

**Предварительный отчет
о проведении экспертной оценки
технологических процессов
ТОО «КазахойлАктобе»
на соответствие принципам
наилучших доступных технологий**

Заказчик:

НАО «Международный центр зеленых технологий
и инвестиционных проектов»

Республика Казахстан, город Нур-Султан, проспект
Мангилик ел, д.55

СОДЕРЖАНИЕ

1. Введение
2. Краткое описание технологий производства ТОО «Казахойл Актобе»
3. Чек-лист экспертной оценки ТОО «Казахойл Актобе»
4. Сравнение технологий производства ТОО «Казахойл Актобе» с наилучшими доступными технологиями ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа»
5. Предварительные выводы и рекомендации

1. Введение

Оценка соответствия технологий ТОО «Казахойл Актобе» принципам наилучших доступных технологий (НДТ) была выполнена в соответствии с договором на проведение экспертной оценки предприятий добычи нефти и газа с использованием «Методики проведения экспертной оценки технологических процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий».

Промышленное ТОО «Казахойл Актобе» расположено в Актюбинской области, г. Актобе, пр. А. Молдагуловой 46, БЦ «Капитал Плаза». Добыча углеводородов осуществляется на следующих месторождениях: Алибекмола, Кожасай.

ТОО «Казахойл Актобе» (Участниками Компании на паритетной основе являются национальная компания «КазМунайГаз» и Caspian Investments Resources Ltd (Sinopec)) с 1999 года осуществляет разработку нефтегазоконденсатных месторождений «Алибекмола» и «Кожасай» в Актюбинской области. ТОО «Казахойл Актобе» добывает и осуществляет подготовку нефти на экспорт.

Целью данной экспертной оценки является определение настоящего технологического состояния ТОО «Казахойл Актобе» и его оценка в соответствии с параметрами НДТ.

В качестве критерия для оценки соответствия критериям НДТ были использованы данные ИТС НДТ РФ, европейских справочников НДТ, а также критерии для определения НДТ, установленные Экологическим кодексом Республики Казахстан.

Сравнение и оценка параметров технологий добычи нефти и газа с НДТ проходило на основе следующей документации:

- Информационная справка предприятия;
- Проект нормативов предельно – допустимых выбросов для месторождений «Алибекмола» и «Кожасай» ТОО «Казахойл Актобе» на 2017-2019 гг.;
- Разрешение на эмиссии в окружающую среду для месторождений Алибекмола, месторождение Кожасай ТОО "Казахойл Актобе" № KZ57VCZ00539364 от 26.12.2019 г.;
- План мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Казахойл Актобе» на 2020-2022 гг.;
- Проект нормативов предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ для объектов ТОО «Казахойл Актобе» на 2020-2029 гг.;
- Разрешение на эмиссии в окружающую среду. Выбросы: №: KZ57VCZ00539364 от 26.12.2019 г. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан;

- Разрешение на эмиссии в окружающую среду. Сбросы: №: KZ33VCZ00531842 от 18.12.2019 г. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан;
- Разрешение на специальное водопользование №KZ18VTE00004233 Серия Пес.Эмба (сброс) от 25.12.2019 г.;
- Разрешение на специальное водопользование №KZ84VTE00004209 Серия Кас.Илек (сброс) от 24.12.2019 г.
- Заключение государственной экологической экспертизы на «Проект нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферу для месторождений «Кожасай» и «Алибекмола» ТОО «Казахойл Актобе» на 2017-2019 гг»;
- Генеральный план предприятия, технологические схемы, описание технологии производства и др.

2. Краткое описание технологий производства ТОО «Казахойл Актобе»

Предприятие ТОО «Казахойл Актобе» добывает и осуществляет подготовку нефти на экспорт с нефтяных месторождений Алибекмола и Кожасай. Нефтегазовые месторождения Алибекмола и Кожасай в административном отношении расположены на территории Мугалжарского района Актюбинской области (рисунок 2.1).

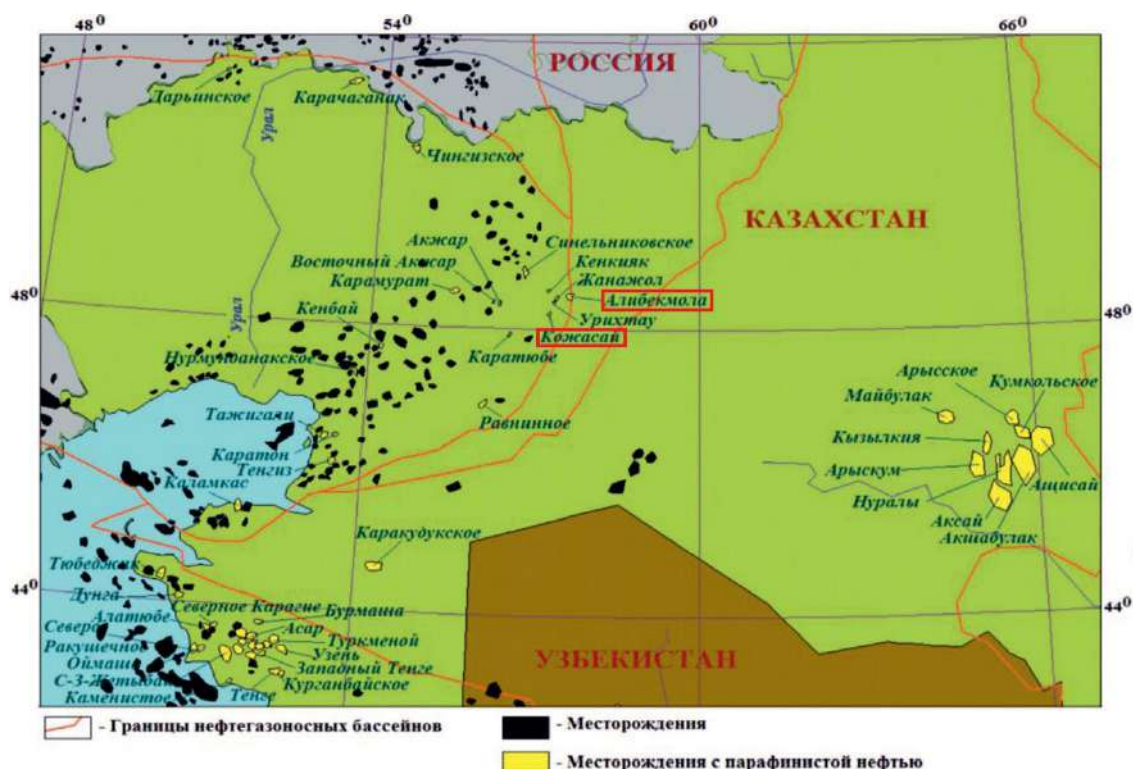


Рисунок 2.1 – Географическое расположение месторождений Алибекмола и Кожасай

Ближайшими населенными пунктами являются к месторождению Алибекмола являются с.Жаркемер, расположенное в 5 км к западу от месторождения, и поселок Шубарши, расположенный на расстоянии 45 - 50 км к западу от месторождения. Ближайшей железнодорожной станцией и городом является ст. Эмба, расположенная в 50-55 км северо-восточнее месторождения. Расстояние до областного центра г.Актобе – 250 км.

Рядом с месторождением Алибекмола расположены действующие месторождения Жанажол и Кенкияк. Месторождения Жанажол и Кенкияк связаны с областным центром автомобильной дорогой. Месторождения Кожасай расположено на расстоянии 50 км от месторождения Алибекмола.

Ближайшим населенным пунктом является пос. Кожасай, расположенный в 5 км к западу от месторождения.

В орографическом отношении район находится в пределах Предуральского плато и представляет собой слабовсхолмленную равнину, расчлененную балками и оврагами. К северо-западной части площади примыкают барханные пески Кумжарган.

Месторождение Алибекмола

Пункт подготовки нефти (ППН) состоит из следующих технологических площадок: площадка эксплуатационного манифольда, площадка сепарации нефти, площадка печей подогрева нефти, площадка блоков ввода реагентов № 1, площадка блоков ввода реагентов № 2, площадка факельного сепаратора, площадка факельных установок, площадка отстойника нефти 200 м³, площадка резервуарного парка хранения нефти и пластовой воды, площадка блока измерения качества нефти, площадка узла учета нефти, площадка насосной перекачки нефти, площадка насосной экспортной откачки нефти, площадка шестеренчатого насоса, площадка насосной откачки пластовой воды, площадка сбора конденсата, площадка дренажных емкостей, площадка дренажной емкости 16 м³, площадка дренажной емкости 40 м³, площадка стояков налива нефти, площадка разгрузки дизельного топлива, площадка насоса дизельного топлива, площадка резервуаров дизельного топлива.

Нефтегазовая смесь с автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ) и северного и южного коллекторов поступает в эксплуатационный манифольд (площадка эксплуатационного манифольда). Из манифольда нефтегазовый поток направляется через депульсатор (ДП) в нефтегазовый сепаратор первой ступени сепарации (площадка газовых сепараторов). В нефтегазовом сепараторе процесс сепарации осуществляется при давлении 1,8 МПа. Газ из сепаратора первой ступени сепарации через регулятор давления и расходомер направляется в факельный сепаратор, где производится отделение газа от капель нефти и конденсата (площадка факельного сепаратора), и далее на факел высокого давления для сжигания.

Частично дегазированная нефть из сепаратора первой ступени направляется в печи подогрева с промежуточным теплоносителем (площадка печей подогрева нефти), где нагревается до температуры 60°C и, далее, на вторую ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор.

Нефть через клапан, регулирующий уровень в сепараторе, направляется на третью ступень сепарации в КСУ (концевая сепарационная установка), где сепарация осуществляется при давлении 0,05 МПа. Газ из КСУ через газовый расширитель, где улавливается капельная жидкость, направляется на факел низкого давления для сжигания. Нефть после третьей ступени сепарации насосами, направляется в отстойник (площадка отстойника нефти) объемом 200 м³.

Для обессоливания нефти на все насосы производится дозированная подача пресной воды и деэмульгатора. В отстойнике осуществляется обезвоживание и обессоливание нефти. Обезвоженная нефть из отстойника поступает на установку демеркаптанизации нефти (УДН).

Пластовая вода из отстойника через клапан, регулирующий уровень воды, направляется в существующий резервуар объемом 1000 м³ (площадка резервуарного парка) для дальнейшей транспортировки на БКНС. После УДН, через блок измерения параметров качества нефти (БИК) (площадка блока измерения качества нефти), товарная нефть направляется во вновь проектируемые вертикальные резервуары для хранения нефти объемом 5000 м³ каждый (площадка резервуарного парка), а некондиционная нефть поступает в существующие резервуары объемом 1000 м³ каждый.

Из резервуаров для хранения нефти товарная нефть поступает в насосную блочного исполнения для дальнейшей транспортировки через коммерческий узел учета нефти (площадка блока коммерческого учета нефти) в магистральный нефтепровод. Часть товарной нефти используется в качестве топлива в печах подогрева нефти для чего предусмотрена подача нефти шестеренным насосом из резервуаров в резервуар суточного расхода. При наличии некондиционной нефти в резервуарах она направляется на повторную подготовку насосами в отстойник в объеме не более 25-30 % от объема исходной нефти.

Конденсат, образующийся в коллекторе факела высокого давления, улавливается в факельном сепараторе объемом 140 м³. Конденсат, образующийся в коллекторе факела низкого давления, улавливается в газовом расширителе и накапливается в дренажной емкости. Затем насосом, работающем в автоматическом режиме по уровню, откачивается в отстойник.

Установка демеркаптанизации нефти (УДН)

Установка предназначена для очистки нефти от сероводорода и метилмеркаптана. Сырьем установки является нефть месторождений Алибекмола и Кожасай. Установка демеркаптанизации состоит из следующих секций: секция хранения и приготовления щелочного раствора и раствора-катализатора; секция экстракции; секция регенерации щелочного раствора; секция окислительной каталитической демеркаптанизации. Нефть с установки подготовки нефти (ППН) поступает на установку демеркаптанизации сырья (ДМС), подогревается в теплообменнике до 50 °С и подается в статический смеситель. В смеситель также подается насосом регенерированный катализаторный комплекс - щелочной раствор с катализатором Ивказ. При интенсивном перемешивании щелочного раствора с нефтью сероводород и меркаптаны (метилмеркаптан и частично этилмеркаптан) переходят в щелочную фазу. Смесь нефти и КТК поступает в сепаратор-отстойник, где разделяется на

щелочную и нефтяную фазы. Щелочная фаза направляется на регенерацию в, а нефть поступает на II стадию в статический смеситель. Образовавшиеся дисульфиды остаются в нефти. Очистка нефти от сероводорода, метил- и этилмеркаптанов осуществляется катализаторным комплексом (КТК).

Внутрипромысловые технологические объекты месторождения

Основные технологические установки: 22 нефтяные скважины и выкидные трубопроводы; Площадки 4-х приемных манифольдов; Коллектора «Северный» и «Южный»; Автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ). В основу технологической схемы сбора нефти заложена однетрубная лучевая закрытая система. Добыча нефти на месторождении осуществляется фонтанным способом. Нефтегазовая смесь со скважин поступает по выкидным линиям на приемные манифольды №1, 2, 3, 4. Транспорт нефти от манифольдов до производственного манифольда ППН осуществляется промысловыми коллекторами «Северный» и «Южный». К каждому из промысловых коллекторов подключены по два приемных манифольда. К «Северному» коллектору подключены манифольды №1 и 2. К «Южному» коллектору подключены манифольды № 3 и 4.

Нефтепровод «Кожасай – Алибекмола»

Нефтепровод предназначен для транспортировки разгазированной нефти с УПН «Кожасай» до ЦППНГ м/р Алибекмола. Состав сооружений нефтепровода включает в себя: магистральную насосную станцию; узел запуска очистных устройств на месторождении Кожасай; узел приема очистных устройств на месторождении Алибекмола; узел подключения к существующему манифольду на ЦППНГ Алибекмола; линейную часть нефтепровода. Технологическая схема магистрального нефтепровода, предусматривает перекачку нефти при пропускной способности нефтепровода 1,15 млн т/год с месторождения Кожасай. Общая протяженность трубопровода 61,270 км. Наружный диаметр нефтепровода 273 мм, толщина стенки – 8мм; максимальное рабочее давление линейной части – 4,2 МПа. Глубина заложения трубопровода 2,0 м от поверхности земли.

Установка комплексной подготовки попутного газа (УКПГ)

УКПГ включает в себя: ловушку для конденсата; четырехступенчатое компримирование газа на входе; аминовую очистку газа (УАГ) от сероводорода; установку регенерации серы (УРС); щелочную очистку газа от меркаптанов (УЩО); установку низкотемпературной конденсации (УНК) с системой впрыска этиленгликоля и его регенерации; газофракционирование (ГФУ) с получением СПБТ и стабильного конденсата; компримирование отходящих газов колонны дезанизации; компримирование товарного газа. Предусмотрены вспомогательные технологические системы.

УКПГ представляет собой технологический комплекс переработки попутного нефтяного газа с получением сухого товарного газа, фракций сжиженных углеводородов, стабильного газового конденсата и товарной гранулированной серы, их временного хранения, транспортировки и отправки потребителю.

Мощность УКПГ Алибекмола по переработке ПНГ - 400 млн $\text{м}^3/\text{год}$, из них с УПГ Кожасай поступает 232 млн $\text{м}^3/\text{год}$, с ЦППНГ Алибекмола - 232 млн $\text{м}^3/\text{год}$. Количество технологических линий - 1. Номинальная производительность технологической линии в рабочем режиме - 50 тыс. $\text{м}^3/\text{час}$.

Входящий поток ПНГ с УПГ Кожасай поступает на границу УКПГ с давлением 0,8 МПа, температурой 12,4°C и направляется в ловушку конденсата, представляющую собой трехфазный нефтегазовый сепаратор для разделения многофазной жидкости на кислую воду, конденсат (жидкие углеводороды) и сырой газ.

Комбинированный сырой газ - смесь ПНГ Алибекмола и ПНГ с УПГ Кожасай - сырьевой газ, после компримирования направляется на установку абсорбционной аминовой очистки газа от сероводорода (УАО).

Установка состоит из блока очистки/доочистки входящего газа, контактного аппарата для обработки сероводородсодержащего газа амином и последующей очистки полученного малосернистого газа. Очищенный от сероводорода газ направляется на установку щелочной очистки газа от меркаптанов (процесс MEROX фирмы UOP). Газ, прошедший аминовую очистку от сероводорода (и попутно от углекислоты), подается в секцию извлечения установки щелочной очистки (УЩО), состоящей из секции извлечения и секции регенерации щелочи. На вход УЩО газ поступает с температурой ~50°C и давлением 3.75 МПа в отбойную емкость сырья, где очищается от выделившейся при следовании по газовому тракту кислой воды и направляется на щелочную обработку. Кислая вода выводится из отбойной емкости через клапан поддержания уровня жидкости в дренажную систему кислой воды. Газ, прошедший щелочную очистку от меркаптанов, подается на Установку низкотемпературной конденсации (НТК). К этому потоку добавляется газ от компрессора деэтанизатора. Товарный газ с установки НТК, пройдя теплообменники газ/газ, где подогревается встречным потоком газа, поступающего на обработку в НТК, направляется с температурой 42.4°C и давлением 3.53 МПа подается на входной манифольд установки компримирования товарного газа, на котором распределяется на 2 нитки компрессии и подается на скрубберы на всасывании для отделения жидкости.

Газофракционная установка (Установка фракционирования ШФЛУ)

ШФЛУ из низкотемпературного сепаратора НТК через теплообменник газ/сырье подается через входной регулирующий клапан в колонну деэтанзации. ШФЛУ после деэтанзации, выводится из нижней части ребойлера колонны деэтанзации с температурой $\sim 95^{\circ}\text{C}$, давлением ~ 2.3 МПа и направляется через регулирующий клапан в колонну дебутанизации

Установка регенерации серы

Кислый газ с давлением 0.07 МПа и температурой $49,0^{\circ}\text{C}$ с содержанием 63,684 % мол. H_2S , 34,64% мол CO_2 , 1,070% мол. метана, $\sim 0,42\%$ мол. углеводородов C_{2+} высш. и $\sim 7,0\%$ мол. паров воды поступает с установки регенерации амина во входной сепаратор кислого газа УРС для отделения сконденсировавшейся при транспорте жидкости, которая насосами сепаратора кислотного газа отправляется в систему сбора кислых вод УКПГ. Кислый газ из сепаратора кислого газа подается в горелку термореактора. Часть кислого газа сжигается в воздухе для получения диоксида серы, необходимого для протекания реакции Клауса. Воздух под давлением $\sim 0,11$ МПа поступает от нагнетателей воздуха.

Установка грануляции серы

Установка грануляции блочного типа фирмы Sandvik Process Systems (Сандвик Технологические Системы) состоит из блока входных фильтров жидкой серы, гранулообразующего устройства – собственно гранулятора и системы транспорта и затарки готовой продукции в мешкотару.

Печь дожига (Установка термического окисления - УТО)

Хвостовые газы из конечного конденсатора серы, а также хвостовые газы, поступающие от редуктора серного отстойника, и газы от продувочного резервуара УЩО, направляются на установку термического окисления, представляющую собой печь эффективного сжигания природного газа, в пламени которой проходит процесс инсинерации. Печь оборудована воздуходувкой для подачи воздуха на горелку и снабжена трубопроводом подачи топливного газа от скруббера топливного газа. Сжигание хвостового газа на термическом окислителе - табельный процесс установки Клауса.

Факельное хозяйство

Для сжигания сбросов природного газа предусмотрен вертикальный факел высотой 48 м, оборудованный двумя дежурными горелками с системой автоматического розжига - горелка системы факельного сжигания газа.

Месторождение Кожасай

Эксплуатационные скважины подключены к выкидным линиям, нефть со скважин поступает АЗГУ и далее на ППН. Нефтегазовая смесь от замерных установок поступает на существующий манифольд и далее по успокоительному коллектору поступает в нефтегазовый сепаратор первой

ступени сепарации. Отделившийся от нефти газ от сепаратора направляется на факел высокого давления для сжигания.

Из сепаратора I ступени сепарации жидкость поступает в буферную емкость (II ступень сепарации). В буферной емкости происходит отделение газа от нефти, отстой и накопление. После 2-ой ступени сепарации нефть направляется на третью ступень сепарации в нефтегазовый сепаратор для окончательного отделения газа от нефти при давлении 0,105 МПа (абс).

Подготовленная нефть направляется в существующие резервуары отгрузки в нефтепровод «Кожасай – Алибекмола» предназначен для транспортировки разгазированной нефти с УПН «Кожасай» до ППН м/р Алибекмола. Резервуары предназначены для отгрузки нефти, поступающей со скважин месторождения Кожасай. Общий объем резервуаров отгрузки составляет 1200 м³.

Мощность установки подготовки попутного газа (УПГ) Кожасай принята 232 млн нм³/год, количество технологических линий – 1. Номинальная производительность технологической линии в рабочем режиме - 29 тыс. нм³/час.

УПГ включает в себя: четырехступенчатое компримирование газа на входе; установку осушки газа (УОГ); установку кондиционирования топливного газа в составе: аминовой очистки газа (УАГ) от сероводорода; адсорбционной очистки газа от меркаптанов.

В соответствии с предложенной методикой Единый технологический процесс добычи нефти и газа на предприятии ТОО «Казахойл Актобе» был разделен на 5 этапов (таблица 1):

- Добыча, сбор и транспортировка нефти;
- Подготовка нефти и воды;
- Подготовка и переработка попутного газа;
- Поддержание пластового давления;
- Учет нефти.

Таблица 2.1 – Технологические этапы процесса добычи нефти и газа в ТОО «Казахойл Актобе»

Наименование Технологического этапа	Краткое описание проводимых работ и результата Технологического этапа
Добыча, сбор и транспортировка нефти	
Фонтанный способ добычи нефти	При фонтанном способе добычи нефти подразумевается использование скважин, где подъем нефти на поверхность происходит с помощью пластовой энергии.
Добыча нефти с	Механизированный способ добычи нефти

применением УЭЦН	обеспечивает подъем нефти по скважине установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН).
Добыча нефти с применением НДГ	Механизированный способ добычи нефти с применением непрерывно-дискретного газлифта (НДГ), при котором скважина эксплуатируется без постороннего источника рабочего агента на собственном пластовом газе.
Транспортировка нефти	Транспортировка нефти производится по внутрипромысловым трубопроводам, при котором задействованы трубопроводы от добывающих скважин до пункта подготовки нефти.
Подготовка нефти и воды	
Подготовка нефти	При подготовке нефти осуществляются процессы сепарации, дегазации, демеркаптанизации, обессоливания и обезвоживания нефти. Подготовленная товарная нефть должна соответствовать требованиям СТ РК 1347-2005 "Нефть. Общие технические требования".
Подготовка воды	Установка подготовки пластовой воды (УППВ) предназначена для очистки пластовой воды от захваченной ею нефтяных и механических примесей, а также частичной дегазации с последующим использованием в процессе заводнения пластов.
Хранение нефти	Товарная нефть после процесса подготовки поступает в резервуарный парк, который предназначен для приема, хранения и откачки подготовленной нефти.
Подготовка и переработка попутного газа	
Аминовая очистка	Очистка от сероводорода и углекислоты раствором амина
Щелочная очистка	Очистка газа от меркаптанов
Компримирование газа	4 компрессора сырого газа и 2 компрессора товарного газа
Установка регенерации серы	Получение товарной серы методом Клауса (термическая и каталитическая стадии)
Низкотемпературная конденсация и газофракционирование	Выделение из товарного газа широкой фракции лёгких углеводородов сжиженного газа

Водоподготовка и пароснабжение	Подготовка для технологических нужд деминерализованной воды и пара
Сжигание газа на факелах	Сжигание газа на факельной установке согласно лимитов
Поддержание пластового давления	
Закачка воды в пласт	Система поддержания пластового давления предназначена для заводнения нефтеносных пластов с целью повышения их нефтеотдачи. Принцип повышения нефтеотдачи заключается в том, что по мере протекания от нагнетательных водяных скважин к добывающим скважинам вода вымывает из нефтеносной породы нефть и выносит её к добывающим скважинам.
Учет нефти	
Коммерческий узел учета нефти	Коммерческий узел учета нефти Emerson Process Management предназначен для определения количества и качества сдаваемой нефти с пределом допускаемой относительной погрешности массовых расходомеров не превышающей 0,25% по массе брутто при учетно-расчетных операциях между грузоотправителем и исполнителем.

3. Чек-лист экспертной оценки ТОО «Казахойл Актобе»

В чек-листе отражена полнота представленной ТОО «Казахойл Актобе» информации, наличие сопутствующей документации, правильность внесения и вычислений данных при заполнении таблиц, а также сравнительной оценки соответствия НДТ.

Таблица 3.1 - Экспертная оценка предоставленной документации

Наименование предоставленной таблицы, отчёта, схем, карт и т.д.	Информационная справка (указать наличие, полноту заполнения)
1	2
Общие данные предприятия	Информация предоставлена в полном объеме. Указано наименование предприятия, БИН, отрасль к которой относится предприятие, месторасположение, площадь промышленной площадки, размер санитарно-защитной зоны, а также наименование ближайших объектов жилья и других объектов и расстояние до этих объектов.
Единый технологический процесс	Информация предоставлена в полном объеме. Единый технологический процесс разделен на 5 этапов: добыча, сбор и транспортировка нефти, подготовка нефти и воды; подготовка и переработка попутного газа, поддержание пластового давления, учет нефти. Такое разделение в полной мере отражает производственную структуру рассматриваемого промышленного предприятия.
Технологические этапы	Информация предоставлена в полном объеме. В данном разделе каждый этап разделен на соответствующие подэтапы, которые полностью согласуются с описанной выше схемой организации производственного процесса (таблица 2.1).
Разрешительная документация предприятия	В полном объеме представлена следующая разрешительная документация предприятия: • Проект нормативов предельно – допустимых выбросов для месторождений «Алибекмола» и «Кожасай» ТОО «Казахойл Актобе» на 2017-2019 года. • Разрешение на эмиссии в окружающую среду для месторождений Алибекмола, месторождение Кожасай ТОО "Казахойл Актобе" № KZ57VCZ00539364 от 26.12.2019 г. • План мероприятий по охране окружающей среды ТОО «Казахойл Актобе» на 2020-2022

	годы. • Проект нормативов предельно-допустимых сбросов загрязняющих веществ для объектов ТОО «Казахойл Актобе» на 2020-2029 годы. • Разрешения на эмиссии в окружающую среду. Выбросы: №: KZ57VCZ00539364 от 26.12.2019 г. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан • Разрешения на эмиссии в окружающую среду. Сбросы: №: KZ33VCZ00531842 от 18.12.2019 г. Министерство экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан • Разрешение на специальное водопользование №KZ18VTE00004233 Серия Пес.Эмба (сброс) от 25.12.2019 года. • Разрешение на специальное водопользование №KZ84VTE00004209 Серия Кас.Илек(Сброс) от 24.12.2019 года и др. Не представлены Отчеты ПЭК и Отчет по выполненным природоохранным мероприятиям по за период 2016-2020 годы.
Показатели по фактическим выбросам ЗВ основных ИЗА	Информация предоставлена в полном объеме по проектным данным.
Показатели по фактическим валовым выбросам ЗВ в атмосферу по Технологическим этапам	Информация предоставлена в полном объеме по проектным данным.
Показатели по фактическим данным образования и размещения отходов по Технологическим этапам	Информация предоставлена в полном объеме.
Краткая характеристика источников загрязнения атмосферы (как основного источника воздействия на окружающую среду)	В целом по предприятию ТОО «Казахойл Актобе» (согласно Проекту нормативов ПДВ 2017-2019 гг.) выявлено 530 источников загрязнения атмосферы, в том числе 239 организованных и 291 неорганизованный (из них по месторождению Алибекмола – 148 организованных источников и 142 неорганизованных; по месторождению Кожасай – 91 организованный и 149 неорганизованных источников). К основным источникам загрязнения относятся: - по месторождению Алибекмола – дизельные электростанции, котельные, емкости для хранения дизтоплива, факела низкого и высокого давления, печи подогрева, дренажные емкости, свечи АГЗУ, свечи манифольда, установки компрессора на УКПГ, термический окислитель (печь дожиг), установка грануляции серы, РВС, ЗРА, фланцы, клапана и

	уплотнения насосов технологического оборудования. - по месторождению Кожасай – дизельные электростанции, котельные, емкости для хранения дизтоплива, факельные установки, дренажные емкости, свечи продувочные, установки компрессора на УКПГ, установка подготовки топливного газа, ЗРА, фланцы, клапана и уплотнения насосов технологического оборудования. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, ТОО «Казахойл Актобе» в соответствии с проектом нормативов ПДВ на 2017-2019 гг. приведен в таблице 3.2.1. Максимальный объем выбросов приходится на 2017 год. Основной технологический процесс – сжигание газа на факелах. Исходя из условий по проведению Экспертной оценки, показатели воздействия на окружающую среду были приведены по технологическим этапам. <i>Месторождение Алибекмола.</i> Из 290 источников в рассмотрении участвуют 63, все организованные. Из оставшихся 105 источников исключены все неорганизованные (142), оставшиеся 85 организованных не рассматривались, так как не являются основными (профильными) и соответственно подлежат лишь общему учету в целом по предприятию. В качестве основных источников по месторождению были приняты: РВС, дизель-генераторы, котельные установки, участвующие в основных технологических процессах, печи подогрева, технические и дренажные емкости, резервуары для нефти, свечи продувочные, нагреватели горячего масла, установки компрессора газа, установка грануляции серы, термический окислитель (печь дожига), факельные установки. <i>Месторождение Кожасай.</i> Из 240 источников в рассмотрении участвуют 21, все организованные. Из оставшихся 219 источников исключены все неорганизованные (149), оставшиеся 70 организованных источников не рассматриваются, так как не являются основными (профильными) и соответственно подлежат лишь общему учету в целом по предприятию. В качестве основных источников по месторождению были приняты: дизель-генераторы, котельные установки, дренажные емкости, ребойлер гликоля, установки подготовки топливного газа, факельные установки. Фактические значения эмиссий загрязняющих
--	---

	веществ в ТОО «Казахойл Актобе» приведены в таблице В таблице 3.2.2 показаны фактические значения эмиссий загрязняющих веществ ТОО «Казахойл Актобе». Фактические объемы и концентрации ЗВ приведены по основным источникам в соответствии с проектом нормативов ПДВ на 2017-2019 гг. Максимальные объемы выбросов маркерных веществ достигаются на следующих этапах: подготовка и переработка попутного газа, сжигание газа на факеле, подготовка нефти и воды (таблица 3.2.3). Максимальные концентрации маркерных веществ достигается на этапах: подготовка и переработка попутного газа, подготовка нефти, хранение нефти, в таблице 3.2.4 приведены значения концентраций маркерных веществ по данным этапам.
Краткая характеристика по объемам сброса сточных вод по технологическим этапам (параметры выпусков сточных вод)	Объемы фактического водоотведения предприятием ТОО «Казахойл Актобе» не представлены, так как отводимые сточные воды относятся к категории хозяйственно-бытовых сточных вод. Сточные воды принимаются на очистные сооружения, после чего сбрасываются в пруды-накопители вахтового поселка Мунайшы, полевого лагеря на месторождении «Кожасай». Сточные воды вахтового поселка площадки №22 сбрасываются на поля фильтрации.
Фактические данные образования и размещения отходов по технологическим этапам	Проект НРО для предприятия не разрабатывался в виду его нецелесообразности, все отходы передаются специализированным организациям на переработку. Показатели по фактическим данным образования отходов приведены в таблице 3.2.5.
Удельные показатели выбросов на единицу выпуска конечной продукции или услуги; Удельные показатели сбросов на единицу выпуска конечной продукции или услуги; Удельные показатели образования и размещения отхода на единицу выпуска конечной продукции или услуги; Итоговые объемы эмиссий Аудируемого предприятия в окружающую среду	Удельные значения по выбросам основных загрязняющих веществ на единицу выпуска конечной продукции приведены в таблице 3.2.6. Удельные показатели сбросов не рассчитывались, так как отводятся только хозяйственно-бытовые сточные воды. Удельные показатели образования отходов на единицу выпуска конечной продукции приведены в таблице 3.2.7. Итоговые объемы эмиссий загрязняющих веществ ТОО «Казахойл Актобе»: минимальные – 27 041,9125481 т/год, максимальные – 34 011, 0316261 т/год.

Состав и качественные характеристики сырья, материалов и энергоресурсов	Информация приведена частично. 1. По подразделу «Фонтанный способ добычи нефти». В разделе отсутствуют потребляемые энергетические ресурсы за исключением «товарной нефти». 2. По подразделу «Подготовка нефти и воды». В разделе отсутствуют потребляемые энергетические ресурсы за исключением «товарной нефти». 3. По подразделу «Подготовка воды». В разделе отсутствуют потребляемые энергетические и сырьевые ресурсы за исключением «пластовой воды». 4. По подразделу «Подготовка и переработка попутного газа». В разделе присутствуют «сырой (попутный нефтяной) газ» и «сероводородный (кислый) газ».
Баланс сырьевых материалов	Информация приведена частично. В разделе «3.1. Состав и качественные характеристики сырья, материалов и энергоресурсов» объем годового потребления сероводородного газа находится в диапазоне 426000-390500 м³, в данном разделе, в пункте «поступило в производство» 5,911- 4,731 млн м³. В пункте «Выход в конечную продукцию или услугу» 5,792 – 3,636 млн. м³. Технологические потери не указаны.
Удельные уровни потребления сырьевых материалов	Информация приведена частично. В разделе не указана «товарная нефть». Представлены «товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная». Данные разделов 3.1, 3.2 не соответствуют представленным в настоящем разделе. Не представлены данные по «Расход на единицу продукции конечной продукции или оказанной услуги»

Источник: Информационная справка

Таблица 3.2.1 – Основные загрязняющие вещества ТОО «Казахойл Актобе»

Код	Наименование загрязняющих веществ	Выбросы, т/г 2017 год	Выбросы, т/г 2018 год	Выбросы, т/г 2019 год
Месторождение Алибекмола				
0123	Железа оксиды	0,023087	0,023087	0,023087
0143	Марганец и его соединения	0,001375	0,001375	0,001375
0150	Натрий гидроксид	0,2400008	0,2400008	0,2400008
0301	Азота диоксид)	1353,1078868	1353,1078868	1353,1078868
0302	Азотная кислота	0,000012	0,000012	0,000012
0304	Азота оксид	1026,2752642	1026,2752642	1026,2752642

0316	Гидрохлорид	0,00004	0,00004	0,00004
0322	Серная кислота	0,00000004	0,00000004	0,00000004
0328	Сажа	25,8621914	25,8621914	25,8621914
0330	Ангидрид сернистый	1016,3204474	1016,3204474	1016,3204474
0331	Сера элементарная	52,37029	52,37029	52,37029
0333	Сероводород	1,3407932061	1,3407932061	1,3407932061
0337	Углерода оксид	2699,895128	2699,895128	2699,895128
0342	Фтористые газообразные соединения	0,004146	0,004146	0,004146
0344	Фториды неорганические плохо растворимые	0,00231	0,00231	0,00231
0410	Метан	60,76046615	60,76046615	60,76046615
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	45,982253	45,982253	45,982253
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	197,6772106	197,6772106	197,6772106
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров)	0,003273	0,003273	0,003273
0602	Бензол	0,18850254	0,18850254	0,18850254
0616	Диметилбензол	0,05863637	0,05863637	0,05863637
0621	Метилбензол	0,1187553	0,1187553	0,1187553
0627	Этилбензол	0,00006545	0,00006545	0,00006545
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен)	0,0007302748	0,0007302748	0,0007302748
1023	Диэтиленгликоль	0,09572	0,09572	0,09572
1052	Метанол	13,09701	13,09701	13,09701
1078	Этан-1,2-диол	0,00122	0,00122	0,00122
1325	Формальдегид	6,5361407	6,5361407	6,5361407
1706	Диметилдисульфид	0,003117	0,003117	0,003117
1715	Метантиол	0,00001895	0,00001895	
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,0967606272	0,0967606272	0,00001895
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин (Диэтаноламин)	0,00104353	0,00104353	0,0967606272
2732	Керосин	0,00154	0,00154	825,8898
2735	Масло минеральное нефтяное	6,12031264	6,12031264	6,12031264
2754	Углеводороды предельные C12-C19	187,3090176	187,3090176	187,3090176
2868	Эмульсол	0,0000855	0,0000855	0,0000855
2902	Взвешенные частицы	0,41944	0,41944	0,41944
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,04134	0,04134	0,04134
2930	Пыль абразивная	0,03033	0,03033	0,03033
3401	Ди(2-гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)	0,00148994	0,00148994	0,00148994
	Всего от стационарных источников	6693,987451	6693,987451	6693,987451
0301	Азота диоксид	194,9245416	58,20248887	72,28706588
0304	Азота оксид	31,67503644	9,94492898	11,74685984
0328	Сажа	162,43053314	51,00271911	60,24035798
0330	Ангидрид сернистый	5087,6041304	1597,7709058	1573,9462274
0333	Сероводород	4,069290498	1,27824798	1,2588497
0337	Углерода оксид	1624,3538338	510,0271911	602,4035798

0410	Метан	40,6089258	12,74886385	15,06010864
1715	Метантиол	0,373042292	0,11743228	0,11541461
	Всего при сжигании газа на факелах:	7146,039334	2241,092778	2337,0584639
	Итого	13840.026785	10607,8812989	9031.0459149

Код	Наименование загрязняющих веществ	Выбросы, т/г 2017 год	Выбросы, т/г 2018 год	Выбросы, т/г 2019 год
Месторождение Кожасай				
0123	Железа оксиды	0,02807	0,02807	0,02807
0143	Марганец и его соединения	0,0013154	0,0013154	0,0013154
0150	Натрий гидроксид	0,0000004	0,0000004	0,0000004
0301	Азота диоксид)	307,6706352	307,6706352	307,6706352
0302	Азотная кислота	0,00001	0,00001	0,00001
0304	Азота оксид	170,2347282	170,2347282	170,2347282
0316	Гидрохлорид	0,00002	0,00002	0,00002
0322	Серная кислота	2,00E-08	2,00E-08	2,00E-08
0328	Сажа	24,7616546	24,7616546	24,7616546
0330	Ангидрид сернистый	150,509417	150,509417	150,509417
0333	Сероводород	0,830932195	0,830932195	0,830932195
0337	Углерода оксид	10591,6340138	10591,6340138	10591,6340138
0342	Фтористые газообразные соединения	0,0065194	0,0065194	0,0065194
0410	Метан	20,35754834	20,35754834	20,35754834
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5	7,824941002	7,824941002	7,824941002
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10	49,52172225	49,52172225	49,52172225
0602	Бензол	0,0269058	0,0269058	0,0269058
0616	Диметилбензол	0,00845582	0,00845582	0,00845582
0621	Метилбензол	0,0169121	0,0169121	0,0169121
0703	Бенз/а/пирен (3,4- Бензпирен)	0,000710107	0,000710107	0,000710107
1052	Метанол	43,39016	43,39016	43,39016
1129	Триэтиленгликоль	0,0093007	0,0093007	0,0093007
1325	Формальдегид	6,35282705	6,35282705	6,35282705
1716	Смесь природных меркаптанов /в пересчете на этилмеркаптан/	0,027747023	0,027747023	0,027747023
1880	Ди(2-гидроксиэтил)амин	0,0048009	0,0048009	0,0048009
2735	Масло минеральное нефтяное	1,20011614	1,20011614	1,20011614
2754	Углеводороды предельные C12-C19	162,3527258	162,3527258	162,3527258
2902	Взвешенные частицы	0,3858	0,3858	0,3858
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20	0,07255	0,07255	0,07255
2930	Пыль абразивная	0,0072	0,0072	0,0072
3401	Ди(2- гидроксиэтил)метиламин (Метилдиэтаноламин)	0,0105908	0,0105908	0,0105908
	Всего от стационарных источников	11719,2487308	11719,2487308	11719,2487308

0301	Азота диоксид	291,08374579	55,41586679	71,39199679
0304	Азота оксид	47,390289066	9,005055066	26,773063066
0328	Сажа	243,03448385	46,179973848	59,493164848
0330	Ангидрид сернистый	6946,2631828	1318,3040172	1695,6782672
0333	Сероводород	5,4120558	1,028584932	1,325078932
0337	Углерода оксид	2427,3691665	461,79973848	594,93164848
0410	Метан	60,758192212	11,545015392	14,873294212
1715	Метантиол	0,713188528	0,135610404	0,174669504
	Всего при сжигании газа на факелах:	10022,024305	1903,4138621	2464,641183
	Итого	21741,2730358	13622,6625929	14183,8899138

Таблица 3.2.2 - Основные загрязняющие вещества ТОО «Казахойл Актобе»

Наименование загрязняющего вещества	Код ЗВ	Концентрация, мг/нм³		Валовый выброс, т/год	
		макс.	мин.	макс.	мин.
Добыча, сбор и транспортировка нефти				421,8839	421,8839
Добыча нефти с применением НДГ				227,6519	227,6519
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	19250,35	19250,35	0,832	0,832
Ксилол	0616	79,039	79,039	0,003414	0,003414
Толуол	0621	157,873	157,873	0,006828	0,006828
Бенз(а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,001	0,001	0,000082	0,000082
Углеводороды предельные C12-C19	2754	229,601	229,601	18,287	18,287
Сажа	0328	33,483	33,483	2,95905	2,95905
Ангидрид сернистый	0330	133,934	133,934	16,0522	16,0522
Азота диоксид	0301	642,882	642,882	53,7336	53,7336
Углерода оксид	0337	1775,821	1775,821	52,0514	52,0514
Сероводород	0333	43,084	43,084	0,001862	0,001862
Азота оксид	0304	104,468	104,468	80,732085	80,732085
Бензол	0602	251,375	251,375	0,01086	0,01086
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	52026,889	52026,889	2,25	2,25
Формальдегид	1325	9,567	9,567	0,73148	0,73148
Добыча нефти с применением УЭЦН				85,27015	85,27015
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	93298,024	93298,024	2,08	2,08
Азота диоксид	0301	997,239	997,239	35,3187	35,3187
Ксилол	0616	382,97	382,97	0,00854	0,00854
Углеводороды предельные C12-C19	2754	16622,53	16622,53	0,0323	0,0323
Серы диоксид	0330	155,819	155,819	5,51855	5,51855
Углерода оксид	0337	805,063	805,063	28,69646	28,69646
Сероводород	0333	209,004	209,004	0,004751	0,004751
Толуол	0621	765,97	765,97	0,01707	0,01707
Азота оксид	0304	162,051	162,051	5,7392	5,7392
Бензол	0602	1220,208	1220,208	0,02716	0,02716
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	252597,27	252597,27	5,62	5,62
Сажа	0328	64,924	64,924	2,20742	2,20742
Транспортировка нефти				2,97474	2,97474
Азота оксид	0304	127,995	127,995	0,1868	0,1868
Углеводороды предельные C12-C19	2754	344,119	344,119	0,4326	0,4326

Серы диоксид	0330	105,145	105,145	0,1791	0,1791
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,001	0,001	0,000002	0,000002
Сажа	0328	66,914	66,914	0,07244	0,07244
Углерода оксид	0337	688,237	688,237	0,9358	0,9358
Азота диоксид	0301	787,653	787,653	1,14999	1,14999
Формальдегид	1325	14,341	14,341	0,018008	0,018008
Фонтанный способ добычи нефти				105,9872	105,9872
Азота диоксид	0301	794,137	794,137	40,9612	40,9612
Сажа	0328	41,361	41,361	2,19435	2,19435
Азота оксид	0304	129,047	129,047	6,656195	6,656195
Серы диоксид	0330	165,445	165,445	8,7774	8,7774
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,001	0,001	0,000065	0,000065
Углерода оксид	0337	626,328	626,328	32,1838	32,1838
Формальдегид	1325	11,818	11,818	0,58516	0,58516
Углеводороды предельные C12-C19	2754	283,62	283,62	14,629	14,629
Подготовка и переработка попутного газ				23349,3	16380,18
Аминовая очистка				149,3072	149,3072
Серы диоксид	0330	8,488	8,488	0,04	0,04
Метан	0410	5906,04	5906,04	12,976	12,976
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	1285,43	1285,43	0,21305	0,21305
Сажа	0328	0,373	0,373	0,0017	0,0017
Углерода оксид	0337	2,998	2,998	7,70073	7,70073
Азота диоксид	0301	4,237	4,237	2,587	2,587
Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан) (Одорант СПМ - ТУ 51-81-88)	1716	13,987	13,987	0,000179	0,000179
Азот (II) оксид (Азота оксид)	0304	48,975	48,975	125,7682	125,7682
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	7295,696	7295,696	0,0127	0,0127
Сероводород	0333	903,277	903,277	0,007624	0,007624
Щелочная очистка				1,40914	1,40914
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	2041283,263	2041283,263	1,1476	1,1476
Серы диоксид	0330	33,953	33,953	0,16	0,16
Углерода оксид	0337	0,815	0,815	0,0037	0,0037
Азота диоксид	0301	16,297	16,297	0,0784	0,0784
Сажа	0328	1,443	1,443	0,0067	0,0067
Азота оксид	0304	2,648	2,648	0,01274	0,01274
Компримирование газа				2728,47	2728,47
Азота оксид	0304	229,703	229,703	394,0058	394,0058
Азота диоксид	0301	124,587	124,587	146,7903	146,7903
Углерода оксид	0337	2001,099	2001,099	2152,3539	2152,3539
Метан	0410	4,998	4,998	6,4176	6,4176
Серы диоксид	0330	73,967	73,967	28,902	28,902
Установка регенерации серы				0,649645	0,649645
Сажа	0328	99,695	99,695	0,01152	0,01152
Сероводород	0333	7,958	7,958	0,001166	0,001166
Серы диоксид	0330	239,267	239,267	0,0288	0,0288
Азота диоксид	0301	1531,309	1531,309	0,18432	0,18432
Углерода оксид	0337	1236,213	1236,213	0,1497	0,1497
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	1075,44	1075,44	0,149	0,149
Азота оксид	0304	248,838	248,838	0,029952	0,029952
Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	1716	0,632	0,632	0,000087	0,000087

Углеводороды предельные C12-C19 (	2754	578,229	578,229	0,06912	0,06912
Формальдегид	1325	23,926	23,926	0,00288	0,00288
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,002	0,002	0,0000001	0,0000001
Метан	0410	166,659	166,659	0,0231	0,0231
Низкотемпературная конденсация и газифракционирование				2656,751	1412,692
Метан	0410	166,659	166,659	0,0462	0,0462
Азота оксид	0304	6428,732	108,624	440,6238	24,5038
Сажа	0328	66,914	66,914	0,00204	0,00204
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,001	0,001	0,	0,
Сера диоксид	0330	12261,784	12079,421	840,41586	840,41586
Сероводород	0333	7,958	7,958	0,002208	0,002208
Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан))	1716	0,632	0,632	0,000174	0,000174
Формальдегид	1325	14,341	14,341	0,000408	0,000408
Окись углерода	0337	3009,507	2746,527	717,7204	206,2894
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	1075,44	1075,44	0,298	0,298
Азота диоксид	0301	9594,622	983,664	657,63139	341,12339
Углеводороды предельные C12-C19	2754	344,119	344,119	0,0102	0,0102
Водоподготовка и пароснабжение				4,570556	4,570556
Сероводород	0333	4,964	4,964	0,000631	0,000631
Метан	0410	83,143	83,143	0,01055	0,01055
Углерода оксид	0337	362,5	362,5	3,306	3,306
Серы диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид)	0330	1,441	1,441	0,01314	0,01314
Смесь природных меркаптанов (в пересчете на этилмеркаптан)	1716	0,275	0,275	0,000035	0,000035
Азота диоксид	0301	101,673	101,673	0,926	0,926
Азота оксид	0304	16,52	16,52	0,1505	0,1505
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	1288,089	1288,089	0,1637	0,1637
Сжигание газа на факела				17809,55	12084,49
Сероводород	0333	5964,062	5964,062	9,035433	5,904661
Ангидрид сернистый	0330	7658317,88	7658317,88	11495,592649	7803,42964
Метан	0410	66942,136	66942,136	124,680218	84,626748
Метантиол (метилмеркаптан)	1715	786,168	786,168	1,604148	0,719812
Окись углерода	0337	2677685,45	2677685,45	4987,210401	3382,582201
Азота оксид	0304	52214,867	52214,867	97,24985	66,09746
Азота диоксид	0301	321322,25	321322,25	598,45916	405,87406
Сажа	0328	267768,54	267768,54	495,720931	335,25813
Подготовка нефти и воды				10221,3997	10221,3997
Подготовка воды				3,554659	3,554659
Толуол	0621	2,781	2,781	0,001157	0,001157
Азота диоксид	0301	71,195	71,195	0,4381	0,4381
Ксилол	0616	2,781	2,781	0,00135	0,00135
Углерода оксид	0337	263,666	263,666	1,625	1,625
Серы диоксид	0330	1,047	1,047	0,01533	0,01533
Азота оксид	0304	11,459	11,459	0,60013	0,60013
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	338,775	338,775	0,235	0,235
Сероводород	0333	0,759	0,759	0,000526	0,000526
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	916,284	916,284	0,635	0,635
Бензол	0602	4,425	4,425	0,003066	0,003066

Подготовка нефти				10062,09	10062,09
Азота оксид	0304	15788,133	15788,133	44,928112	44,928112
Углерода оксид	0337	306086,071	306086,071	9811,68994	9811,68994
Метан	0410	744,395	744,395	8,0848	8,0848
Азота диоксид	0301	543247,645	543247,645	105,90406	105,90406
Сероводород	0333	31,467	31,467	0,00436	0,00436
Формальдегид	1325	8488,28	8488,28	1,24948	1,24948
Углеводороды предельные C12-C19)	2754	205132,544	205132,544	30,7212	30,7212
Сажа	0328	35367,711	35367,711	5,06443	5,06443
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,891	0,891	0,000139	0,000139
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	448,593	448,593	0,0622	0,0622
Серы диоксид	0330	84882,48	84882,48	54,381488	54,381488
Хранение нефти				155,7548	155,7548
Сероводород	0333	249,172	249,172	0,015909	0,015909
Азота оксид	0304	91,051	91,051	6,67732	6,67732
Сажа	0328	36,479	36,479	2,6064	2,6064
Азота диоксид	0301	560,313	560,313	41,0912	41,0912
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	300636,943	300636,943	28,8524	28,8524
Формальдегид	1325	8488,28	8488,28	0,6148	0,6148
Углерода оксид	0337	1322,519	1322,519	40,1496	40,1496
Ксилол	0616	765,94	765,94	0,043183	0,043183
Серы диоксид	0330	559,293	559,293	9,612	9,612
Толуол	0621	1529,843	1529,843	0,086356	0,086356
Бенз)а)пирен (3,4-Бензпирен)	0703	0,0009	0,0009	0,000067	0,000067
Бензол	0602	2434,304	2434,304	0,13736	0,13736
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	93298,024	93298,024	10,67074	10,67074
Углеводороды предельные C12-C19 (	2754	211,576	211,576	15,1975	15,1975
Поддержание пластового давления				1,490835	1,490835
Закачка воды в пласт				1,490835	1,490835
Формальдегид	1325	9,491	9,491	0,002241	0,002241
Азота оксид	0304	154,004	154,004	0,057897	0,057897
Серы диоксид	0330	126,516	126,516	0,029851	0,029851
Углеводороды предельные C12-C19	2754	227,77	227,77	0,056025	0,056025
Азота диоксид	0301	947,719	947,719	0,356184	0,356184
Сажа	0328	80,51	80,51	0,011967	0,011967
Углерода оксид	0337	828,104	828,104	0,97667	0,97667
Коммерческий узел учета нефти				15,547572	15,547572
Сероводород	0333	43,084	43,084	0,000931	0,000931
Азота оксид	0304	17,262	17,262	0,29285	0,29285
Бензол	0602	251,375	251,375	0,00543	0,00543
Толуол	0621	154,873	154,873	0,003414	0,003414
Углерода оксид	0337	886,177	886,177	11,706	11,706
Ксилол	0616	79,039	79,039	0,001707	0,001707
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	52026,889	52026,889	1,125	1,125
Сажа	0328	1,29	1,29	0,006	0,006
Серы диоксид	0330	30,558	30,558	0,18916	0,18916
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	19250,35	19250,35	0,416	0,416
Азота диоксид	0301	106,161	106,161	1,80108	1,80108
Всего по предприятию				34011,03163	27041,9125

Таблица 3.2.3 – Объемы выбросов маркерных веществ

Наименование этапа	Выброс, т/год	
	макс	мин
Подготовка и переработка попутного газа	23 349,3	16 380,18
Сжигание газа на факела	17 809,55	12 084,49
Подготовка нефти и воды	10 221,399	10 221,399

Таблица 3.2.4 – Максимальные концентрации маркерных веществ

Наименование ЗВ	Код ЗВ	Концентрация ЗВ		Источник выделения
		макс	мин	
Подготовка и переработка попутного газа				
Щелочная очистка				
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	2839343,44	2839343,44	Ист. 0111 - Свеча продувочная склада СГБ
Сжигание газа на факела				
Ангидрид сернистый	0330	7658317,88	7658317,88	Ист. 0052 - Дежурные горелки (факел низкого давления) - м/р Кожасай
Метан	0410	66942,136	66942,136	
Оксись углерода	0337	2677685,45	2677685,45	
Азота оксид	0304	52214,867	52214,867	
Азота диоксид	0301	321322,25	321322,25	
Сажа	0328	267768,54	267768,54	
Подготовка нефти				
Углерода оксид	0337	306086,071	306086,071	Ист. 0069 – Дизельгенератор В проекте нормативов Концентрация по данному источнику отсутствует.
Азота диоксид	0301	543247,645	543247,645	
Углеводороды предельные C12-C19) ист. 0069	2754	205132,544	205132,544	
Сажа	0328	35367,711	35367,711	
Хранение нефти				
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	300636,943	300636,943	Ист. 0122 – резервуар для нефти
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	93298,024	93298,024	
Коммерческий узел учета нефти				
Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	52026,889	52026,889	Ист. 0038 – дыхательный клапан
Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	19250,35	19250,35	

Таблица 3.2.5 - Показатели по фактическим данным образования отходов

Наименование отходов	Уровень опасности отхода	Объем образования отходов, т/год		Передача отходов			
				Объем, подлежащий передаче, т/год		Периодичность вывоза	Куда передается отход
		макс.	мин.	макс.	мин.		
Подготовка нефти и воды		170	13,5	170	13,5		
Подготовка нефти		170	13,5	170	13,5		
Нефтешламы	G	170	13,5	170	13,5	Поквартально	подрядным компаниям согласно заключенного

Наименование отходов	Уровень опасности отхода	Объем образования отходов, т/год		Передача отходов			
				Объем, подлежащий передаче, т/год		Периодичность вывоза	Куда передается отход
		макс.	мин.	макс.	мин.		
							договора
Подготовка и переработка попутного газа		3711	396	3711	396		
Щелочная очистка		3711	396	3711	396		
Щелочные отходы, отдельные компоненты	G	3711	396	3711	396	Ежемесячно	подрядным компаниям согласно заключенного договора
Итого по предприятию		3881	409,5	3881	409,5		

Таблица 3.2.6 - Удельные значения по выбросам основных загрязняющих веществ

Наименование готовой продукции	Единица измерения	Наименование загрязняющего вещества	Код загрязняющих веществ	Объём годового производства		Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу, т/год		Удельные показатели выбросов на единицу выпуска конечной продукции или услуги*	
				макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
Добыча нефти									
Фонтанный способ добычи нефти				801306	591287	105,98717	105,98717	0,000179248	0,000132268
нефть	тонн	Азота диоксид	0301	801306	591287	40,9612	40,9612	0,000069275	0,000051118
нефть	тонн	Углеводороды предельные C12-C19	2754	801306	591287	14,629	14,629	0,000024741	0,000018256
нефть	тонн	Ангидрид сернистый	0330	801306	591287	8,7774	8,7774	0,000014845	0,000010954
нефть	тонн	Сажа,	0328	801306	591287	2,19435	2,19435	0,000003711	0,000002738
нефть	тонн	Углерод оксид	0337	801306	591287	32,1838	32,1838	0,00005443	0,000040164
Добыча нефти с применением УЭЦН						85,270151	85,270151	0,000144211	0,000106414
нефть	тонн	Азота диоксид	0301	801306	591287	35,3187	35,3187	0,000059732	0,000044076
нефть	тонн	Углеводороды предельные C12-C19	2754	801306	591287	0,0323	0,0323	0,000000055	0,000000004
нефть	тонн	Серы диоксид	0330	801306	591287	5,51855	5,51855	0,000009333	0,000006887
нефть	тонн	Сероводород	0333	801306	591287	0,004751	0,004751	0,000000008	0,000000006
нефть	тонн	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	801306	591287	5,62	5,62	0,000009505	0,000007014
нефть	тонн	Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	801306	591287	2,08	2,08	0,000003518	0,000002596
нефть	тонн	Сажа,	0328	801306	591287	2,20742	2,20742	0,000003733	0,000002755

нефть	тонн	Углерод оксид	0337	801306	591287	28,69646	28,69646	0,000048532	0,000035812
Добыча нефти с применением НДГ						227,651861	227,651861	0,000385011	0,000284101
нефть	тонн	Азота диоксид	0301	801306	591287	53,7336	53,7336	0,000090876	0,000067058
нефть	тонн	Углеводороды предельные C12-C19	2754	801306	591287	18,287	18,287	0,000030927	0,000022821
нефть	тонн	Серы диоксид	0330	801306	591287	16,0522	16,0522	0,000027148	0,000020033
нефть	тонн	Сероводород	0333	801306	591287	0,001862	0,001862	0,000000003	0,000000002
нефть	тонн	Смесь углеводородов предельных C1-C5	0415	801306	591287	2,25	2,25	0,000003805	0,000002808
нефть	тонн	Смесь углеводородов предельных C6-C10A	0416	801306	591287	0,832	0,832	0,000001407	0,000001038
нефть	тонн	Сажа	0328	801306	591287	2,95905	2,95905	0,000005004	0,000003693
нефть	тонн	Углерод оксид	0337	801306	591287	52,0514	52,0514	0,000088031	0,000064958
нефть	тонн	Формальдегид (Метаналь)	1325	801306	591287	0,73148	0,73148	0,000001237	0,000000913
Подготовка и переработка попутного газа									
Аминовая очистка						149,307183	149,307183	0,000000299	0,000000214
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Азота диоксид	0301	696615000	498760000	2,587	2,587	0,000000005	0,000000004
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Метан	0410	696615000	498760000	12,976	12,976	0,000000026	0,000000019
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Углерод оксид	0337	696615000	498760000	7,70073	7,70073	0,000000015	0,000000011
Щелочная очистка						1,40914	1,40914	0,000000003	0,000000002

Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Смесь углеводородов предельных C1- C5	0415	696615000	498760000	1,1476	1,1476	0,000000002	0,000000002
Низкотемпературная конденсация и газифракционирование						2656,75068	1412,69168	0,000005327	0,000002028
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Азота диоксид	0301	696615000	498760000	657,63139	341,12339	0,000001319	0,00000049
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Сера диоксид	0330	696615000	498760000	840,41586	840,41586	0,000001685	0,000001206
Сжигание газа на факелах						17809,55279	12084,492712	0,000035708	0,000017347
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Азота диоксид	0301	696615000	498760000	598,45916	405,87406	0,0000012	0,000000583
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Метан	0410	696615000	498760000	124,680218	84,626748	0,00000025	0,000000121
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Сера диоксид	0330	696615000	498760000	11495,592649	7803,42964	0,000023048	0,000011202
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Сероводород	0333	696615000	498760000	9,035433	5,904661	0,000000018	0,000000008
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Сажа	0328	696615000	498760000	495,720931	335,25813	0,000000994	0,000000481
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Углерод оксид	0337	696615000	498760000	4987,210401	3382,582201	0,000009999	0,000004856

Таблица 3.2.7 - Удельные показатели образования отходов на единицу выпуска конечной продукции

Наименование готовой продукции	Единица измерения	Наименование отхода	Уровень опасности	Объём годового производства		Объём образования отходов, т/год		Удельные показатели образования отхода на единицу выпуска конечной продукции или услуги	
				макс.	мин.	макс.	мин.	макс.	мин.
Подготовка нефти и воды						170	13,5		
Подготовка нефти						170	13,5		
Нефть и пластовая вода	тонн	Нефтешламы	G	801306	591287	170	13,5	0,000287508	0,000016847
Подготовка и переработка попутного газа						3711	396		
Щелочная очистка						3711	396		
Товарный газ, сжиженный газ, сера гранулированная	м³	Щелочные отходы, отдельные компоненты	G	696615000	498760000	3711	396	0,00000744	0,000000568
Итого по предприятию						3881	409,5		

Результаты экспертной оценки внедрённых и потенциальных НДТ приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Экспертная оценка НДТ

№	Перечень возможных к внедрению НДТ	Отраслевой перечень на основе данных ИТС НДТ РФ	
	Наименование НДТ	Наименование НДТ	Соответствие (+/-)
		Установка предварительного сброса пластовой воды НДТ 1. ИТС НДТ 28-2017	
		Промысловая подготовка нефтегазоводяной жидкости НДТ 2. ИТС НДТ 28-2017	
		Повышение энергоэффективности насосного оборудования НДТ 3. ИТС НДТ 28-2017	
		Уменьшение выбросов резервуарных парков НДТ 4. ИТС НДТ 28-2017	
		Системы сухого подавления выбросов NOx НДТ 5. ИТС НДТ 28-2017	
		Применение многофазных насосов для перекачки многофазной смеси НДТ 6. ИТС НДТ 28-2017	

		Применение воздушной системы охлаждения НДТ 7. ИТС НДТ 28-2017	
	Технология усовершенствованной технологии и химреагентов очистки газа (аминовая очистка)	Утилизация попутного нефтяного газа, НДТ 8. ИТС НДТ 28-2017 НДТ 16. ИТС НДТ 29-2017	+
		Безамбарное бурение НДТ 9. ИТС НДТ 28-2017 НДТ 3.ИТС НДТ 29-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Раздельный сбор выбуренной породы и нефтесодержащего бурового шлама НДТ 10. ИТС НДТ 28-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Изоляция зон поглощения НДТ 11. ИТС НДТ 28-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Одновременно-раздельная эксплуатация НДТ 12. ИТС НДТ 28-2017	
		Применение в составе УСШН длинноходовых цепных приводов НДТ 13. ИТС НДТ 28-2017	
		Установка штангового глубинного насоса НДТ 14. ИТС НДТ 28-2017	
		Технология повышения выработки нефтяных пластов с применением композиций на основе силикатного геля НДТ 15. ИТС НДТ 28-2017	
		Применение труб повышенной надежности НДТ 16. ИТС НДТ 28-2017	
		Ингибиторная защита НДТ 17. ИТС НДТ 28-2017	
		Подавление жизнедеятельности сульфатовосстанавливающих бактерий НДТ 18. ИТС НДТ 28-2017	
		Закачка пластовой воды в нагнетательные скважины НДТ 19. ИТС НДТ 28-2017	
		Подготовка нефтепромысловых сточных вод для закачки в нагнетательные скважины НДТ 20. ИТС НДТ 28-2017	
	Внедрение автоматизированной системы мониторинга	Система экологического менеджмента НДТ 1. ИТС НДТ 29-2017	+

	на источниках		
		Система энергетического менеджмента НДТ 2. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология бурения скважин с использованием амбаров(накопителей) НДТ 4. ИТС НДТ 29-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Технология по сбору, транспортировке, кондиционирования отходов буровых растворов с дальнейшим возвращением в производственный цикл, а также по производству технологических жидкостей различного назначения НДТ 5. ИТС НДТ 29-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Переработка и использование твердой фазы отходов бурения НДТ 6. ИТС НДТ 29-2017	Этап строительства скважин исключен из области рассмотрения ЭО
		Технология эксплуатации скважин без выбросов загрязняющих веществ в атмосферу НДТ 7. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология интенсификации притока газа в скважине НДТ 8. ИТС НДТ 29-2017	
		Применение предварительной сепарации пластового газа НДТ 9. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология подготовки газа горючего природного к транспорту на основе абсорбционного метода осушки газа НДТ 10. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология подготовки газа горючего природного к транспорту на основе адсорбционного метода осушки газа НДТ 11. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология подготовки газа горючего природного к транспорту на основе низкотемпературной сепарации газа НДТ 12. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология подготовки газа горючего природного к транспорту на основе	

		низкотемпературной абсорбции газа НДТ 13. ИТС НДТ 29-2017	
		Оптимизация работы дожимных компрессорных станций НДТ 14. ИТС НДТ 29-2017	
		Технология производства газа горючего природного сжиженного НДТ 15. ИТС НДТ 29-2017	
		Организация оптимального контроля и управления системой потребления энергии и производственным процессом с использованием современных средств автоматизации НДТ 1. ИТС НДТ 48 – 2017.	
		Применение комплексного подхода к выявлению резервов энергосбережения и повышения энергетической эффективности теплоэнергетических и энерготехнологических систем предприятий НДТ 6. ИТС НДТ 48 – 2017	
		Использовании инструментов энергетического менеджмента. НДТ 7. ИТС НДТ 48 – 2017.	
		Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации (НТК) или низкотемпературной конденсации и ректификации. НДТ 3. ИТС НДТ 50-2017	
		Технология очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений НДТ 5. ИТС НДТ 50-2017	
		Технология получения сжиженных углеводородных газов (СУГ) НДТ 6. ИТС НДТ 50-2017	
		Технология производства газовой серы с доочисткой отходящих газов НДТ 12. ИТС НДТ 50-2017	
		Технология компримирования ПНГ	

		НДТ 16. ИТС НДТ 50-2017	
		Проведение аудита энергоэффективности (энергоаудит), НДТ 3 BREF. Energy Efficiency - 2009	
		В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу НДТ должны обеспечивать высокую доступность и оптимальную производительность установок по удалению кислых газов, рекуперации серы и всех других систем обработки отработанных газов НДТ 7. BREF. Refining of Mineral Oil and Gas	
		Для уменьшения выбросов серы в атмосферу из отходящих газов, содержащих сероводород (H ₂ S), к примеру удаление кислых газов, например, с помощью установок аминовой обработки и извлечения серы, например по процессу Клауса НДТ 54. BREF. Refining of Mineral Oil and Gas	

Источники:

ИТС НДТ 28-2017. Добыча нефти,
ИТС НДТ 29-2017. Добыча природного газа,
ИТС НДТ 48 – 2017. Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности,
ИТС НДТ 50 – 2017. Переработка природного и попутного газа,
BREF. Energy Efficiency – 2009,
BREF. Refining of Mineral Oil and Gas, др.

В качестве уже внедренной технологии выбрано использование усовершенствованной технологии аминовой очистки за счет применения специально подобранных химических реагентов, что позволяет значительно уменьшить количество образующихся отходов. Технология была внедрена в 2018 году и обеспечила снижение объемов образования отходов на 90%. Стоимость технологии составили 0,315 млн тенге.

В качестве планируемой к внедрению НДТ выбрана технология внедрения автоматизированной системы мониторинга на источниках. Внедрение технологии запланировано в 2023 году, позволит снизить

выбросы загрязняющих веществ на 7,7%, потребует затрат в объеме 0,5 млрд тенге.

Анализ технологического процесса добычи нефти на предприятии свидетельствует о гораздо большем количестве НДТ уже внедренных, а с учетом существующей программы повышения экологической и энергетической эффективности планируемых к внедрению.

4. Сравнение технологии ТОО «Казахойл Актобе» с НДТ

Сравнение НДТ проведено согласно данных Информационной справки предприятия, ИТС НДТ 28-2017. Добыча нефти, ИТС НДТ 29-2017. Добыча газа, ИТС НДТ 48 – 2017. Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности, ИТС НДТ 50–2017. Переработка природного и попутного газа, BREF. Energy Efficiency – 2009, BREF. Refining of Mineral Oil and Gas.

Результаты сравнительного анализа приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1. - Сравнение производства ТОО «Казахойл Актобе» с НДТ

Область сравнения	Технологическое решение или техническое решение на производстве	НДТ (ИТС НДТ РФ)	Сравнение, различия
Общие НДТ по добыче нефти и газа	Технология усовершенствованной технологии и химреагентов очистки газа (аминовая очистка)	НДТ 8. Утилизация попутного нефтяного газа, ИТС 28–2017, Добыча нефти.	Соответствует. Технология предполагает очистку попутного нефтяного газа, что соответствует НДТ 8 и 16 ИТС 28-2017 и 29-2017 соответственно.
		НДТ 16. Утилизация попутного нефтяного газа ИТС 29-2017. Добыча природного газа.	Использование современных технологий очистки соответствует НДТ 5 ИТС 50–2017. Переработка природного и Попутного газа.
		НДТ 5. Технология очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений, ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	Согласно данным предприятия объемы образования отходов предприятия в данном технологическом процессе сократились на 90% - с 4000 до 400 м ³ /год.
Снижение эмиссий в атмосферный воздух	Технологии не представлены		
Энергоэффективность	Технологии не представлены		

Таблица 4.2 – Анализ эффективности внедренных на предприятии НДТ

Этап	НДТ	Эффект от внедрения НДТ	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения	%
Аминовая очистка - (Подготовка и переработка попутного газа)	Утилизация попутного нефтяного газа	Уменьшения накопления отходов	т	4000	400	90

При сравнении действующего производства со справочниками по НДТ (российскими и европейскими) выявлен ряд технологий, соответствующих критериям НДТ, действующих (внедренных) на предприятии, но не отмеченных в Информационной справке, например:

- Система энергетического менеджмента. **НДТ 2. ИТС 29 – 2017.** Добыча природного газа;

- Организация оптимального контроля и управления системой потребления энергии и производственным процессом с использованием современных средств автоматизации. **НДТ 1. ИТС 48 – 2017.** Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности.

- Использовании инструментов энергетического менеджмента. **НДТ 7. ИТС 48 – 2017.** Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности.

- Применение комплексного подхода к выявлению резервов энергосбережения и повышения энергетической эффективности теплоэнергетических и энерготехнологических систем предприятий. **НДТ 6. ИТС 48 – 2017.** Повышение энергетической эффективности при осуществлении хозяйственной и (или) иной деятельности.

- Проведение аудита энергоэффективности (энергоаудит), **НДТ 3 BREF. Energy Efficiency – 2009** и др.

Примеры ряда технологий приведены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Примеры НДТ, внедренных в производстве ТОО «Казахойл Актобе»

Область сравнения	Технологическое решение или техническое решение на производстве	НДТ (ИТС НДТ РФ), ВАТ EU	Сравнение, различия
Общие НДТ по добыче нефти и газа и Снижение эмиссий в атмосферный воздух/Очистка отходящих газов	Получение товарной серы методом Клауса (термическая и каталитическая стадии)	НДТ 12. Технология производства газовой серы с доочисткой отходящих газов, ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	Соответствие. Технология основана на окислении сероводорода в серу на установке Клауса с доочисткой отходящих газов, образующихся при получении газовой серы. Степень извлечения сернистых соединений достигает 99,7 – 99,9 %. Применяя эту технологию, можно достичь снижения удельных показателей выбросов ЗВ. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу НДТ обеспечивает высокую доступность и оптимальную производительность установок по удалению кислых газов, рекуперации серы и всех других систем обработки отработанных газов.
		НДТ 7. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу НДТ должны обеспечивать высокую доступность и оптимальную производительность установок по удалению кислых газов, рекуперации серы и всех других систем обработки отработанных газов. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015	
		НДТ 54. Для уменьшения выбросов серы в атмосферу из отходящих газов, содержащих сероводород (H₂S), к примеру удаление	

		кислых газов, например с помощью установок аминной обработки и извлечения серы, например по процессу Клауса. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015	
	Грануляция серы	НДТ 13. Технология гранулирования и получения комовой серы, ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	Соответствие. Соответствие. На предприятии получают жидкую серу, которую на Установке гранулирования серы разливают и вырабатывают в гранулированную серу. Технология обеспечивает снижение негативного воздействия на компоненты окружающей среды.
		НДТ 7. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу НДТ должны обеспечивать высокую доступность и оптимальную производительность установок по удалению кислых газов, рекуперации серы и всех других систем обработки отработанных газов. Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas – 2015	Соответствие. В целях предотвращения или сокращения выбросов в атмосферу НДТ обеспечивает высокую доступность и оптимальную производительность установок по удалению кислых газов, рекуперации серы и всех других систем обработки отработанных газов.
	Компримирование газа	НДТ 16. Технология	Соответствие. На предприятии установлено 4 компрессора

		компримирования ПНГ. ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	сырого газа и 2 компрессора товарного газа. Применение технологий компримирования позволяет сэкономить энергоресурсы за счет использования собственных источников топлива, а также снизить выбросы вредных веществ.
	Низкотемпературная конденсация и газофракционирование	НДТ 3. Технология извлечения углеводородов методом низкотемпературной конденсации (НТК) или низкотемпературной конденсации и ректификации. ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	Соответствие. НДТ является технология извлечения углеводородов при помощи низкотемпературной конденсации углеводородного сырья и разделения образовавшихся равновесных газовой и жидкой фаз. Продукцией являются: газ горючий природный, газы углеводородные сжиженные (пропан, бутан). Данная технология позволяет снизить вредные выбросы в окружающую среду.
		НДТ 6. Технология получения сжиженных углеводородных газов (СУГ). ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	
		НДТ 5. Технология очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений. ИТС 50–2017. Переработка природного и попутного газа	
Энергоэффективность	Закачка попутного нефтяного газа в пласт	НДТ 8. Утилизация попутного нефтяного газа, ИТС 28–2017, Добыча	Соответствие. Закачка попутного нефтяного газа в пласт является достаточно широко применяемой технологий и входит в перечень НДТ ИТС 28–2017, Добыча нефти, ИТС

		нефти.	29-2017. Добыча природного газа
		НДТ 16. Утилизация попутного нефтяного газа ИТС 29-2017. Добыча природного газа.	
Энергоэффективность	Закачка воды в пласт	НДТ 19. Закачка пластовой воды в нагнетательные скважины. ИТС 28–2017, Добыча нефти.	Соответствие. Поддержание пластового давления закачкой воды, кроме повышения нефтеотдачи, обеспечивает интенсификацию процесса разработки. Это обусловливается приближением зоны повышенного давления, создаваемого за счет закачки воды в водо-нагнетательные скважины, к добывающим скважинам.

5. Заключение и рекомендации

На основании рассмотрения представленной информации ТОО «Казахойл Актобе», можно сделать следующие выводы:

- Информация, внесенная в соответствующие таблицы программно-аппаратного комплекса, в части общих сведений о предприятии, технологического процесса и этапов соответствует технологической схеме организации производственного процесса добычи нефти и газа в ТОО «Казахойл Актобе»;

- Вся указанная информация достоверна и подтверждена соответствующими документами, которые загружены в программно-аппаратный комплекс;

- Источники загрязнения атмосферного воздуха и фактические объемы выбросов загрязняющих веществ представлены по основному производству. В качестве фактических значений приняты данные из проекта нормативов ПДВ. Максимальный объем выбросов загрязняющих веществ производится предприятием на этапе подготовка и переработка попутного газа (68,6%). Основные источники загрязнения: дизель-генераторы, котельные установки, участвующие в основных технологических процессах, печи подогрева, факельные установки. В качестве маркерных веществ приняты наиболее значимые для каждого технологического этапа загрязняющие вещества. Показатели по фактическим данным образования и размещения отходов приведены по технологическим этапам;

- Предприятием выявлена только одна внедренная НДТ (Усовершенствованная технология аминовой очистки за счет использования специально подобранных химических реагентов) и еще одна НДТ (Внедрение автоматизированной системы мониторинга на источниках) планируется к внедрению;

- Проведенная экспертная оценка технологических процессов ТОО «Казахойл Актобе» на соответствие принципам наилучших доступных технологий показала, что на предприятии внедрён целый ряд технологий, соответствующих критериям НДТ, как в области общих технологий добычи нефти и газа, так и в области снижения эмиссий в окружающую среду, и в области энергоэффективности, однако в Информационной справке предприятия они отсутствуют;

- В качестве планируемой к внедрению НДТ выбрана технология внедрения автоматизированной системы мониторинга на источниках. Внедрение технологии запланировано в 2023 году, позволит снизить выбросы загрязняющих веществ на 7,7%, потребует затрат в объеме 0,5 млрд тенге;

- Анализ технологического процесса добычи нефти на предприятии свидетельствует о гораздо большем количестве НДТ планируемых к внедрению с учетом существующей программы повышения экологической и энергетической эффективности.

Таким образом, экспертной группой рекомендуется предприятию расширить перечень внедренных и планируемых к внедрению НДТ с учетом источников загрязнения, дающих наибольший вклад в валовые выбросы, и другие источники воздействия на окружающую среду, а также за счет включения НДТ из ИТС 50-2017 и европейских справочников НДТ в части переработки газа.

На основании экспертной оценки технологий по добыче нефти и газа ТОО «Казахойл Актөбе», проведенной согласно «Методики проведения экспертной оценки технологических процессов организаций на соответствие принципам наилучших доступных технологий» и результатов выездного обследования в рамках комплексного технологического аудита, проводимого на промышленных объектах, оказывающих наибольшее негативное воздействие на окружающую среду в Республике Казахстан (февраль 2021 года), экспертная группа констатирует потенциальное соответствие технологии предприятия принципам наилучших доступных технологий, на предприятии внедрены технологии, включенные в российские и европейские справочники НДТ (ИТС НДТ 28-2017 «Добыча нефти», ИТС НДТ 29-2017 «Добыча газа», ИТС НДТ 50-2017 «Переработка природного и попутного газа», Best Available Techniques (BAT) Reference Document for the Refining of Mineral Oil and Gas, 2015 и др.), сделан вывод о том, что планируемые к реализации на предприятии в рамках программ повышения экологической и энергетической эффективности новые технологии имеют перспективы внедрения в качестве наилучших доступных технологий.