

Недропользователем месторождения Асанкеткен является TOO JASYL ENERGY» в соответствии с Контрактом №1117 от 04.03.2003 г. на проведение Разведки и Добычи углеводородного сырья.

Пробная эксплуатация месторождения Асанкеткен была проведена в период с 15 мая 2013 г. по 20 октября 2014 г.

В период проведения пробной эксплуатации, в 2013-2014 гг., сырой газ в качестве топлива использовался в технологическом оборудовании, установленном на УПН месторождения Асанкеткен (подогреватель входящей жидкости ПП-0.63А, бойлер горячей воды Egensan NAR 250), и источниками электроэнергии (газопоршневые генераторы электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1, -2) мощностью 260 кВт).

В соответствии с Дополнением №15 (рег. №4043-УВС-МЭ от 20.10.2014 г.) к Контракту №1117 был осуществлен переход на этап добычи по месторождению Асанкеткен.

Промышленная разработка месторождения Асанкеткен была начата 21 октября 2014 г. на основании «Технологической схемы разработки месторождения Асанкеткен», которая была рекомендована ЦКРР МНГ РК (Протокол № 49/15 от 11.07.2014 г.) и утверждена Комитетом геологии и недропользования МИНТ РК (Письмо исх. №22-04-868-и от 08.08.2014 г.).

В 2014 г. была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы переработки попутного газа МЭ РК (Протокол №3.1 от 09 октября 2014 г.).

В утвержденной «Программе развития переработки попутного газа...» использование сырого газа предусмотрено вести с учетом ранее принятых и реализованных в период пробной эксплуатации проектных решений по использованию сырого газа для собственных нужд промысла (использование газа в качестве топлива в подогревателе входящей жидкости ПП-0.63А, бойлер горячей воды Egensan NAR 250, газопоршневых генераторах электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1, -2).

В дополнение к ранее принятым в период пробной эксплуатации проектным решениям, была предусмотрена установка подогревателя нагнетаемой воды ПП-0.63А и эксплуатация его в холодное время года, а также предусмотрена установка резервного подогревателя ПП-0.63А, который при необходимости может заменять основные подогреватели входящей жидкости и нагнетаемой воды, и дополнительного резервного газового генератора электричества 260GF-PwT (ГПЭС–3) мощностью 260 кВт. Установка дополнительного и резервного оборудования была предусмотрена на осень 2014 г.

Проектными решениями утвержденной «Программы развития переработки попутного газа при промышленной разработке месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.», в связи с ожидаемым недостатком сырого газа с середины 2015 г. был предусмотрен перевод на жидкое топливо (нефть) подогревателей входящей жидкости и нагнетаемой воды.

Сжигание технологически неизбежного объема газа было предусмотрено на факельной установке при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка) в целях соблюдения мер промышленной безопасности при подготовке сырой нефти на УПН.

В процессе реализации «Программы развития переработки попутного газа при промышленной разработке месторождения Асанкеткен на 2014-2016 гг.» предусмотренные дополнительный резервный газовый генератор электричества модели 260GF-PwT мощностью 260 кВт (ГПЭС-3) и резервный подогреватель ПП-0.63А не были установлены в связи с недостатком сырого газа. По этой же причине в первой половине 2015 г. подогреватели входящей жидкости и нагнетаемой воды ПП-0.63А были переведены на

жидкое топливо, а в январе 2016 г. бойлер горячей воды Erensan NAR 250 был выведен из эксплуатации.

Таким образом, с января 2016 г. единственными потребителями сырого газа являются газовые генераторы электричества 260GF-PwT (ГПЭС – 1,2), эксплуатация которых производится попеременно.

Сжигание технологически неизбежного объема газа, как и предусмотрено утвержденной «Программой...», производилось на факельной установке при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка и продувка).

В связи с завершением срока действия утвержденной программы на период 2014-2016гг. была разработана «Программа развития переработки попутного газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2017-2019 гг.», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки попутного газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы переработки попутного газа МЭ РК (Протокол №9 от 13 декабря 2016 г.).

Проектными решениями «Программы...» предусмотрено использование сырого газа на собственные нужды в качестве топлива для газопоршневых электрогенераторов 260GF-PwT (ГПЭС-1, -2), которые являлись единственными потребителями сырого газа.

Сжигание технологически неизбежного объема газа предусмотрено на факельной установке, при эксплуатации ее в дежурном режиме (дежурная горелка) в целях соблюдения мер промышленной безопасности при подготовке нефти на УПН.

В 2018 г. ТОО «TimalConsultingGroup» был составлен отчет «Анализ разработки месторождения Асанкеткен» по состоянию на 01.09.2018 г., который был согласован Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР МЭ РК №6/24 от 21.12.2018 г.) с уточненными технологическими показателями на период 2018-2020 гг.

В связи с уточнение технологических показателей на период 2018-2020 гг., в 2019 г. была разработана «Программа развития переработки сырого газа на этапе промышленной разработки месторождения Асанкеткен на 2019-2020 годы», которая была рассмотрена и утверждена Рабочей группой по выработке предложений по утверждению Программ развития переработки сырого газа, внесению изменений и дополнений в утвержденные Программы утилизации газа и Программы развития переработки сырого газа МЭ РК (Протокол №3/1 от 08 февраля 2019 г.).

Проектными решениями «Программы...», в связи увеличением объема добываемого попутного газа, предусмотрено в 2019 г., дополнительно к газопоршневым электрогенераторам 260GF-PwT (ГПЭС-1, -2), ввести дополнительный подогреватель входящей жидкости ПП-0.63А на газовом топливе, а также повторно ввести в эксплуатацию бойлер горячей воды Erensan NAR 250, который будет использоваться в зимние месяцы. Эксплуатация действующего подогревателя входящей нефти ПП-0.63А, работающего на жидком топливе, предусмотрена в качестве резервного.

В целях снижения объемов технологически неизбежного сжигания газа при эксплуатации факельной установки в дежурном режиме в 2019 г. предусмотрена замена ранее установленной факельной установки на установку с более низким объемом сжигания газа при ее работе в дежурном режиме.

В январе 2019 г. все проектные решения по вводу дополнительного подогревателя входящей жидкости ПП-0.63А на газовом топливе и повторному вводу в эксплуатацию бойлера горячей воды Erensan NAR 250 были выполнены, также в марте 2019 г. была заменена факельная установка.

В 2019 г. ТОО «TimalConsultingGroup» был составлен «Проект разработки месторождения Асанкеткен» по состоянию на 01.02.2019 г., который был согласован Государственной экспертизой базовых проектных документов и анализов разработки (Протокол ЦКРР МЭ РК №11/12 от 28.06.2019 г.).

В рамках вновь утвержденного «Проекта разработки месторождения Асанкеткен» предусмотрено бурение дополнительной добывающей скважины АСК-5 и ввод ее в эксплуатацию в сентябре 2019 г., вследствие чего прогнозируется увеличение проектных объемов добычи нефти и сырого газа. Также, при расчете проектных технологических показателей разработки месторождения были учтены результаты пробуренной в конце 2018г. добывающей скважины АСК-4 и проведенные геолого-технологические мероприятия по ранее пробуренным скважинам, фактические результаты которых позволили увеличить уровни добычи нефти и газа.

В 2021 году, выполнен «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Асанкеткен», по состоянию на 01.07.2021 г. ((Протокол ЦКРР МЭ РК №34/7 от 24.11.2022 г.) в рамках контроля выполнения проектных решений, принятых в проектом документе на разработку состояния разработки месторождения, выявления причин отклонений фактических показателей от проектных, выдача рекомендаций по выполнению проектных решений по разработке мероприятий, обеспечивающих планируемые уровни добычи нефти.

Месторождение Асанкеткен в административном отношении расположено в Жылыойском районе Атырауской области Республики Казахстан.

Географически площадь находится в юго-восточной прибортовой зоне Прикаспийской впадины. В тектоническом отношении площадь приурочена к Актюбинско-Астраханской зоне поднятий.

Ближайшими населенными пунктами являются г. Атырау (200 км), железнодорожная станция Кульсары (35 км).

Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются: на северо-востоке месторождение Айранколь, на северо-западе месторождения Корсак и Ботакан.

В геоморфологическом отношении район месторождения представляет собой равнинную солончаковую низменность. Абсолютные отметки дневной поверхности от 0 - 10 до -16м.

Климат в районе работ резкоконтинентальный, с годовыми колебаниями температуры (от +45° летом до -30° зимой) и низкой влажностью. Осадки выпадают преимущественно в осенне-весенний период в количестве 150-230мм. Резкая континентальность и засушливость климата обуславливают бедность территории поверхностными водами. Гидрографическая сеть и поверхностные источники водоснабжения отсутствуют.

Населенные пункты связаны между собой грунтовыми дорогами и частично дорогами с асфальтовым и гравийно-щебеночным покрытием.

Северо-западнее месторождения Асанкеткен протекает река Эмба, разливающаяся в период весеннего половодья и пересыхающая летом. Водоснабжение населенных пунктов осуществляется по водопроводу из реки Урал, обеспечение технической водой – из добывающих скважин.

Электроснабжение на месторождении Асанкеткен осуществляется за счет автономных источников – газопоршневых генераторов электричества (ГПЭС) и резервных дизельных электрогенераторов (ДЭС).

На рассматриваемой территории промышленных зон, лесов, сельскохозяйственных угодий, транспортных магистралей, селитебных территорий, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеев, памятников архитектуры, санаториев, домов отдыха отсутствуют.

Обоснование разработки Проекта нормативов допустимых выбросов – проект НДВ для месторождения Асанкеткен был ранее разработан на 2024 год и срок действия НДВ истекает в 31.12.2024 г. В связи с тем, что для продолжения производственной деятельности компания не имеет нормативов эмиссий, разработан данный проект нормативов допустимых выбросов для получения нормативов эмиссий на 2025 г (статья 39 ЭК РК).

В период промышленной эксплуатации месторождения Асанкеткен от основного технологического оборудования загрязнение атмосферного воздуха будет производиться 41 источниками выбросов ЗВ, в т.ч. 23 – неорганизованными и 18 организованными.

На 2025 год (с 01.01.2025 г. по 31.12.2025 г):

Суммарный выброс загрязняющих веществ при этом составит – **124,4992081 т/год**, их них твердые – **2,000174002 т/год**, газообразные, газообразные, жидкие – **122,499034058 т/год**.

Основные выбросы происходят от дымовых труб газопоршневых электрогенераторов, дизельгенератора и печей подогрева нефти и воды; дежурной горелке, дыхательной системы резервуарного парка.

Расчеты максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосфере произведены по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы выполненный на программном комплексе "ЭРА" версии 3.0.

В составе проекта нормативов НДВ приведен расчет рассеивания загрязняющих веществ (ЗВ) по всем ингредиентам. Результаты расчёта рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере показали, что на границе санитарно-защитной зоны предприятия превышения допустимых концентрации по всем веществам не наблюдается, в связи с чем, выбросы приняты в качестве допустимых величин.

В мае 2013 г. было завершено обустройство месторождения Асанкеткен, которое состоит из установки подготовки нефти (УПН), обустройства скважин, вахтового поселка, внутрипромысловый автодороги и др.

Система сбора и подготовки включала основные компоненты, такие как:

- Выкидные линии на опорах высотой от земли 0.7 м, с теплоизоляцией минеральной ватой и покрытые сверху оцинкованным листом. Вдоль выкидных линий смонтирована линия горячей воды, которая доставляет горячую воду от бойлера горячей воды на устьевой теплообменник из двойных труб, где температура добытой нефтегазовой жидкости постоянно поддерживается выше температуры застывания – 36 °С, для предотвращения образования парафина в выкидных линиях.

- Автоматизированная групповая замерная установка - 3-х фазный сепаратор НГСВ 2-1.4-1600, V=12.5 м³, предназначенный для автоматического периодического определения дебитов нефтяных скважин по жидкости и контроля за работой нефтяных скважин. Сепаратор оборудован счетчиками газа, нефти и воды.

- Блок дозирования химического реагента БДР типа ОЗНА.

- Бойлер горячей воды Erensan NAR 250 с газовой вентиляционной горелкой RS 28, мощностью 250000 ккал/час.

- Входной подогреватель жидкости косвенного нагрева ПП-0.63А, температура нагрева продукта до 85 °С.

- Горизонтальный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом воды НГСВ-2-1.0-2000-1, V=25 м³, предназначенный для добычи.

- Сепаратор газа ГС-1.6, рабочее давление 3 бар.

- ГРПШ 0.7-У1 - шкаф для регулирования давления газа. Регулированный газ используется как топливо на газовом генераторе электричества, бойлере горячей воды и на подогревателе нефти.

- Газовые генераторы электричества SHENGDONG модели 260GF-PwT, мощностью 260 кВт – 2 шт. (один основной и один резервный), и дизель генератор Caterpillar 320кВт.

- Факельная газовая линия в комплекте с конденсат сборником. Вертикальная высотная факельная установка. Предусмотрена пилотная горелка и огнепреградитель.

- Хранение жидкостей. Резервуар РВС-1000 м³ с обогревом и теплоизоляцией - 1 ед., далее в зависимости от объемов добычи возможен монтаж 2-ой РВС-1000 м³. Емкости РГСН – три 100 м³ (пластовая вода), и три 100 м³ (нефть).

- Обессоливания накопленной нефти - промывается пресной водой, для этого

предусмотрена емкость РГСН-100 м³ для хранения пресной воды.

- Отстойник для пластовой воды ОВ-63 м³ (Отстойник ОВ-63-1.6).
- Технологические циркуляционные насосы типа КМ 66-80-170-Е – 2 шт. Для перекачки нефти в РВС-1000 м³.
- Центробежный насос 105-392
- Механическая сливно-наливная установка типа АСН-2В (О-КМ-1) У2 (953.00.00.00.00-02/196.03.00.00) – 1 шт.
- Емкость для хранения дизельного топлива для электрогенераторов V=25 м³.
- Подземная дренажная емкость для опорожнения основного технологического оборудования с погружным насосом. ЕП-5-2000-1-2, V=5 м³, - 1 шт.

В ноябре 2014 года, в соответствии с рабочим проектом «Обустройство месторождения Асанкеткен на период промышленной эксплуатации» был установлен дополнительный подогреватель ПП-0.63А – для нагрева пластовой (нагнетаемой) воды.

Предусмотренный дополнительный резервный газовый генератор электричества модели 260GF-PwT мощностью 260 кВт (ГПЭС-3) не был установлен в связи с недостатком сырого газа. Дополнительный подогреватель входящей жидкости ПП-0.63А был установлен на УПН в конце декабря 2018 г.

Сбор и транспорт нефти после ввода УПН в период промышленной эксплуатации месторождения Асанкеткен осуществляется по лучевой герметизированной напорной системе: газожидкостная смесь из скважин подогревается на устье скважины в теплообменнике из двойных труб до 45 °С во избежание образования парафина в трубопроводах и по выкидным линиям поступает на площадку манифольдного блока регулируемого через разные штуцера и далее – поступает через групповой замерной установкой типа «СПУТНИК», где ведется учет поступающей жидкости в блочном трехфазном нефтегазовом сепараторе НГСВ 2-1.4-1600, объем сепаратора V=12.5 м³ под давлением 3.0 бар, где происходит 3-х фазовая сепарация нефти от газа и воды. Рабочая линия поступает в блочно-модульный трехфазный нефтегазовый сепаратор со сбросом пластовой воды НГСВ-1-1.6-2000-2, объем сепаратора 25 м³ под давлением 3.0 бар (кгс/см²). Откуда по основному коллектору с продукцией нефтяных скважин проходят через путевой подогреватель нефти ПП-0.63А, где нагревается до 85°С.

Нефтяная эмульсия после НГСВ-2-1.0-2000-1 (V=25 м³), направляется под собственным давлением в емкость-отстойник. Объем емкости 63 м³ для отстаивания воды. После нефть проходит через отстойник №2 и откачивается в вертикальный резервуар РВС-1000 м³ при условии качества нефти соответствующей товарной нефти или на РГСН-100 м³ горизонтальный.

После этого нефть откачивают через насос в автоцистерны. Для налива нефти в автоцистерны предназначена наливная эстакада, состоящая из площадки налива, вертикального стояка и запорной арматуры. Подача нефти из резервуара на наливную эстакаду осуществляется с помощью блока для автоналива.

Отделившаяся попутная пластовая вода с трехфазового сепаратора направляется под собственным давлением на входной подогреватель жидкости ПП-0.63А косвенного нагрева, температура нагрева продукта до 85°С. Далее на емкость РГСН-100 м³ и где производится замер воды. Далее пластовая вода нагнетается в пласт насосами Триплекс 3ДЗК в скважину АСК-2 и с февраля 2019 г. в скважину АСК-Ю2.

Сепарированный газ пропускается через вертикальный газовый сепаратор для отбивки жидких фаз и где давление газовой линии снижается до 300 мбар с помощью регулятора газа ГРПШ, далее газ, используется в качестве топлива для технологического оборудования УПН и используется для обеспечения технологических нужд факельной установки (дежурная горелка).