 03//

Краткая характеристика производственного процесса.

На месторождении Арыстановское для сбора и транспорта нефти по проекту предусмотрена лучевая герметизированная напорная система сбора продукции, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению и при транспортировке нефти по трубопроводу. На месторождении действуют групповые замерные установки ГЗУ-1 и ГЗУ-2. Установка подготовки нефти

(УПН), Пункт сдачи нефти (ПСН), установки подготовки газа (УПГ), замерные установки ЗУ-1, 2, 3, 4, 5.

На групповых замерных установках и УПН установлено стандартное типовое оборудование: нефтегазовые сепараторы, газовые сепараторы, конденсатосборники, буферные емкости, насосы для откачки нефти, автоматизированные подогреватели нефти типа ПП-0,63А, дренажные емкости и т.д.

На месторождении Арыстановское отделение нефти от газа происходит на нефтегазовых сепараторах УПН и АГЗУ, где на объектах сепарации нефти от газа попутный газ будет отделяться от добываемой нефти, поступающей от подключенных нефтяных скважин. Для проведения ремонтных работ и во время аварийных ситуаций для сжигания технологически неизбежного газа на УПН, УПГ, ГЗУ-1,2 имеется факельная система низкого и высокого давления.

Технологический процесс осуществляется следующим образом. Добываемая продукция со скважин по выкидным трубопроводам поступает на АЗУ, которая располагается на площадках ГЗУ-1, ГЗУ-2, где производится автоматический замер дебитов скважин по жидкости. После замера жидкость поступает в нефтегазовый сепаратор, где происходит отделение жидкости от газа. Далее водонефтяная эмульсия поступает на печь подогрева ПП-0,63А, где подогревается до температуры 60-65°C. Затем подогретая водонефтяная эмульсия поступает в емкостной аппарат, откуда насосами типа ЦНС перекачивается по сточному трубопроводу Ду-150 мм на УПН. Для сброса газа с предохранительных клапанов и аварийного сжигания установлена факельная установка для сжигания газа. Для продувки газа с дренажной емкости предусмотрена продувочная свеча. Газ с НГС поступает в вертикальный сепаратор, где происходит осушка газа и далее осушенный газ идет на печь подогрева ПП-0,63А, излишек газа по газопроводу Ø114 мм от ГЗУ-1 поступает на КС.

Подготовка добываемой продукции до товарной кондиции осуществляется на установке подготовки нефти (УПН). Сырая нефть по нефтепромысловым выкидным линиям и коллекторам поступает на манифольды УПН и замерную установку «Спутник» (ЗУ). Параметры поступающего сырья: температура – 40-45°C, давление – 0,7 МПа. От ЗУ нефть направляется в сепаратор первой ступени сепарации НГС II-1,6-2400 (С 1) (объемом 50 м³), в котором при давлении 0,5 МПа и температуре 40°C происходит разделение нефти, газа и дренажа. Выделившийся в сепараторе газ направляется в газовый сепаратор ГС 1-2,5-600 ($V=0,8 \text{ м}^3$), где осуществляется очистка нефтяного газа от капельной жидкости и механических примесей, унесенных газом при сепарации нефти. Уловленная жидкость отводится в дренажную емкость ДЕ-1. Некоторая часть попутного нефтяного газа направляется для использования в печах подогрева нефти, основная часть – сжигается на факеле высокого давления. Отделенная нефть на печах ПП-063 (производительностью 1150 т/сутки, G=0,63 Гкал/час) подогревается до температуры 70°C и через систему отстойников ОГ-50П-2 (объемом по 50 м³) поступает в концевой нефтегазовый сепаратор (КНС) объемом 12,5 м³ с давлением 0,105 МПа. В трубопровод подачи нефти перед подогревом вводятся жидкие деэмульгаторы из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве 10% от объема нефти. На УПН перед печами подогрева нефти ПП 063 в нефтяной поток вводятся жидкие деэмульгаторы (диссолван) из расчета 106 г на 1 тонну нефти и пресную воду в количестве 10% от объема нефти. Для ввода в технологический поток хим.реагента предусмотрен блок БДР 2,5/2 дозирования реагента. В состав установки входят: емкость для хранения диссолвана объемом 2,5 м³, два дозировочных насоса производительностью по 2,5 л/час при давлении 0,5МПа, электронагревательная печь ПЭТ-4-У 3. Нефть из концевого сепаратора самотеком направляется в три резервуара хранения нефти РВС1-3 объемом по 500 м³. Выделившийся газ из С-2 направляется на факел Ф-1 для сжигания. Для сжигания газа предусмотрена факельная установка заводского изготовления, диаметр факельного ствола 200 мм, высотой 20 м. Для отделения капельной жидкости, конденсата и механических примесей из газа, подаваемого на факел для сжигания, предусмотрены газовые расширители ГР-1, 2. Отвод уловленной жидкости осуществляется в

дренажную емкость ДЕ-1. УПН оснащена системой внутрибазовой перекачки и отгрузки нефти в состав которой входят насосы внутрибазовой перекачки нефти (производительность 30 м³/ч.), насосы налива нефти (Н-5/6 производительность = 30 м³/ч.), площадка налива нефти в автоцистерны. Отделенная насыщенная солями пластовая вода собирается в дренажную емкость. Со всего оборудования дренажная жидкость поступает в дренажную систему, которая состоит из 2-х подземных дренажных емкостей объемом 63 м³ (ЕП-63-3000-1-2) с полупогруженным насосным агрегатом НВ-50/50 и подземной дренажной емкости (ЕП-16-2000-1300-2) объемом 16 м³. Для защиты аппаратов С-1, ГС, С-2, отстойников нефти ОГ от превышения давления на аппаратах устанавливаются блоки предохранительных клапанов с переключающими устройствами. Сброс газа с предохранительных клапанов предусматривается в газопровод для последующего сжигания. Учет газа высокого и низкого давлений осуществляется посредством счетчиков газа, установленных на трубопроводах подачи газа на факел.

Подготовленная товарная нефть насосными агрегатами нефти подается трубопроводом на ПСН. Перекачка товарной нефти от УПН месторождения Арыстановское на ПСН осуществляется насосами Н-101/А, В, С по нефтепроводу диаметром 219 мм с давлением 0,9 МПа и с температурой 50°C. Периодический дренаж насосов Н-101/А, В, С осуществляется в дренажную систему УПН. Нефть с давлением 0,3 МПа поступает в резервуарный парк ПСН, состоящий из 5-и резервуаров Р201-Р205 объемом 2000 м³ каждый. На трубопроводе входа нефти в резервуарный парк предусмотрен аварийная электроприводная задвижка. Каждый резервуар оснащен дыхательным НДКМ-250 и предохранительным КПГ-250 клапанами. Резервуарный парк оборудован газоуравнительной системой. Отвод газа, выделяющегося из резервуаров при «малом» и «большом» дыханиях, планируется на свечу С-201 высотой 6 м. Отвод дренажа и подготовкой воды от резервуаров хранения нефти осуществляется по трубопроводу диаметром 159 мм в дренажную емкость Д-201 для подготовки воды объемом 63 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°C. Нефть от резервуаров Р-201, 202, 203, 204, 205 по трубопроводу диаметром 325 мм поступает на вход магистральных насосов Н-201/А, В, С производительностью 65 м³/час. Периодический дренаж магистральных насосов осуществляется в дренажную емкость для нефти Д-204, объемом 25 м³ с расчетным давлением 0,05 МПа и рабочей температурой 40°C. Нефть с давлением 5,0 МПа от магистральных насосов направляется на три печи подогрева нефти 1,6 МП теплопроизводительностью 1,6 Гкал/час. В печах подогрева нефть подогревается до 60°C и направляется на площадку Коммерческого узла учета нефти (КУУН). Дренаж теплоносителя (вода + ДЭГ) с печей подогрева нефти производится в дренажную емкость Д-202, объемом 12,5 м³ и рабочей температурой 95°C. Сброс и продувка газа из блока подготовки топливного газа подогревателей П-201/А, В, С осуществляется по трубопроводам диаметром 57 мм на общую свечу С-201. На КУУН измеряется расход нефти и далее с температурой 55°C и с давлением 5,0 МПа нефть направляется по трубопроводу диаметром 219мм в магистральный нефтепровод АО «КазТрансоИл». На площадке КУУН предусмотрены автоматический блок измерения качества (БИК) и проверочное устройство (ТПУ). Периодический дренаж КУУН осуществляется по трубопроводу 57 мм в дренажную емкость Д-205, объемом 12,5 м³. Предусмотрена внутрипарковая циркуляция нефти в резервуарах Р-201, 202, 203, 204, 205 с помощью циркуляционных насосов Н-202/А, В производительностью 210 м³/час. При необходимости разогрева нефти при хранении ее в резервуарах циркуляция нефти выполняется через подогреватели нефти. Температуру нефти в резервуарах хранения необходимо поддерживать на уровне 45-50°C. Нефть из резервуаров хранения поступает по трубопроводу на всас циркуляционных насосов Н-202/А, В и с давлением 0,9 МПа по направляется в печи подогрева нефти П-201/А, В, С. Подогретая нефть от печей подогрева с температурой 60°C поступает в соответствующий резервуар Р-201, 202, 203, 204, 205. Опорожнение дренажных емкостей Д-201 и Д-204 периодическое, по мере наполнения емкостей, дренаж вывозится нефтеузлом для подготовки на УПН м/р Арыстановское. Газ, выделенный из дренажных емкостей Д-201 и Д-204 по трубопроводу диаметром 108мм

отводится на продувочную свечу С-201. Продувочная свеча С-201 предназначена для сброса газа из резервуаров для хранения нефти, дренажных емкостей и емкости для сбора конденсата, расположенных на территории Пункта сдачи нефти. Сброс газа на свечу С-201 производится по подземному трубопроводу диаметром 200 мм. Высота продувочной свечи – 6 м. Дренажная емкость Д-202 оснащена дыхательным клапаном СМДК-100. Дренаж теплоносителя из дренажной емкости Д-202 периодически, по мере наполнения, будет вывозиться автотранспортом на утилизацию сторонней организацией по контракту. Дренажная емкость Д-205 для сбора нефти от КУУН по мере накопления будет опорожняться с помощью АЦН. Уровень нефти в емкости Д-205 до начала и после откачки фиксируется с участием представителя АО «КазТрансОйл». Для улавливания капель влаги и конденсата, поступающих с газом на продувочную свечу С-201, предусматривается установка конденсатосборника, состоящая из газового расширителя Т-201 и емкости для сбора конденсата Д-203 объемом 12,5 м³. Конденсат, накопленный в емкости сбора конденсата Д-203, периодический вывозится для последующей подготовки на УПН. Электроснабжение площадки Пункта сдачи нефти осуществляется от линии электропередач 10 кВ, а также от аварийной дизельной электростанции мощностью 1000 кВА и выходным напряжением 0,4 кВ. Рядом с д/генератором установлена емкость хранения дизтоплива объемом 10 м³.

Установка подготовки газа (УПГ) предназначена для сбора и подготовки для транспортировки по магистральному трубопроводу попутного нефтяного газа, поступающего с установки подготовки нефти.

В состав УПГ входят: Блок компримирования сырьевого газа. Блок низкотемпературной сепарации и фракционирования конденсата. Блок фреонового холодильника. Блок регенерации диэтиленгликоля. Система теплоносителя. Выделенная из попутного газа ШФЛУ направляется на расходный склад. Со склада ШФЛУ отгружается потребителю автомобильным транспортом.

Помимо ШФЛУ продуктами УПГ являются: топливный газ (по ГОСТ 5542-87), используемый для собственных нужд месторождения и товарный газ (по СТ РК 1666-2007) для закачки в магистральный трубопровод «Окарем - Бейнеу».

Подготовленный товарный газ после УПГ будет направляться по газопроводу в магистральный газопровод «Окарем – Бейнеу», расположенный в 7,3 км от месторождения Арыстановское. Согласно Техническим условиям, представленным АО «Интергаз Центральная Азия», ТОО «Кен - Сары» построен газопровод эксплуатационным давлением в 55 Бар и диаметром 219 мм с месторождения Арыстановское до ближайшей точки подключения в трубопроводный коллектор АО «Интергаз Центральная Азия». Место подключения – 890 км МГ «Окарем – Бейнеу».

Нефть поступившая в резервуарный парк ПСН после отстоя в резервуарах ПСН транспортируется через насосы перекачки нефти на подогреватели и поступает на коммерческий узел учета нефти и далее в магистральный нефтепровод ТОО «КазТрансОйл».

Генеральный директор



Нармагамбетов А.Е.

Приложение 2
к Правилам ведения Государственного
регистра выбросов и переноса загрязнителей

Информация по объему фактических эмиссий загрязняющих веществ в атмосферный воздух

Наименование Природопользователя - **ТОО «Кен-Сары»**

Наименование производственной площадки - **месторождение Арыстановское**

Отчетный период – **2017 год**

№№	Номер КАС**	Наименование загрязняющего вещества	Установленный норматив (тонн в год)	Фактические выбросы (тонн в год)	Методы определения фактических эмиссии (расчетный метод, инструментальные замеры)
1		железо	0,022200	0,005859	Расчетный метод
2		марганец и его с/я	0,001740	0,000459	Расчетный метод
3		сажа (углерод)	13,269731	2,290440	Расчетный метод
4		фториды неорганические	0,001600	0,000422	Расчетный метод
5		бенз/a/пирен	0,000128	0,000002	Расчетный метод
6		пыль неорганическая	0,197900	0,196689	Расчетный метод
7		азота диоксид	355,516678	24,252212	Расчетный метод
8		азотная кислота	0,000480	0,000473	Расчетный метод
9		азот оксид	57,762430	3,936402	Расчетный метод
10		серная кислота	0,001150	0,001104	Расчетный метод
11		сера диоксид	43,063774	0,613954	Расчетный метод
12		сероводород (дигидросульфид)	0,005130	0,000598	Расчетный метод
13		углерод оксид	1105,568090	142,441323	Расчетный метод
14		фтористый водород	0,001490	0,000392	Расчетный метод
15		метан	126,229100	15,096296	Расчетный метод
16		Углеводороды С1-С5	649,680887	409,951230	Расчетный метод
17		Углеводороды С6-С10	173,589277	92,406829	Расчетный метод
18		пентилены (амилены)	0,020839	0,001193	Расчетный метод
19		бензол	1,984697	1,043496	Расчетный метод
20		толуол (диметилбензол)	1,613784	0,656004	Расчетный метод
21		ксилол (метилбензол)	3,233999	0,327728	Расчетный метод
22		этилбензол	0,000417	0,000024	Расчетный метод
23		диэтиленгликоль (2,2-оксидаэтанол)	2,292750	2,292793	Расчетный метод
24		метанол	0,026322	0,016609	Расчетный метод
25		формальдегид	1,167300	0,017482	Расчетный метод
26		бензин нефтяной	0,132250	0,132245	Расчетный метод

№№	Номер КАС**	Наименование загрязняющего вещества	Установленный норматив (тонн в год)	Фактические выбросы (тонн в год)	Методы определения фактических эмиссии (расчетный метод, инструментальные замеры)
27		масло минеральное	0,002972	0,000005	Расчетный метод
28		Углев.предельные C12-C19	35,131447	1,574899	Расчетный метод
		ВСЕГО	2570,518563	697,257161	

Примечание:

* Информация предоставляется за период с 1 января по 31 декабря отчетного года;

**номер КАС - уникальный численный идентификатор химических соединений, заполняется уполномоченным органом.



М.П.

Нармагамбетов А.Е.

Приложение 3
к Правилам ведения Государственного
регистра выбросов и переноса загрязнителей

**Информация по объему фактических эмиссий загрязняющих веществ в водные
объекты**

Наименование Природопользователя - **ТОО «Кен-Сары»**

Наименование производственной площадки - **месторождение Арыстановское**

Отчетный период – **2017 год**

№№	Номер КАС**	Наименование загрязняющего вещества	Установленный норматив (тонн в год)	Фактические выбросы (тонн в год)	Методы определения фактических эмиссии (расчетный метод, инструментальные замеры)
1		Взвешенные вещества	0,042	0,005705269	Инструментальный
2		Сухой остаток	10,521	1,9704129	Инструментальный
3		Сульфаты	3,45	0,326412465	Инструментальный
4		Хлориды	2,784	0,43787316	Инструментальный
5		Азот аммонийный	0,019	0,002853494	Инструментальный
6		Нитраты	0,299	0,03096418	Инструментальный
7		Нитриты	0,027	0,00270674	Инструментальный
8		Фосфаты	0,021	0,000699611	Инструментальный
9		СПАВ	0,003	0,000242421	Инструментальный
10		Нефтепродукты	0,001	2,73459E-05	Инструментальный
11		БПКполи	0,045	0,004784212	Инструментальный
12		ХПК	0,409	0,0845974	Инструментальный
13		Железо общее	0,002	5,53918E-05	Инструментальный
		ВСЕГО	17,623	2,86733459	

Примечание:

* Информация предоставляется за период с 1 января по 31 декабря отчетного года;

**номер КАС - уникальный численный идентификатор химических соединений, заполняется уполномоченным органом.



Генеральный директор

М.П.

Нармагамбетов А.Е.

Приложение 4
к Правилам ведения Государственного
регистра выбросов и переноса загрязнителей

Информация об отходах производства и потребления, образованных на производственной площадке

Наименование Природопользователя - **ТОО «Кен-Сары»**

Наименование производственной площадки - **месторождение Арыстановское**
Отчетный период – **2017 год**

№	Наименование отходов	Уровень опасности отходов	Агрегатное состояние отходов	Общее количество размещенных отходов на промышленной площадке на начало отчетного периода (тонн в год)	Количество образованных отходов (тонн в год)	Количество, переданных отходов субъектам, выполняющим операции по сбору, транспортировке, утилизации, переработке и захоронению за отчетный период (тонн в год)	Количество, переработанных, утилизированных отходов самим собственником отходов на промышленной площадке (тонн в год)	Количество фактически размещенных на промышленной площадке отходов за отчетный период (тонн в год)	Способы образования с отходами	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
1	Отработанные лигнистические пампсы	янтарный	твёрдое	-	0,1215	0,1215	-	-		Раздельный сбор и передача по договору специализированной компании
2	Медицинские отходы	янтарный	твёрдое	-	0,014	0,014	-	-		
3	Отработанные аккумуляторные батареи	янтарный	твёрдое	-	0,2	0,2	-	-		
4	Отработанные масла	янтарный	жидкое	-	10,928	0	10,928*	-		
6	Промасленная яичная	янтарный	твёрдое	-	0,025	0,025	-	-		

ветошь, текстиль						
7 Отходы бурения	янтарный	твёрдое	-	2382,67	2382,67	-
8 Шлам при КРС	янтарный	твёрдое	-	597,24	597,24	-
9 Нефтешлам	янтарный	твёрдое	-	291,38	291,38	-
10 Отработанные масляные фильтры	янтарный	твёрдое	-	0,16	0,16	-
11 Отработанные автомобильные шины	зеленый	твёрдое	-	0,396	0,396	-
Металлом	зеленый	твёрдое	-	23,32	23,32	-
13 Огарки сварочных электродов	зеленый	твёрдое	-	0,027	0,027	-
Твёрдые бытовые отходы	зеленый	твёрдое	-	185,7	185,7	-
ВСЕГО			3492,19131	3481,2535	10,928	

* - отработанные масла используется повторно на собственные нужды

Примечание:

* Информация представляется за период с 1 января по 31 декабря отчетного года.

Генеральный директор
М.П.



Нармагамбетов А.Е.

Приложение 5
к Правилам ведения Государственного
регистра выбросов и переноса загрязнителей

Информация о размещении серы, образованной на производственной площадке

Наименование Природопользователя - **ТОО «Кен-Сары»**

Наименование производственной площадки - **месторождение Арыстановское**

Отчетный период – **2017 год**

№	Агрегатное состояние	Количество серы на промышленной площадке на начало отчетного периода (тонн в год)	Количество образованной серы (тонн в год)	Количество переданных на утилизацию, обезвреживание и т.д. серы (тонн в год)	Количество вторично использованной серы (тонн в год)	Количество накопленных на промышленной площадке серы по состоянию на отчетный период
1	2	3	4	5	6	7
-	-	-	-	-	-	-

Примечание:

* Информация представляется за период с 1 января по 31 декабря отчетного года.

Генеральный директор



Нармагамбетов А.Е.

Приложение 6
к Правилам ведения Государственного регистра
выбросов и переноса загрязнителей

Сведения об обязательных платежах в бюджет за эмиссии в окружающую среду, в том числе за сверхустановленные нормативы

№	Наименование Природополь-зователя	Номер и срок действия разрешения	Уплачено за нормативные эмиссии тыс. тг.			Уплачено за сверхнормативные эмиссии тыс. тг.		
			Атмос-ферный воздух	Вода	Отходы	Атмос-ферный воздух	Вода	Отходы
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	ТОО «Кен-Сары»	№ KZ85VCZ00122245 01.01.2017- 31.12.2017	1654,976	9,811	-	-	-	-

Генеральный директор



Нармагамбетов А.Е.