

Нетехническое резюме

Проект нормативов допустимых выбросов (НДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Кенлык, проект нормативов допустимых сбросов (НДС) загрязняющих веществ в атмосферу для месторождения Кенлык, ПУО, ПЭК, ППМ на 2026 год

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПЕРАТОРЕ

ТОО «САУТС-ОЙЛ» работает на основании свидетельства о государственной перерегистрации юридического лица за номером №543-1958-05-ТОО от 22.01.2016 г. (БИН 060440001855), выданный Управлением юстиции Отрарского района Департамента юстиции Южно-Казахстанской области РК. Головной офис компании находится в Туркестанской области г. Шымкент по улице Желтоксан, 17, здание отеля «Rixos Khadisha Shymkent». Предприятие осуществляет разведку и добычу углеводородного сырья.

Предприятие осуществляет разведку и добычу углеводородного сырья в Кызылординской области. Одним из основных месторождений ТОО «САУТС-ОЙЛ» является месторождение Кенлык.

Месторождение «Кенлык» находится в Сырдарьинском и Жалагашском районах Кызылординской области Республики Казахстан. Географически месторождение расположено в южной части Торгайской низменности и ограничено координатами 46°22' - 46°30' с.ш. и 64°50' - 64°57' в.д.

На сегодняшний день месторождение Кенлык представлено семью производственными площадками – вахтовый поселок, центральный пункт подготовки нефти (ЦППН), групповая установка - ГУ-1, ГУ-2, участок выработки электроэнергии, площадка по утилизации (переработки) попутного газа (УПГ) и введенные в эксплуатацию одиночные скважины.

Площадь месторождения расположена в районе активной нефтеразведочной и нефтедобывающей деятельности. К западу от площади м/р расположено месторождение Майбулак, к востоку месторождение Кызылкия. На юге Контрактную территорию ТОО «САУТС-ОЙЛ» огибает месторождение Арыскуп. На небольшом удалении от площади имеются действующие месторождения нефти и газа Коныс, Бектас, Кумколь и др.

Ближайшая железная дорога проходит по линии Аральск-Кызылорда. По этой же линии проходит автомобильная дорога республиканского значения. Ближайшей автомобильной дорогой с твердым покрытием является трасса Кызылорда-Кумколь.

Расстояние от участка месторождения до трассы – 45 км. Ближайший аэропорт находится в г.Кызылорда.

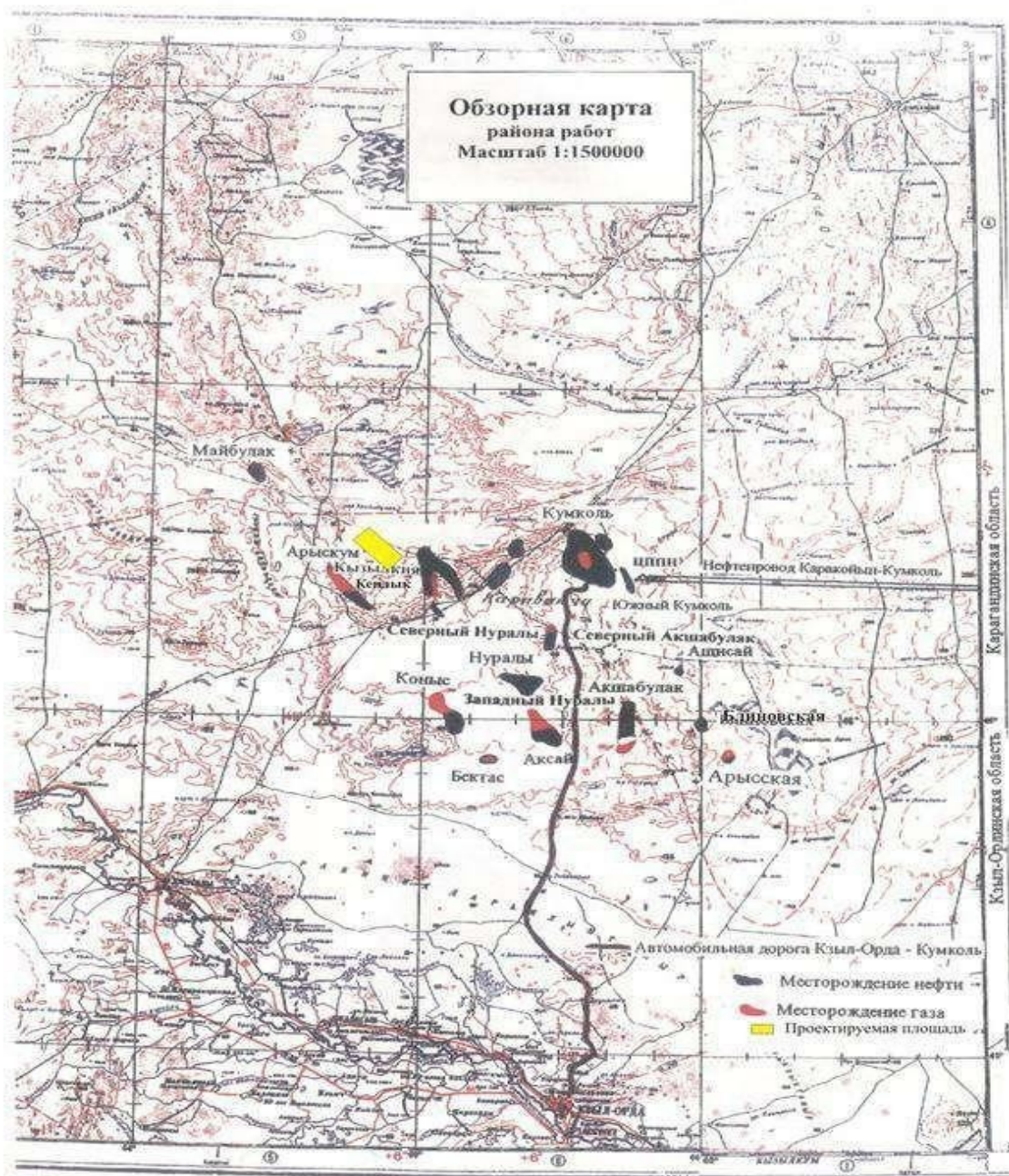


Рис.1. – Обзорная карта района работ

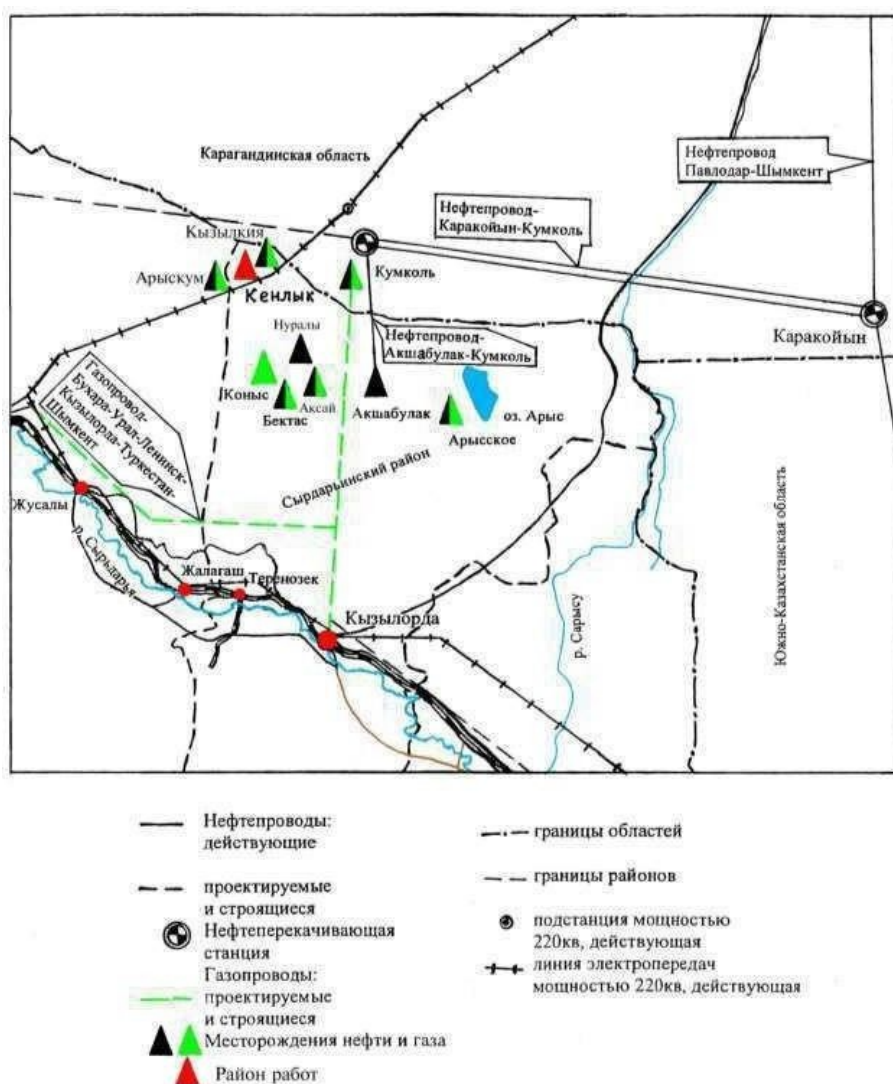


Рисунок 2 - Ситуационная карта-схема района размещения объекта с указанием на ней селитебных территорий

Климат района- резко континентальный, с большими колебаниями сезонных и суточных температур воздуха, малым количеством осадков (10 мм в год) и засушливым летом. Максимальные температуры летом плюс 30...35⁰С, минимальные зимой минус 38...40⁰С.

Характерны сильные ветры: летом–западные и юго-западные, в остальное время года

–северные и северо-восточные. Характерны постоянные ветры юго-восточного направления, в зимнее время часто метели и бураны.

Годовое количество осадков до150 мм, выпадающих в основном, в зимнее – весенний сезон.

1. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Технология подготовки нефти осуществляется на групповой установке (ГУ) и на установке промысловой подготовки нефти (ЦППН). В соответствии с технологическими параметрами добычи нефти и требованиям к товарной продукции принята традиционная схема сбора, подготовки и транспорта нефти.

Для осуществления технологического процесса по сбору, подготовке и транспорту нефти проектом предусмотрены:

- обустройство скважин с учетом фонтанного и механизированного способов добычи нефти;
- сбор продукции от скважин до ГУ по однетрубной герметизированной системе по лучевой схеме;
- для замера используется замерная установка типа Спутник Б-40-14-400;
- для подготовки нефти предусмотрен блок подготовки нефти;

Продукция скважин №№ 69, 19, 45, 95, 71, 76, 99, 66, 31, 15, 6, 75, 43 и т.д. по выкидным линиям поступает на групповую установку (ГУ-2), где производится замер дебита скважин. После замера нефть поступает на нефтегазосепаратор, далее через насосы по трубопроводу диаметром 159 мм направляется на ЦППН. Газ после нефтегазосепаратора направляется на газосепаратор, где пройдя очистку от влаги, подается в качестве топлива на печи ПП-0,63А.

ГУ-1 собирается нефть со скважин №№ 10, 22, 37, 38, 94, 1д, 21, 23, 12, 14, 27, 4, 3, 70 и т.д. После замера жидкость по технологическим трубопроводам поступает на установку подготовки нефти (ЦППН), где проходит через нефтегазосепаратор НГСВ, печи подогрева нефти типа ПТБ-5-40А сепарационный блок и поступает в резервуары РВС- 3000м³. На площадке ЦППН производится технологический процесс подготовки нефти до товарной кондиции в соответствии с требованиями ГОСТ.

Попутный нефтяной газ, полученный в процессе нефтегазовой сепарации на ЦППН «Кенлык», включая газ месторождений Кенлык и Юго-Западный Карабулак и с газопроводов ГУ-1 м/р

«Кенлык», ГУ-2 м/р «Кенлык», 3У-2 м/р «Актау» направляется на компрессорную станцию, далее на УПГ где осуществляется утилизация сырого нефтяного газа с получением следующих товарных продуктов: СПБТ (сжиженный пропан-бутан технический); -стабильный газовый бензин; сухой газ, который по постоянной схеме подается на: печи подогрева нефти марки ПП-0,63А – 2 ед. (2 в работе), установленные на ЦППН; Печи подогрева ПТБ-5 – 3 ед. (1 в работе, 1 в резерве), установленные на ЦППН; печь нагрева теплоносителя П-1200 на УПГ; печь нагрева газа регенерации П-400 на УПГ; котел Е-2,5-0,9Г для выработки пара 2 ед.; компрессорные установки АЖАХ DPC- 2804LE на УПГ – 2 ед.; ПАЭС-2500 – 5 ед. (4 в работе, 1 в резерве) для выработки электроэнергии; ЭГ -6 МВт для выработки электроэнергии на собственные нужды, 2 ед.; регенерацию адсорбента (после использования в процессе регенерации адсорбента газ в объеме 11000-12000 м³/сут подается обратно на вход УПГ через ДКС.

Отделившаяся после КДФТ и технологических установок пластовая вода сбрасывается по трубопроводу в дренажную емкость, который после его подготовки перекачивается в резервуары БКНС.

Описание технологического процесса на ЦППН

Газожидкостная смесь на ЦППН подается тремя потоками. Первый поток поступает по нефтяной коллектор с м/р Юго-Западный Карабулак. Второй поток сырой нефти поступает по коллектору с групповой установки. Третий поток сырой нефти поступает с автоцистерн с отдаленных скважин.

Сырая нефть с тремя коллекторами поступают на концевой делитель фаз (КДФТ)

там происходит процесс отделения воды от жидкости. Воду сбрасывает на дренажный емкость. Углеводородный смесь поступает на НГСВ т.е. на 3-х фазный сепаратор. Нефть после сепарации нагревается в печах типа ПТБ-5-40А (2 в работе, 2 – в резерве) до 550С-600С, газ уходит на УПГ. Каждая печь ПТБ-5-40А имеет по 2 камеры сгорания. Вода поступает на дренажный емкость. Нефть после нагрева на печи ПТБ-5-40А поступает 2-ой ступеней сепарации т.е на НГС. Нефть после НГС отстаивается на горизонтальных отстойниках для разделения капли воды. После НГС газ угодят на УПГ. После отстойниках нефть поступает на электродегидратор (ЭДГ), после ЭДГ на концевую сепараторную установку (КСУ) потом поступает на резервуар $V = 3000 \text{ м}^3$. Газ после КСУ сжигается на дежурном горелке.

Для технологических печей расположенных на территории ЦППН и ГТУ в качестве топливо используется сухой газ после переработки попутного газа на УПГ.

С одиночных скважин нефть собирается на наземные горизонтальные резервуары с различным объемом, с дальнейшей транспортировкой автоцистерной на ЦППН. Участок налива нефти в автоцистерны представлен – наливной эстакадой. Налив осуществляется посредством насоса производительностью 40 м³/час. Для электроснабжения оборудования скважин установлены автономные дизельные электростанции типа А-41, А- 01 либо типа Wilson, работающие в различных режимах.

Подача деэмульгатора в трубопровод осуществляется насосом, входящим в состав дозирующего устройства БР-2,5/3. Блок дозирования химреагентов БР-2,5/3 позволяет осуществлять приготовление и дозированный ввод жидких деэмульгаторов и ингибиторов в любой точке технологического трубопровода. Для предотвращения гидроудара блок снабжен обратным клапаном.

Сочетание нагревания с химической обработкой дает возможность более эффективно использовать деэмульгатор, значительно сократить время и повысить качество разрушения эмульсии. Обусловлено это тем, что при повышении температуры снижается прочность защитных слоев на каплях эмульгированной воды и вязкость нефтяной внешней фазы, что способствует более быстрому и надежному проникновению деэмульгатора к нефтеводной границе раздела фаз.

Эффективность применяемого деэмульгатора во многом зависит от степени контактирования его с эмульсией. При перемешивании деэмульгатора с эмульсией необходимо обеспечить наиболее полное доведение его до каждой капли воды, не вызывая дополнительного дробления капель, что затрудняет последующее их слияние.

Возможность менять деэмульгаторы без изменения оборудования и аппаратуры, предельная простота, нечувствительность режима к любым колебаниям содержания воды способствовали широкому применению этого способа на промыслах.

Нефть вместе с деэмульгатором прокачивается через печь, где нагревается до 80°С и направляется в отстойники ОГ-100. Подачей деэмульгатора на прием сырьевого насоса достигается обеспечение хорошего перемешивания его с нефтью и увеличение времени его контактирования с эмульсией.

Подача нефтяной эмульсии в отстойник осуществляют через маточник, расположенный в нижней части так, что она проходит через слой воды, при этом происходит дополнительное укрупнение капель эмульсии и выпадение их из восходящего потока нефти. Нефть с верхней части отстойника отводится в товарные емкости или на другие ступени обезвоживания; с нижней части - отстоявшаяся вода на дренаж для последующей закачки в пласт.

Назначение УПГ – утилизация попутного нефтяного газа подаваемого с ЦППН на установку компании Red Mountain Energy Corp. по отбензиниванию с получением товарных продуктов: сухой отбензиновый газ, СПБТ и стабильный газовый бензин.

Сырье, с температурой 40 0С и давлением 1,2 МПа, единым потоком, с расходом 4,787 кг/с поступает на Установку подготовки газа. В качестве сырья установки используется попутный газ с ЦППН месторождения Кенлык. Расход основного входного

технологического потока регулируется с помощью клапана регулятора расхода, расположенного на линии подачи сырья на установку, и измеряется с помощью расходомера, также установленного на этом потоке, перед клапаном регулятором расхода. Далее поток поступает в Сепаратор входящего газа (2 единицы). Сепаратор входящего газа представляет собой емкостной аппарат, расположенный вертикально.

Аппарат и основная обвязка выполнена на скиде. Основное назначение сепаратора – это отделение конденсата от газовой части. Газ выходит с верха Входного сепаратора и направляется на прием Компрессоров сырьевого газа Ajax 2804 LE (Integral motor compressor) в комплекте с аппаратами воздушного охлаждения Ace cooler, предварительно разделившись на два потока. В процессе сжатия газа, возрастает его температура. Для снятия тепла используются аппараты воздушного охлаждения.

После прохождения Компрессоров сырьевого газа Ajax 2804 LE в комплекте с аппаратами воздушного охлаждения Ace cooler (Integral motor compressor) оба потока объединяются в один и поступают в Трехфазный сепаратор (Three phase separator skid).

Трехфазный сепаратор (Three phase separator skid) представляет собой емкостной аппарат, расположенный горизонтально. Основное назначение Трехфазного сепаратора (Three phase separator skid) – это отделение образованного в процессе сжатия газа конденсата. С верха Трехфазного сепаратора (Three phase separator skid) выходит газ, а конденсат направляется в НГСВ ЦППН. Третья фаза (водная) направляется в дренажную емкость периодического опорожнения.

Уровень в Трехфазном сепараторе (Three phase separator skid) регулируется с помощью клапана регулятора уровня, расположенного на линии выхода конденсата в НГСВ ЦППН.

Далее поток газа с температурой 50 °С, давлением 6 МПа поступает в Молекулярно-ситовой осушитель газа (Molecular sieve dehydrators skid). Молекулярно-ситовой осушитель газа (Molecular sieve dehydrators skid) расположен на одном скиде с

Трехфазным сепаратором (Three phase separator skid).

Молекулярно-ситовой осушитель газа (Molecular sieve dehydrators skid) представляет собой аппараты колонного типа. Основное назначение Молекулярно-ситового осушителя газа (Molecular sieve dehydrators skid) – это выделение влаги из газа. (Доведение точки росы газа до уровня, необходимого для дальнейшей переработки газа). В качестве адсорбента используются молекулярные сита (цеолиты). Процесс осушки на цеолитах включает в себя стадию адсорбции (поглощение воды цеолитами), и процесс десорбции – регенерация цеолита (выделение воды из пор цеолита). Процесс десорбции ведут газом регенерации, поступающим из Печи нагрева газа регенерации молекулярных сит (Molecular sieve regeneration gas heater skid). Параметры газа регенерации – температура 235 °С и давление 2,4 МПа.

Печь нагрева газа регенерации молекулярных сит (Molecular sieve regeneration gas heater skid) представляет собой нагревательный аппарат. Для нагрева газа регенерации используется тепло, выделяемое при сжигании топливного газа, поступающего из Скида подготовки топливного газа (Fuel gas conditioning skid).

После Молекулярно-ситового осушителя газа (Molecular sieve dehydrators skid), осушенный газ проходит Фильтр газа после молекулярно-ситового осушителя (Molecular sieve filters skid).

После доведения газа до необходимых параметров (Точка росы -40 °С), газ поступает в Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger).

Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger) является пятиходовым.

Пройдя Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger), газ охлаждается до температуры -11 °С и поступает в Пропановый охладитель (Propane chiller skid), охлаждается до температура -18 °С и поступает в Скид низкотемпературного и холодного сепаратора (LT&Cold separator skid). Для охлаждения потока газа используется внешний холодильный цикл. В качестве хладагента используется пропан.

Оборудования используемого для организации пропанового цикла.

1. Пропановый охладитель (Propane chiller skid).
2. Скид пропанового холодильного цикла (Refrigeration cycle skid).
3. Компрессоры пропанового холодильного цикла (Propane compressor).
4. Конденсатор пропанового цикла (Propane condenser).

Скид низкотемпературного и холодного сепаратора (LT&Cold separator skid) представляет собой емкостные аппараты вертикального типа, расположенные на одном скиде. Основное назначение аппаратов – это отделение конденсата от газа. Газ, охлажденный до температуры - 38 0С, выходит с верха Низкотемпературного сепаратора поступает в Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger). Конденсат, отделившийся в Холодном и низкотемпературном сепараторе поступает двумя потоками в Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger).

Низкотемпературном сепараторе, разделяется на три потока. Один поток направляется на выработку электроэнергии (ГТУ). Второй поток используется в качестве газа регенерации для десорбции в Молекулярно-ситовом осушителе газа (Molecular sieve dehydrators skid). И третий поток направляется в Скид подготовки топливного газа (Fuel gas conditioning skid).

Оба потока конденсата прошедшие Многопоточный теплообменник (Multi pass exchanger) объединяются и с температурой 24 0С и давлением 2,44 МПа поступают в Колонну деэтанализатор (De-ethanizer tower, 36" I.D. 53' -0" S/S).

Колонна деэтанализатор (De-ethanizer tower, 36" I.D. 53' -0" S/S) представляет собой аппарат колонного типа, расположенный вертикально. В качестве массообменных устройств используются тарельчатые контактные устройства.

Основное назначение Колонны деэтанализатора (De-ethanizer tower, 36" I.D. 53' -0" S/S) – это выделение этановой фракции.

Для поддержания температурного режима колонны, предусмотрено верхнее “острое” орошение, осуществляемое Рефлюксными насосами, размещенными на скиде Емкости рефлюкса деэтанализатора (De-ethanizer reflux accumulator skid), откачивающими конденсат из Емкости рефлюкса деэтанализатора (De-ethanizer reflux accumulator skid). Так же в Колонну деэтанализатор (De-ethanizer tower, 36" I.D. 53' -0" S/S) предусмотрена подача тепла. Подача тепла осуществляется по средствам циркуляции кубового потока через Ребойлер деэтанализатора (De-ethanizer reboiler skid).

С верха Колонны деэтанализатора (De-ethanizer tower, 36" I.D. 53' -0" S/S) выходит этановая фракция, проходит Пропановый охладитель верхнего продукта деэтанализатора (De-ethanizer overhead condenser skid) и направляется в Емкости рефлюкса деэтанализатора (De-ethanizer reflux accumulator skid), а с низа колонны выходит фракция углеводородов C3+, которая в дальнейшем направляется в Колонну дебутанизатор (Debutanizer tower 36" I.D. 75' -0" S/S).

Колонна дебутанизатор (De-butanizer tower 36" I.D. 75' -0" S/S) представляет собой аппарат колонного типа, расположенный вертикально. В качестве массообменных устройств используются тарельчатые контактные устройства.

Основное назначение Колонны дебутанизатора (De-butanizer tower 36" I.D. 75' -0" S/S) – это разделение C3+C4 и C5+.

Для поддержания температурного режима колонны, предусмотрено верхнее “острое” орошение, осуществляемое Рефлюксными насосами, размещенными на скиде

Емкости рефлюкса дебутанизатора (De-butanizer reflux accumulator skid), откачивающими конденсат из Емкости рефлюкса дебутанизатора (De-butanizer reflux accumulator skid). Так же в Колонну дебутанизатора (De-butanizer tower 36" I.D. 75' -0" S/S) предусмотрена подача тепла. Подача тепла осуществляется по средствам циркуляции кубового продукта через Ребойлер дебутанизатора (De-butanizer reboiler skid). С верха Колонны дебутанизатора (De-butanizer tower 36" I.D. 75' -0" S/S) выходят углеводороды C3+C4, проходят Охладитель верхнего продукта дебутанизатора

(Debutanizer overhead condenser) и направляется в Емкости рефлюкса дебутанизатора (Debutanizer reflux accumulator skid), а с низа колонны выходят углеводороды C5 +.

Балансовое количество C3+C4 откачивается Рефлюксными насосами в Емкости хранилище сжиженного пропан-бутана типа ПС-200-0-2-И (Liquid propane butane storage tank 200m3).

Поток углеводородов C5+ (Сжиженный стабильный бензин), проходит Охладитель бензинового конденсата (Condensate cooler) и поступает в Емкость хранилище газового бензина типа 1-200-1,0-3-И (Natural gas gasoline storage tank 200m3).

В качестве теплоносителя в Ребойлерах колонн деэтанзации и дебутанизации используется циркулирующее масло. Процесс циркуляции масла осуществляется с помощью следующего оборудования входящего в поставку.

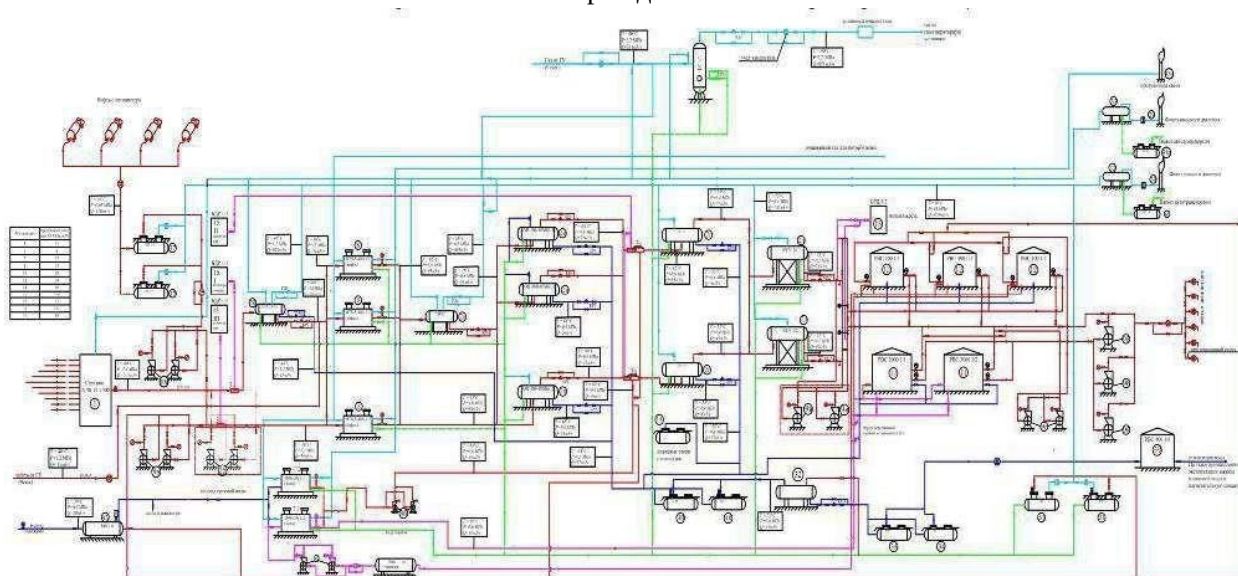
Система подачи масла в ребойлеры включает в себя следующий перечень оборудования:

1. Печь прогрева теплоносителя (Heat medium heater).
2. Скид расширительного бака теплоносителя с насосами (heat medium expansion tank skid).

Для проведения ремонтных работ на скважине предприятие имеет 4 единицы передвижной паровой промышленной установки ППУА 1600/100. В задачи передвижной паровой промышленной установки ППУА 1600/100 входит депарафинизация трубопроводов, арматуры, призабойных зон скважин, резервуаров и другого оборудования для нефтяного промысла. Выполняется эта процедура насыщенным паром высокого давления. Также техника используется для обогрева, мойки и других операций с использованием насыщенного пара низкого давления.

Также предприятие имеет 1 единицу передвижного агрегата для депарафинизации АДПМ 12/150, предназначенного для нагрева и нагнетания горячей нефти по нефтяным трубопроводам в скважину с целью удаления отложения парафина, а также для других технологических операций, где требуется подача продавочной жидкости под высоким давлением.

Принципиальная технологическая схема ЦППН на период промышленной эксплуатации месторождения Кенлык



2. НОРМАТИВЫ ДОПУСТИМЫХ СБРОСОВ (НДС)

На скважине установлен водяной счетчик (ежегодная поверка), регистрирующий объемы водопотребления. На месторождении Кенлык организован и ведется ежемесячный эксплуатационный рапорт по водозаборной скважине №0638 с указанием добычи воды за месяц, с начала каждого года и с начала разработки. Значения суточного разрешенного дебита по скважине 180 м³/сут. Годовой разрешенный дебит по скважине составляет 65700 м³.

Хозяйственно-бытовые стоки от зданий и сооружений вахтового поселка месторождения Кенлык по внутриплощадной самотечной канализационной сети из непластифицированных поливинилхлоридных труб сбрасываются в приемный резервуар, а хозяйственно-бытовые стоки с других месторождений ТОО «САУТС-ОЙЛ» (ЮЗК и Восточный Акшабулак) будут доставляться при помощи ассенизатора в этот же приемный резервуар, из которого стоки самотеком направляются в септик. В септике стоки очищаются от взвешенных веществ и от некоторой части органических загрязнений.

Септик – трехкамерный, максимальная глубина септика – 3,895 м. Стены и днище септика выполнены из бетона класса В15. Предусмотрена гидроизоляция внутренних стенок и днища септика.

Из септика стоки по самотечной канализационной сети поступают в пруд аэробной очистки, затем в пруд анаэробной очистки, где происходит их биологическая очистка.

Сущность биологической очистки – расщепление органических соединений при помощи микроорганизмов до конечных продуктов, а именно воды, углекислого газа, нитрит-, нитрат-, сульфатионов.

Биологические методы очистки сточных вод можно классифицировать по типу микроорганизмов, которые участвуют в разложении органических соединений на аэробные (жизнедеятельность микроорганизмов невозможна без кислорода) и анаэробные (жизнедеятельность без кислорода возможна). В биопрудах процесс очищения воды происходит благодаря микроорганизмам, обитающим в воде. При этом биологические пруды – это искусственно созданные водоемы с идеальными условиями для жизнедеятельности микроорганизмов, а именно: они имеют небольшую глубину, течение в таких прудах ламинарное, водоемы заселены водорослями, которые насыщают воду кислородом.

Максимальная глубина пруда аэробной очистки – 6,0 м, площадь – 1500 м². Максимальная глубина пруда анаэробной очистки – 6,0 м, площадь – 2640 м².

После биологической очистки вода по переливной трубе попадает в пруд-накопитель, откуда часть очищенных стоков испаряется, а часть используется на орошение зеленых насаждений и на полив внутрипромысловых дорог в теплое время года. По дну и откосам пруда выполнена бентонитовая гидроизоляция.

Глубина пруда-накопителя – 2,3 м, площадь – 4200 м².

Биоочистные сооружения расположены в 1000 м на север от вахтового поселка.

Расчетное нормативное водопотребление на 2026 год

Цели водопотребления	Расчет нормативного водопотребления
Водопровод питьевой воды	
Хозпитьевые нужды (душевые, умывальн.)	100 л х 450 чел = 45000 л/сутки = 45 м ³ /сутки 45 м ³ /сутки х 365 = 16425 м ³ /год
Столовая (1650 уел.блюда)	19,8 м ³ /сутки х 365 = 7227 м ³ /год
Прачечная	75 л х 200 кг = 15000 л/сутки = 15 м ³ /сутки 15 м ³ /сутки х 365 = 5475 м ³ /год
Бассейн	2,4 м ³ /сут, 876 м ³ /год
Мытье полов	0,8 м ³ /сут, 292 м ³ /год
Полив автомобильных дорог	35 м ³ /сут, 12600 м ³ /год
Итого	118 м ³ /сутки, 42895 м ³ /год

ТОО «Саутс Ойл»

Хозяйственно-бытовые сточные воды от зданий и сооружений вахтового поселка месторождения Кенлык по внутриплощадной самотечной канализационной сети из 2непластифицированных поливинилхлоридных труб сбрасываются в приемный резервуар, а хозяйственно-бытовые стоки с других месторождений ТОО «САУТС-ОЙЛ» (ЮЗК и Восточный Акшабулак) будут доставляться при помощи ассенизатора в этот же приемный резервуар, из которого стоки самотеком направляются в септик. В септике стоки очищаются от взвешенных веществ и от некоторой части органических загрязнений.

Септик – трехкамерный, максимальная глубина септика – 3,895 м. Стены и днище септика выполнены из бетона класса В15. Предусмотрена гидроизоляция внутренних стенок и днища септика.

Из септика стоки по самотечной канализационной сети поступают в пруд аэробной очистки, затем в пруд анаэробной очистки, где происходит их биологическая очистка.

После биологической очистки вода по переливной трубе попадает в пруд-накопитель, откуда часть очищенных стоков испаряется, а часть используется на орошение зеленых насаждений (23040 м³/год) и на полив внутрипромысловых дорог в теплое время года. По дну и откосам пруда выполнена бентонитовая гидроизоляция.

Производственные сточные воды

Для технического водоснабжения нефтепромысла «Кенлык» в октябре 2007 года была пробурена 1 разведочно-эксплуатационная скважина №1198 глубиной 200 м и пробурена вторая скважина №1199 в 2012 году, глубиной 200 м.

Скважины №1198, 1199 эксплуатируются для производственно-технических нужд, т.е для технического водоснабжения ЦППН нефтепромысла.

Вода из скважины поступает в дренажную емкость, за тем воду нагревают до 60-70⁰С. Для поддержания температурного режима в емкости, вода циркулируется центробежным насосом, типа ЭЦВ. Далее нагретая вода поступает на установку СНВ (смеситель нефти с водой). С СНВ насосом подается вода на линию нефти. Подогретая вода облегчает вывод трудноотделяемых капиллярных вод, тем самым происходит глубокое обессоливание и обезвоживание нефти. Потребление технической воды в среднем за сутки составляет 995 м³/сут. Вода с примесями после очистки нефти через БКНС отводится в нагнетательную скважину для последующей закачки в пласт с целью поддержания пластового давления.

Ливневые воды.

Поверхностный сток от площади, занимаемой вахтовым поселком, формируется дождевыми и талыми водами. Ливневые и талые воды с кровли зданий отводятся самотеком непосредственно на отмостку зданий и далее по спланированной поверхности на естественную грунтовую поверхность. Небольшое количество осадков и значительное испарение обуславливают невозможность значимого воздействия на состав подземных вод.

Планируемое расчетное водоотведение по статьям расхода

Цели водопотребления	Расчет нормативного водопотребления	Расчет нормативного водоотведения
Хозяйственные нужды (душевые, умывальн.)	100 л х 450 чел = 45000 л/сутки = 45 м ³ /сутки 45 м ³ /сутки х 365 = 16425 м ³ /год	45 м ³ /сутки 16425 м ³ /год
Столовая (1650 усл.блюда)	19,8 м ³ /сутки х 365 = 7227 м ³ /год	19,8 м ³ /сутки 7227 м ³ /год
Прачечная	75 л х 200 кг = 15000 л/сутки = 15 м ³ /сутки 15 м ³ /сутки х 365 = 5475 м ³ /год	15 м ³ /сутки 5475 м ³ /год
Бассейн	2,4 м ³ /сут, 876 м ³ /год	2,4 м ³ /сут 876 м ³ /год
Мытье полов	0,8 м ³ /сут, 292 м ³ /год	0,8 м ³ /сут 292 м ³ /год
Полив автомобильных дорог	35 м ³ /сут, 12600 м ³ /год	Безвозвратные потери
Итого	118 м ³ /сутки, 42895 м ³ /год	83 м ³ /сутки, 30295 м ³ /год

ТОО «Саутс Ойл»

Обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ

Наименование показателей (ед. изм.)	Фактическая концентрация до очистки (средняя), мг/дм ³
Взвешенные вещества	47,25
Хлориды	331
Сульфаты	568
Азот аммонийный	1,33
Нитриты	1,31
Нитраты	6,45
СПАВ	1,22
БПК ₅	7,4
Нефтепродукты	0,184
Фосфаты	1,84

3. АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ УПРАВЛЕНИЯ ОТХОДАМИ НА ПРЕДПРИЯТИИ

При эксплуатации нефтяных месторождений образуются большие объемы отходов. Источниками нефтесодержащих загрязнителей являются различные транспортные средства, пункты их обслуживания и ремонта, склады и пункты выдачи горюче-смазочных материалов (ГСМ) и прочие объекты.

На предприятии ответственными за сбор, временное хранение, учет и утилизацию отходов производства и потребления являются отдел ТБ, ОТ и ООС предприятия.

По результатам проведенной инвентаризации отходов установлено, что в процессе деятельности месторождения Кенлык ТОО «САУТС-ОЙЛ» образованы нижеследующие отходы производства и потребления:

- отработанные ртутьсодержащие лампы;
- нефтешлам;
- отработанные масла;
- отработанные аккумуляторные батареи;
- использованные шины;
- масляные фильтры;
- промасленная ветошь;
- огарки сварочных электродов;
- медицинские отходы;
- упаковочные материалы;
- металлические стружки;
- оргтехника;
- иловый осадок;
- макулатура;
- твердые бытовые (коммунальные) отходы – ТБО
- пищевые отходы.

Применяемые технологии деятельности объектов месторождения Кенлык ТОО «САУТС-ОЙЛ» направлены на уменьшение негативного влияния на окружающую среду и являются одними из современных наилучших доступных технологии в стране и за рубежом. Технологические процессы на предприятии проводятся в строгом соответствии с технологическим регламентом. В качестве приоритетных целей и задач устанавливается осуществление мероприятий, направленных на улучшение экологической обстановки.

Принципы единой системы управления заключаются в следующем:

✓ На территории месторождения ведется строгий учет образующихся отходов. Специалистами отдела ОТ и ОС предприятия контролируются все процессы в рамках жизненного цикла отходов, и помогает установить оптимальные пути утилизации отходов, согласно требованиям законодательства РК и международных природоохранных стандартов.

✓ Сбор и/или накопление отходов осуществляется согласно нормативным документам Республики Казахстан. Для сбора отходов имеются специализировано оборудованные площадки, и имеются необходимое количество контейнеров.

✓ Все образующиеся отходы проходят идентификацию и паспортизацию с привлечением специализированных лабораторий.

✓ Осуществляется упаковка и маркировка отходов.

✓ Транспортирование отходов осуществляют специализированные лицензированные организации.

✓ Складирование и хранение, образующихся отходов осуществляется в специализированные контейнеры и специально оборудованных площадки.

ТОО «Саутс Ойл»

✓ По мере возможности производить вторичное использование отходов, либо их передачи физическим и юридическим лицам, заинтересованным в их использовании и т.д.

Лимиты накопления отходов

Лимиты накопления отходов производства и потребления на период эксплуатации на 2026 год

Наименование отходов	Объем накопленных отходов на существующее положение, тонн/год	Лимит накопления, тонн/год
1	2	3
Всего	-	464,146868698
в том числе отходов производства	-	296,431868698
отходов потребления	-	167,715
Опасные отходы		
Нефтешлам	-	174,51
Отработанные ртутьсодержащие лампы	-	0,048838
Отработанные масла	-	3,659891698
Отработанные масляные фильтры	-	0,0012
Промасленная ветошь	-	0,031509
Отработанные аккумуляторы	-	0,9723
Оргтехника	-	0,0273
Неопасные отходы		
Смешанные ком.отходы (ТБО)	-	138,15
Пищевые отходы	-	29,565
Макулатура	-	0,126
Иловый осадок	-	113,6
Упаковочные материалы	-	0,882
Зеркальные		
Огарки сварочных электродов	-	0,07938
Медицинские отходы	-	0,0307
Использованные шины	-	2,05191
Металлическая стружка	-	0,41084

Накопление отходов разрешается только в специально установленных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан местах (на площадках, в складах, хранилищах, контейнерах и иных объектах хранения).

Ответственность за мероприятия по безопасному обращению с отходами несет руководитель предприятия.

В целях минимизации экологической опасности и предотвращения отрицательного воздействия на окружающую среду в части образования, обезвреживания, утилизации и захоронения отходов на месторождении налажена система внутреннего и внешнего учета и слежения за движением производственных и бытовых отходов.

4. Обязательный перечень количественных и качественных показателей эмиссий загрязняющих веществ и иных параметров (отходы производства и потребления), отслеживаемых в процессе производственного мониторинга

Операторы объектов I и II категорий обязаны осуществлять производственный экологический контроль согласно требованиям статьи 182 ЭК РК.

Целями производственного экологического контроля являются:

- 1) получение информации для принятия оператором объекта решений в отношении внутренней экологической политики, контроля и регулирования производственных процессов, потенциально оказывающих воздействие на окружающую среду;
- 2) обеспечение соблюдения требований экологического законодательства Республики Казахстан;
- 3) сведение к минимуму негативного воздействия производственных процессов на окружающую среду, жизнь и (или) здоровье людей;
- 4) повышение эффективности использования природных и энергетических ресурсов;
- 5) оперативное упреждающее реагирование на нештатные ситуации;
- 6) формирование более высокого уровня экологической информированности и ответственности руководителей и работников оператора объекта;
- 7) информирование общественности об экологической деятельности предприятия;
- 8) повышение эффективности системы экологического менеджмента.

Производственный мониторинг является элементом производственного экологического контроля, а также программы повышения экологической эффективности.

Производственный мониторинг включает проведение операционного мониторинга, мониторинга эмиссий в окружающую среду и мониторинга воздействия.

Программой экологического контроля ТОО «Саутс Ойл» охватывает следующие группы параметров:

- качество продукции;
- использование водных ресурсов на производственные и хозяйственно-бытовые нужды;
- использование земельных ресурсов для размещения объектов компании;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух;
- перенос загрязняющих веществ в подземные воды и почвенный покров в процессе производственной деятельности;
- образование и размещение отходов производства и потребления.
- условия технологического процесса предприятия, имеющие отношение ко времени проведения измерений или могущие повлиять на выбросы (время простоя предприятия или коэффициент использования мощности предприятия в сравнении с проектной мощностью);
- эксплуатация (в том числе сертификация) и техническое обслуживание оборудования;
- качество принимающих компонентов окружающей среды – атмосферный воздух;
- другие параметры в соответствии с требованиями природоохранного законодательства Казахстана.