

**Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих
веществ в атмосферный воздух от источников объектов АФ
компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» на 2023-2027
гг.**

Дирктор
ТОО «Line Plus»



Есқайыров С. Ғ.

г. Актобе, 2022 г.

Список исполнителей

Эколог-проектировщик

Мусин А.

АННОТАЦИЯ

Проект нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от источников объектов АФ компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» на 2022-2027 гг. разработан на основании договора на оказании услуг в сфере природоохранного проектирования между заказчиком АФ компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» и генеральным подрядчиком ТОО «Line Plus».

В данной работе рассчитаны нормативы допустимых выбросов загрязняющих веществ (НДВ) в атмосферный воздух от источников выбросов месторождения «Акжар» и ПСП Кенкияк АФ компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.».

В данном проекте определены, рассчитаны и систематизированы характеристики источников выделений и выбросов загрязняющих веществ от источников месторождения «Акжар».

Дополнительно сообщаем, что пункт 36 Методики в части, **проведении плана технических мероприятий по снижению выбросов в окружающую среду**, при разработке проекта так же не применялось, в связи с отсутствием превышения ПДК загрязняющих веществ на границе области воздействия. В подтверждение тому смоделирована карта расчета рассеивания приземных слоев концентрации с учетом метеорологических характеристик местности.

Проект выполнен в соответствии с требованиями **экологического кодекса РК** от 2 января 2021 года, законами и нормативными актами по охране окружающей среды, действующими в РК на момент разработки настоящего проекта.

Основная производственная деятельность предприятия является: разработка и добыча нефти на месторождении «Акжар».

Проект корректировка «НДВ» разрабатывается для получения экологического разрешения на воздействие для объектов 1 категории.

В проекте нормативов ПДВ учтены следующие объекты:

- *Промышленная площадка №1 (Акжар)* – промысел, УПСВ (установка предварительного сброса воды), УПН (участок подготовки нефти), вахтовый поселок, АЗС, РММ, промбаза

- *Промышленная площадка №2 (ПСП-Кенкияк)* -

Проект нормативов ПДВ включает в себя общие сведения о предприятии и характеристику применяемого оборудования, расчет количественных характеристик выбросов загрязняющих веществ, план мероприятий по снижению выбросов в период неблагоприятных условий, обоснование санитарно-защитной зоны, а также нормативы выбросов загрязняющих веществ.

По состоянию на 2022 года в целом на предприятии имеется 681 источников выбросов вредных веществ в атмосферу, из них 480 – организованных, 201 – неорганизованных источников выброса.

Общее количество выбросов загрязняющих веществ при эксплуатации предприятия в настоящем проекте нормативов НДВ установлено по годам:

- на 2023 год составит **743,1925973 т/год**.

От источников выбросов предприятия атмосферный воздух загрязняется загрязняющими веществами 34 –наименований и 5 групп суммаций.

Расчеты максимальных приземных концентраций загрязняющих веществ в атмосферу произведены по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы "ЭРА v3.0".

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

качестве допустимых величин.

Для нормирования и контроля качества атмосферного воздуха в ближайшей жилой зоне и на границе области воздействия в настоящем Проекте разработаны и предложены:

1. Расчеты рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосфере;
2. Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2023-2027 года;
3. План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов, границе области воздействия и контрольных точках.

Год достижения НДВ принят – 2023 гг.

СОДЕРЖАНИЕ

АННОТАЦИЯ.....	3
ВВЕДЕНИЕ	6
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	7
2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ	9
2.1. Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы	9
2.2. Краткая характеристика существующих установок очистки газа	27
2.3. Оценка степени соответствия применяемой технологии, технических средств сокращения потерь передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом ..	27
2.4. Перспектива развития предприятия	27
2.5. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ	28
2.6. Залповые и аварийные выбросы	35
2.7. Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу	35
2.8. Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета НДВ	36
3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ.....	37
3.1 Метеорологические характеристики и коэффициенты	37
ЭРА V3.0.....	37
3.2 Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы.....	37
3.3 Предлагаемые нормативы выбросов.....	48
3.4 Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства.....	50
3.5 Уточнение границ области воздействия	50
3.6 Данные о пределах области воздействия	50
3.7 Район размещения объекта и прилегающие территории	50
3.8 Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ	51
4. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫБРОСАМИ ПРЕДПРИЯТИЯ И СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ НДВ	52
5. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	56

ПРИЛОЖЕНИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Проект нормативов эмиссий (допустимых выбросов) разработан на основании нормативно – правовых актов Республики Казахстан, базовыми из них являются следующие:

- Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
- Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года;
- Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах;
- Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.

При разработке проекта НДВ использованы основные директивные и нормативные документы, инструкции и методические рекомендации по нормированию качества атмосферного воздуха, указанные в списке использованной литературы.

Целью настоящего Проекта нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ являлось:

- установление нормативов допустимых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию, так и по отдельным источникам загрязнения атмосферы.
- организация контроля, соблюдения установленных норм выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

Разработчик проекта нормативов эмиссий (НДВ)	Заказчик проекта нормативов эмиссий (НДВ)
Товарищество с ограниченной ответственностью (ТОО) «Line Plus» Адрес: Республика Казахстан, Актюбинская область, ул.Тургенева 3В	Компания «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» Актюбинский филиал Юридический и фактический адрес: РК, 030008, г. Актобе, ул. Бокенбай батыра, 2БЦ «Dastan», 6-10 этажи тел.: 8 (7132) 232-828, 236-161

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Месторождение Акжар расположено в Байганинском районе Актюбинской области Республики Казахстан. Областной центр – г.Актобе расположен на расстоянии 260 км в северном направлении от месторождения Акжар. Районный центр – с.Байганин расположен на расстоянии 100 км в северо-западном направлении от месторождения Акжар. Ближайшие населенные пункты с.Жаркамыс и с.Кемерши расположены на расстоянии 30км и 25 км в южном направлении от месторождения Акжар.

План-схема источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу приведена в приложении 1.

В настоящем проекте нормативов Предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу учтены следующие площадки, которые представлены в таблице 1.1.

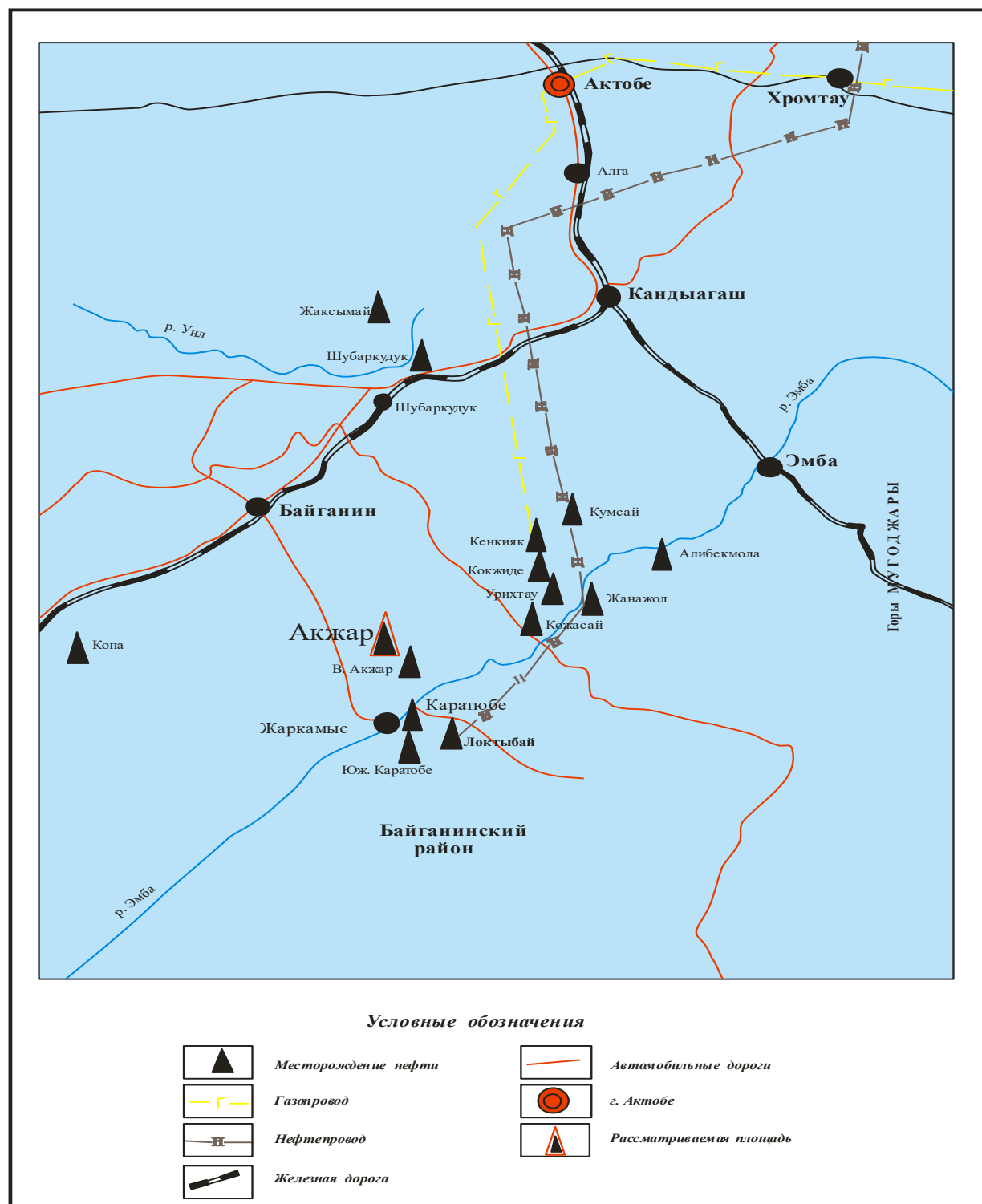
Таблица 1.1Промышленная площадка АФ компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.»

№ п/п	Наименование производств		Размер СЗЗ
001	Промысел	Месторождение Акжар	1000
002	УПН (участок подготовки нефти)		
003	УПСВ (установка предварительного сброса воды)		
004	Промбаза		
005	Вахтовый поселок		
006	ПСП «Кенкияк»		500

Для объектов по добыче нефти и газа размер санитарно-защитной зоны составляет не менее 1000 м.

Обзорная карта расположения месторождения представлена на рисунке 1.1.

Рисунок 1.1 - Обзорная карта района расположения месторождения Акжар



2. ХАРАКТЕРИСТИКА ОПЕРАТОРА КАК ИСТОЧНИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ

Краткая характеристика технологии производства и технологического оборудования с точки зрения загрязнения атмосферы Подготовка нефти и газа на месторождении

В соответствии с разделом «Требования и рекомендации к системе сбора и промысловой подготовки продукции скважин и транспортировка» Тех. схемы разработки месторождения Акжар, приняты решения лучевой системы сбора продукции, которая до минимума сокращает потери нефти и газа при внутрипромысловом сборе и подготовке нефти по месторождению, при транспортировке нефти по трубопроводу. На данном этапе, на месторождении для замеров дебитов скважин применяются 4 замерные установки. Подключение скважин к замерным установкам осуществляется по территориальному признаку. Продукция скважин месторождения Акжар транспортируется по выкидным линиям диаметром 80 мм к замерным установкам, где происходит индивидуальный замер дебитов. После замеров дебитов продукция скважин транспортируется от манифольдной станции по нефтесборному коллектору диаметром 100 мм к осевому коллектору на Северном и Юго-Восточном участке месторождения и, далее, на установку подготовки нефти (УПН). Диаметр нефтесборных коллекторов рассчитан на поток добываемой продукции от 20 скважин. В УПН происходит подготовка нефти до товарной кондиции с последующей сдачей потребителям. Производительность УПН составляет 2000 т /сутки. Ввод в эксплуатацию осуществлен в 2006 году. Данная установка обеспечивает подготовку нефти до показателей, удовлетворяющих требованиям технических условий и государственных стандартов на нефть, поставляемую на экспорт (ГОСТ Р 51858-2202 «Нефть. Общие технические условия», ГОСТ 9965-76 «Нефть товарная»).

Процесс подготовки нефти включает в себя:

- процесс сепарации нефти
- обезвоживание нефти до товарного качества;
- хранение товарной нефти и отгрузка к потребителю;
- систему подготовки пластовой воды;
- систему поддержания пластового давления для закачки пластовой воды в пласт.

На УПН нефтяная эмульсия с расходом 32 м³/час подается в нефтегазовый сепаратор (НГС) со сбросом воды объемом 100 м³, для отделения нефти от попутного нефтяного газа, пластовой воды и механических примесей.

Нефтегазовый сепаратор рассчитан для разгазирования и обезвоживания нефтяной эмульсии температурой до 70°C, в объеме до 1500 м³/сутки, содержанием воды до 50% и временем отстоя 30 минут. Постоянное рабочее давление 2-2,5 кгс/м² поддерживается с помощью регулятора давления «до себя», установленный на газовой линии. Межфазный уровень поддерживается в пределах 950-1000 мм, верхний уровень жидкости не более 3000 мм. Для контроля уровнем предусмотрены датчики регулятора межфазного уровня и уровнемер.

Предусмотрено 2 нефтегазовых сепаратора объемом 50 м³.

Нефтегазовый сепаратор оснащен спринклерной системой (пескоструйная насадка) для вывода механических примесей и песка из состава нефтяной эмульсии через удлиненный патрубок, установленный ниже патрубков выхода нефти и воды, с целью обеспечения минимального проникновения песка в нефть и пластовую воду.

На линии вывода механической примеси и песка из нефтегазового сепаратора предусмотрено быстро съемное соединение, для отгрузки твердых частиц по передвижную цистерну для отправки в места дальнейшей утилизации.

Газовая фаза из нефтегазового сепаратора направляется на печи через ГРП и на дежурную горелку. Однако, ввиду недостатка газа, весь газ направляется на собственные нужды.

Печи для подогрева нефти ПП-0,63АЖ полезной тепловой мощностью 0,73 МВт, производительностью по нагреваемому продукту 13,3 кг/с могут обеспечить подогрев нефти с температурой на входе в подогреватель 5-50°C на выходе до 76-90°C. Необходимость подогрева нефти до нефтегазового сепаратора определяется обеспечением оптимального условия сепарации в зависимости от состава нефти, учитывая, что увеличение температуры нефти снижает ее вязкость, тем самым, способствуя к улучшению разделения газа и воды от нефти. Рабочее давление в змеевике 6,3 МПа. В качестве теплоносителя используется вода с параметрами 95-70°C.

Подготовленная нефть после нефтегазового сепаратора через счетчик нефти и исполнительный механизм направляется к двум резервуарам хранения товарной нефти вместимостью 1000 м³ каждый. Уровень нефти в резервуарах поддерживается не более 8 м и контролируется высокоточным прибором «Индикатором уровня жидкости». Один раз в сутки накопившаяся подтоварная вода из резервуаров сливается в дренажные емкости.

Товарная нефть из резервуаров технологическими насосами производительностью 50 м³/ч направляется на автоналивную эстакаду для налива в автоцистерны, транспортирующие подготовленную нефть на пункт приема нефти в пос. Кенкияк, расположенный в 80 км от месторождения Акжар.

Технологически неизбежное сжигание газа на факеле

При проведении пусконаладочных работ оборудования и систем (установок) процедурой проведения пусконаладочных работ предусмотрена продувка газа систем со сбросом на факел по следующим причинам:

- для вытеснения кислорода во избежание образования взрывоопасных концентраций для поддержания рабочего давления при проведении работ по пуску и пусконаладке тупиковых участков факельных коллекторов с целью предотвращения образования участков, подверженных коррозии.

Получен Протокол РГ МЭ РК от 24.11.2017 за №4 об утверждении объемов сжигания газа на 2018 год в объеме 14,721 тыс.м³/год.

Основной способ добычи нефти на месторождении – лучевая схема «пласт-скважина - УПН».

Промысел

Технологической схемой сбора нефти со скважин месторождения Акжар предусматривается следующая схема подключений выкидными линиями:

Скважины №№ А-1, А-3, А-4, А-13, А-18, А-20, А-35, А-36, А-37, Г-18, Г-23, Г-25, 407а, 221÷223 к площадке промежуточного манифольда MF-1;

скважины №№ А-2, А-15, А-16, А-17, А-25, А-26, А-27, А-33, 81, 82, 201, 202, 212, 217÷219, 227÷229, 235, 236 к площадке промежуточного манифольда MF-2;

скважины №№ А-8, А-11, А-14, А-21, Г-26, Г-27, 100, 101, 102, 213, 214, 268, 275 к площадке промежуточного манифольда MF-3;

скважины №№ 83, 87, 89, 94а, 205÷211, 406а к площадке промежуточного манифольда MF-4;

скважины №№ 91, 92, 217÷227, 241÷244, 260 и скважины 84, 245, 265, 266 через площадку манифольда М-265 к площадке промежуточного манифольда MF-5;

скважины №№ 203, 204, 215, 216, 228÷234, 248, 251, 253, 254, 271 к площадке промежуточного манифольда MF-6.

сборные коллекторы от манифольдов MF-1, MF-2, MF-3, MF-4, MF-5, MF-6 на блок входного манифольда MF УПН.

Обустройство устья скважины включает в себя:

- отключающие задвижки, обратный клапан, обвязочные трубопроводы;
- площадку под ремонтный агрегат;
- площадку под инвентарные приемные мостки;
- якоря оттяжек мачты ремонтного агрегата;
- емкость РГС V-50м³, эколог.емкость V-12м³;
- площадку автоналива;

Средний дебит скважин – 30-70 м³/сут.

Замер дебита каждой скважины производится счетчиками СКЖ.

Температура скважинной продукции на устье +17...+20 °С.

Способ эксплуатации скважин – механизированный, с использованием винтовых штанговых насосов производства компании KUDU (Канада).

Трубопроводы обвязки скважин выполнены из стальных электросварных прямошовных труб Ø89х3,5 мм по ГОСТ 10704-91.

Продукция от скважин посредством винтовых штанговых насосов по выкидным линиям поступает на площадки промежуточных манифольдов MF-1÷MF-6 с давлением не превышающим 1,0 МПа

Рабочее давление выкидных линий – до 1,0 МПа.

Расчетное давление выкидных линий – 4,0 МПа.

Выкидные линии выполнены в подземном исполнении с глубиной заложения на 0,5 м. ниже глубины промерзания грунта.

Выкидные линии выполнены из стальных электросварных прямошовных термически обработанных по сварному соединению труб Ø89х3,5 мм по ГОСТ 10704-91. Выкидные линии нефтяных скважин, согласно ВСН 2.38-85 классифицируются как нефтегазопроводы III класса, транспортирующие среды со средним содержанием сероводорода, и относятся к трубопроводам IV категории.

Сборные коллекторы предназначены для транспортировки продукции скважин от промежуточных манифольдов MF-1÷MF-6 до блока входного манифольда MF на УПН и УПСВ.

Сборные коллекторы выполнены в подземном исполнении. Глубина заложения на 0,5 м ниже глубины промерзания грунта.

Сборные коллекторы приняты из стальных электросварных прямошовных труб Ø159х4,5 мм по ГОСТ 10704-91.

Сборные коллекторы согласно ВСН 51-2.38-85 классифицируются как нефтегазопроводы III класса, транспортирующие среды со средним содержанием сероводорода, и относятся к трубопроводам IV категории.

Предусмотрено антикоррозионное покрытие и катодная защита выкидных линии и сборных коллекторов.

На площадках промежуточных манифольдов MF-1÷MF-14 предусматривается размещение следующих сооружений:

- помещение манифольда, с установкой в нем расходомера типа СКЖ;
- дренажная емкость V=8 м³ для сбора дренажа с технологического оборудования;
- установка дозирования химреагентов (УДХ), для ввода химреагентов способствующих выделению воды из водонефтяной эмульсии;
- мерная емкость V=16 м³ для периодических проверок расходомеров СКЖ.

Манифольд MF-1 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ А-1, А-3, А-4, А-13, А-18, А-20, А-35, А-36, А-37, Г-18, Г-23, Г-25, 407а, 221÷223, 281, Г-25, 230, 286, 295, 222 и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-2 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ А-2, А-15, А-16, А-17, А-25, А-26, А-27, А-33, 81, 82, 201, 202, 212, 217÷219, 227÷229, 235, 236, 315, 289, 288 и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-3 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ А-8, А-11, А-14, А-21, Г-26, Г-27, 100, 101, 102, 213, 214, 268, 275, 459, 391 и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-4 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№83, 87, 89, 94а, 205÷211, 406а и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-5 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 91, 92, 217÷227, 241÷244, 260, 84, 245, 265, 266, 475, 465 и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-6 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 91, 203, 204, 215, 216, 228÷234, 248, 251, 253, 254, 271 и направления потока в сборный коллектор.

Манифольд MF-7 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 477, 469, 471, 479, 482

Манифольд MF-8 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№428, 458, 434, 379, 377.

Манифольд MF-9 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№294, 226, 285

Манифольд MF-10 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№307, 224, 327, 319а, 311, 321, 309, 287

Манифольд MF-11 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№445, 338, 387, 394, 399, 400, 443, 450, 453, 447, 421

Манифольд MF-12 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 364, 426, 102, 351, 350, 345, 424, А73, 430, 362, 429, 258, 425

Манифольд MF-13 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 463, 462, 300, 299

Манифольд MF-14 предназначен для сбора, измерения продукции от скважин №№ 330, 341, 433, 437, 441, 331

Блок входящего манифольда MF на УПН и УПСВ предназначен для сбора скважинной продукции от промежуточных манифольдов MF-1÷MF-6 и направления потока далее в процесс подготовки на УПН.

Сброс дренажа с замерных установок предусматривается в дренажные емкости ЕП-8-2000-1300-2 (ДЕ-1 на MF-1, ДЕ-2 на MF-2, ДЕ-3 на MF-3, ДЕ-4 на MF-4, ДЕ-5 на MF-5, ДЕ-6 на MF-6, ДЕ-7 на MF-7, ДЕ-8 на MF-9, ДЕ-10 на MF-10, ДЕ-11 на MF-11, ДЕ-12 на MF-12, ДЕ-13 на MF-13, ДЕ-14 на MF-14) V=8 м³.

Опорожнение дренажных емкостей VE-1/2/3/4 производится по мере их заполнения вакуумной откачкой в автоцистерну для транспортирования на существующую площадку производственных отходов (шламонакопитель).

В целях сохранения природных комплексов, предусмотрены мероприятия, обеспечивающие сохранность ландшафта, а так же минимальное нарушение естественных ландшафтов.

УПСВ (установка предварительного сброса воды)

Нестабильная нефть от группы скважин по трубопроводу Ду150 с манифольда поступает по трубопроводу Ду150 на площадку существующих печей подогрева П-01, П-02 и П-03. Подогретая нефтяная эмульсия подается в нефтегазовые сепараторы со сбросом воды НГС-1/2 объемом 100 м³ каждый. Кроме того имеется возможность направления нефти поочередно через первый сепаратор и печи, а также далее через второй сепаратора и

печи на резервуары - нефтяными центробежными насосными агрегатами производительностью $20\text{ м}^3/\text{час}$ /напор до 90м /электрической мощностью 7,5кВт.

А также дополнительно нефть со скважин нефтевозами перевозятся на площадку слива нефти, и сливается самотеком через коллектор в подземные емкости ЕП-01, ЕП-02, ЕП-03. Отстоявшаяся сырая нефть с подземных емкостей ЕП-01, ЕП-02, ЕП-03 с помощью полупогружных насосов НВЕ-50/50 по трубопроводу перекачивается в существующие П-01, П-02 и П-03 печи подогрева. Подогретая нефтяная эмульсия подается в нефтегазовые сепараторы со сбросом воды НГС-1/2 объемом 100 м^3 каждый, для отделения нефти от попутного нефтяного газа, пластовой воды.

Нефтегазовые сепараторы НГС-1/2 рассчитаны для разгазирования и обезвоживания нефтяной эмульсии температурой до 70°C , в общем объеме до $3000\text{ м}^3/\text{сутки}$, содержанием воды до 50% в течение времени удержания 30 минут. Постоянное рабочее давление 2-2,5 кгс/м² поддерживается с помощью регулятора давления «до себя», установленный на газовой линии. Межфазный уровень поддерживается в пределах 950-1000 мм, верхний уровень жидкости не более 3000 мм. Для контроля уровнем предусмотрены датчики регулятора межфазного уровня и уровнемер.

Нефтегазовые сепараторы НГС-1/2 оснащены спринклерной системой (пескоструйная насадка) для вывода механических примесей и песка из состава нефтяной эмульсии через удлиненный патрубок, установленный ниже патрубков выхода нефти и воды, с целью обеспечения минимального проникновения песка в нефть и пластовую воду.

На линии вывода механической примеси и песка из нефтегазового сепаратора НГС-1 предусмотрено быстросъемное соединение, для отгрузки твердых частиц в передвижную цистерну для отправки в места дальнейшей утилизации.

Пластовая вода из нефтегазовых сепараторов НГС-1/2 через исполнительный механизм, работающий за счет датчика регулятора уровня, сбрасывается по дренажной линии в существующие подземные дренажные емкости ЕД-01, ЕД-02, ЕД-03 и ЕД-04.

Дренажный коллектор от всего емкостного оборудования УПСВ собирает дренаж в существующие подземные дренажные емкости НГС-1/2 объемом 50 м^3 каждая, и после отстоя сточная вода перекачивается с погружными насосами для подготовки горячей воды закачки в пласт или на УПН. Настоящим проектом предусматривается проектирование насосного агрегата для перекачки пластовой воды с УПСВ на УПН. Насосная станция УНР 130-132 на базе насосного агрегата НБ-125 производительностью до $80\text{ м}^3/\text{час}$ /напор до 1200м / электрическая мощность 132кВт*час.

Согласно проекта «Модернизация УПСВ м/р Акжар» уже имеются:

- Ограждение площадки УПСВ (расширение);
- Площадка входного манифольда (расширение);
- Площадка рабочего нефтегазового сепаратора НГС100-2/1;
- Площадка рабочего нефтегазового сепаратора НГС100-2/2;
- Площадка ГРПШ;
- Площадка блока розжига факела;
- Площадка печи подогрева нефти;
- Площадка блока подготовки жидкого топлива;
- Площадка под РВС-400№1 и РВС-400№2 для хранения нефти;
- Здания насосной станции;
- Площадка вертикального факела;
- Межплощадочные технологические трубопроводы;
- Прожекторные мачты (расширение).

Линия перекачки пластовой воды

От УПСВ «Акжар» до резервуара пластовой воды РВС 400 на УПН «Акжар» проложена подземная линия перекачки пластовой воды протяженностью $L=3300$ м. Глубина заложения на 0,5 м. ниже глубины промерзания грунта. Линия перекачки пластовой воды выполнена из стальных электросварных прямошовных труб $\varnothing 89 \times 3,5$ мм по ГОСТ 10704-91.

УПН

Установка подготовки нефти «Акжар» была построена в соответствии с рабочим проектом, разработанным «PM LUCAS ENTERPRISES Limited» в 2005 г. и обеспечивала подготовку нефти до показателей, удовлетворяющих требованиям технических условий и государственных стандартов на нефть, поставляемую на экспорт (СТ РК 1347-2005 «Нефть. Общие технические условия»).

С момента введения в эксплуатацию УПН «Акжар» неоднократно модернизировался: расширился парк резервуаров товарной нефти на два резервуара РВС-3000, дополнительно построены 2 резервуара для хранения запаса противопожарной воды объемом 400 м³, 2 площадки слива нефти с автоцистерн с подземными емкостями в количестве 8 шт объемом 63 м³ каждая, перекачивающая насосная станция для товарной нефти из резервуарного парка УПН «Акжар» по нефтепроводу УПН «Акжар» - ПСП «Кенкияк» с соответствующими сооружениями.

В рамках расширения системы подготовки пластовой воды и закачки воды в пласт на территории УПН построены трехфазный сепаратор нефти, дренажная емкость для уловленной нефти, резервуар пластовой воды РВС-1000 и 400 м³, насосная станция для закачки воды в скважину.

Процесс подготовки нефти включает в себя:

- стадию отделения газа, пластовой воды и механических примесей от нефти;
- стадию подготовки пластовой воды;
- отгрузка нефти к потребителю.
- отгрузка пластовой воды для закачки в пласт.

Нефтяная эмульсия от нефтесборных коллекторов промежуточных манифольдов MF-1, MF-2, MF-4, MF-5 и нефть от УПСВ «Акжар» через блок входящего манифольда с расходом 32 м³/час подается в нефтегазовые сепараторы со сбросом воды VE-101/102 объемом 100 м³ каждый, для отделения нефти от попутного нефтяного газа, пластовой воды.

Нефтегазовые сепараторы VE-101/102 рассчитаны для разгазирования и обезвоживания нефтяной эмульсии температурой до 70°C, в общем объеме до 3000 м³/сутки, содержанием воды до 50% в течение времени удержания 30 минут. Постоянное рабочее давление 2-2,5 кгс/м² поддерживается с помощью регулятора давления «до себя», установленный на газовой линии. Межфазный уровень поддерживается в пределах 950-1000 мм, верхний уровень жидкости не более 3000 мм. Для контроля уровнем предусмотрены датчики регулятора межфазного уровня и уровнемер.

Нефтегазовые сепараторы VE-101/102 оснащены спринклерной системой (пескоструйная насадка) для вывода механических примесей и песка из состава нефтяной эмульсии через удлиненный патрубок, установленный ниже патрубков выхода нефти и воды, с целью обеспечения минимального проникновения песка в нефть и пластовую воду.

На линии вывода механической примеси и песка из нефтегазового сепаратора VE-101 предусмотрено быстросъемное соединение, для отгрузки твердых частиц в передвижную цистерну для отправки в места дальнейшей утилизации.

Пластовая вода из нефтегазовых сепараторов VE-101/102 через исполнительный механизм, работающий за счет датчика регулятора уровня, сбрасывается по водяному

коллектору в резервуар пластовой воды ТК-107 объемом 400 м³, предназначенный также для приема пластовой воды с УПСВ «Акжар», где происходит отстой и подготовка пластовой воды для ее перекачки насосами PR-111-1/2 через блок гребенки БГ-104 по высоконапорному водоводу Ду80 к нагнетательным скважинам А-12, А-22. Объем закачки составляет 600-2000 м³/сут.

Нефтяная пленка из резервуара ТК-107,108 подается в подземную дренажную емкость VE-202-3 и по мере накопления перекачивается погружным насосом PC-201-3 на начало технологического процесса к входу нефтегазовых сепараторов VE-101/102.

Дренажный коллектор от всего емкостного оборудования УПН собирает дренаж в подземные дренажные емкости VE-202-1/2/4 объемом 50м³ каждая, и после отстоя сточная вода перекачивается с погружными насосами PC-201-1/2/4 на автоцистерны для отправки на места утилизации.

Газовая фаза из нефтегазовых сепараторов VE-101/102 через регулятор давления на газовой линии и предохранительный клапан на предохранительной линии направляется для сжигания на факельную установку FS-101.

К самой нижней точке газопровода подключен конденсатосборник VE-104 объемом 16 м³ с насосом PC-113 для отгрузки собранного конденсата в автоцистерны.

Печи для подогрева нефти Н-101, Н-102, Н-103 типа ПП-0,63АЖ полезной тепловой мощностью 0,73 МВт, производительностью по нагреваемому продукту 13,3 кг/с могут обеспечить подогрев нефти с температурой на входе в подогреватель 5-50°С на выходе до 76°С по необходимости до нефтегазовых сепараторов VE-101/102 и после. Необходимость подогрева нефти до нефтегазовых сепараторов VE-101/102 определяется обеспечением оптимального условия сепарации в зависимости от состава нефти, учитывая, что увеличение температуры нефти снижает ее вязкость, тем самым, способствуя к улучшению разделения газа и воды от нефти. Рабочее давление в продуктовом змеевике 6,3 МПа. Теплоноситель вода с параметрами 95-70°С.

Подогреватели нефти оснащены горелками, работающие на нефти через блок подготовки жидкого топлива FRU-201, оборудованием КИПиА для контроля за рабочими параметрами.

Подготовленная нефть после нефтегазовых сепараторов VE-101/102 направляется к трем резервуарам нефти ТК-101/102/103 вместимостью 1000 м³ каждый и двум резервуарам нефти ТК-112/113 вместимостью 3000 м³ каждый.

Уровень нефти на резервуарах поддерживается и контролируется.

Циркуляционные насосы PR-107-1/2 производительностью 20 м³/ч служит для циркуляции нефти из резервуаров ТК-101/102/103 и ТК-112/113 через печи подогрева нефти Н-104/105 и Н-101/102/103, для перекачки некондиционной нефти из резервуара ТК-101/102/103 и ТК-112/113 на начало процесса и для откачки накопившаяся подтоварную воду из резервуаров нефти ТК-101/102/103 и ТК-112/113 в резервуар пластовой воды ТК-107.

Вслучае доставки нефти с площадок промежуточных манифольдов системы сбора нефти на УПН «Акжар» автоцистернами, в технологической схеме УПН предусмотрены Площадка слива нефти №2 с подземными емкостями для приема нефти VE-202-9/10/11/12 объемом V=50 м³ каждая. Слитая из автоцистерн нефть откачивается с помощью насосов PR-114-1/2 (НБ-50), далее нефть попадает в дренажную емкость для сбора нефти VE-202-3, далее с помощью полупогружных насосов НВЕ 50/50 нефть подается в систему подготовки нефти УПН.

Также на УПН Акжар предусмотрен прием нефти с площадки слива нефти №2 (Казахмыс). Товарная нефть принимается на емкости VE-202-5/6/7/8 и с помощью полупогружных насосов подается PC-201-3/4 на резервуары ТК-112/113

Товарная нефть из резервуаров ТК-101/102 и ТК-112/113 насосами отгрузки нефти PR-108-1/2/3/4 производительностью 30м³/ч направляется на автоналивную эстакаду для налива в автоцистерны, и подается на всас бустерного насоса PR-109-1/2 для подачи нефти через фильтр F-103-1/2 к перекачивающим насосам PR-109-1/2 по нефтепроводу УПН «Акжар» - ПСП «Кенкияк».

В случае пожара для тушения предусмотрена система защиты от пожара и насосная пожаротушения с противопожарными насосами PC-114, PC-115, PC-116. Для хранения и изготовления раствора пенообразователя предусмотрен блок бокс пенотушения. Вода для запаса воды на цели пожаротушения хранятся в резервуарах общей вместимостью 400 м³ ТК-110/111 общей вместимостью 800 м³.

Для компенсации потерь тепла все резервуары для хранения нефти, пластовой воды, противопожарного запаса воды, жидкого топлива и технологические оборудования имеют тепловую изоляцию толщиной 40-60 мм с защитным металлическим покрытием.

Все технологические трубопроводы стальные, проложены надземно на трубопроводных эстакадах. Для защиты трубопроводов и контрольно-измерительных приборов от обледенения в холодный период предусмотрена тепловая изоляция и обогрев термокабелями производства «BARTEC». Поддерживаемая температура для всех нефтяных, технологических и газовых линий составляет 10°C, для водопровода и химических линий составляет 5°C.

ПСП Кенкияк

В составе ПСП Кенкияк-АПИ предусмотрены следующие технологические сооружения:

- узел приема очистных устройств;
- оперативный узел учета нефти;
- узел с предохранительных устройств;
- резервуары V=2000м³ - 4шт;
- печи подогрева ПП-0,63АЖ – 3 шт.;
- фильтры-грязеуловители;
- насосная с циркуляционными насосами и насосами перекачки нефти;
- дренажная емкость ЕП 63-3000-1-2;
- дренажная емкость ЕП 8-2000-1-2;
- коммерческий узел учета нефти;
- узел подготовки жидкого топлива.
- площадка слива нефти из автоцистерн, включающая две емкости V=100 м³, оборудованные погружными насосами НВ 50/50.

Узел приема очистных устройств типа УЗПЗ 1М-200-8.0 предназначен для приема очистных устройств при проведении периодической очистки внутренней полости линейной части нефтепровода без остановки перекачки продукции. После операций по приему очистных устройств осуществляется опорожнение камеры приема очистных устройств в дренажную емкость Е-5.

В узле приема очистных устройств в качестве запорной арматуры на входе в камеру приема устанавливается шаровой кран с ручным приводом XV-047. На остальных

трубопроводах узла запуска очистных устройств устанавливаются фланцевые задвижки с ручным приводом.

Нефть, поступившая по нефтепроводу с НПС УПН Акжар, через запорную арматуру XV-048 направляется на оперативный узел учета, где установлен расходомер марки OPTIMASS 7300C-T50.

Массовый расходомер OPTIMASS 7300C-T50 со вторичным преобразователем MFC 300C осуществляет измерение массового и объемного расхода, температуры и плотности нефти.

Все результаты измерений показателей направляются в операторную на контроллер системы SCADA.

Контроль загазованности осуществляется датчиком загазованности, установленным у узла учета нефти.

Далее нефть проходит блок предохранительных устройств, оборудованный предохранительными клапанами типа СППК5Р-100-16, который служит для защиты от превышения давления в оборудовании и технологических трубопроводах, и поступает в резервуары нефти РВС-1, 2, 3, 4. До и после каждого предохранительного устройства устанавливаются отключающие задвижки с ручным приводом. Эти задвижки должны быть опломбированы в открытом положении. Контроль работы предохранительных клапанов производится по показаниям манометров, установленных по месту до и после клапанов.

РВС-1, 2, 3, 4 представляют собой стальные вертикальные резервуары объемом $V=2000\text{ м}^3$ со стационарной крышей без понтона, оборудованные:

- приемо-раздаточными устройствами;
- коренной запорной арматурой с механическим приводом;
- дыхательными клапанами, оборудованными огнепреградителями;
- автоматикой пожарной сигнализации и системой пенотушения.
- системой контроля технологических параметров.

В случае доставки нефти на ПСП Кенкияк-АПИ посредством автотранспорта в технологической схеме ПСП предусмотрена площадка слива нефти с автоцистерн в 2 подземные емкости объемом $V=100\text{ м}^3$ каждая. Слитая из автоцистерн нефть откачивается с помощью погружных насосов, установленных на емкостях, в резервуары РВС-1, 2, 3, 4.

Из резервуаров РВС-1, 2, 3, 4 нефть поступает на прием циркуляционных насосов Н-7,8 типа 6НК-9х1 (один насос рабочий, один резервный).

Насосы Н-7,8 – типа 6НК-9х1 – центробежные, горизонтальные, консольные, одноступенчатые с двойным уплотнением вала. Характеристики насосов 6НК-9х1: подача $Q=120\text{ м}^3/\text{час}$; напор $H=65\text{ м}$; мощность $N=37\text{ кВт}$. Электродвигатели насосов имеют взрывозащищенное исполнение.

Циркуляционными насосами Н-7,8 нефть с давлением до 0,65 МПа прокачивается через печи подогрева нефти П-3/4 типа ПП-0,63АЖ, где нагревается до 60°C .

Также с линии нагнетания циркуляционных насосов Н-7,8 нефть через узел учета топлива для печей подогрева П-3/4 поступает на пополнение топливной емкости Е-4 объемом $V=10\text{ м}^3$.

Нефть из Е-4 проходит через фильтры для очистки от механических примесей и поступает на блок топливных насосов Н-5,6, которыми с давлением P до 40 кг/см^2 и подачей Q до $0,44\text{ дм}^3/\text{с}$ подается в топливную систему П-3/4.

До и после фильтров установлены измерительные преобразователи давления с передачей показаний на контроллер системы SCADA в операторную ПСП.

В системе технологических трубопроводов ПСП предусмотрена линия горячей циркуляции, по которой нагретая нефть после П-3/4 может быть направлена в резервуары РВС-1, 2, 3, 4 для регулирования температуры продукта в резервуарах.

Нагретая нефть после П-3/4 направляется на фильтры-грязеуловители типа СДЖ-200-1,6-1-1, где происходит очистка нефти от механических примесей.

Контроль загрязнения фильтров-грязеуловителей осуществляется по показаниям манометров, установленных по месту, а также датчиками давления с передачей данных измерений на контроллер системы SCADA в операторной. Контроль загазованности осуществляется датчиком загазованности, установленным у блока фильтров-грязеуловителей.

Далее нефть проходит через блок предохранительных устройств, оборудованный предохранительными клапанами типа СППК5Р-100-16, который служит для защиты от превышения давления в оборудовании и технологических трубопроводах между циркуляционными насосами и насосами перекачки нефти. До и после каждого предохранительного устройства устанавливаются отключающие задвижки с ручным приводом. Эти задвижки должны быть опломбированы в открытом положении. Контроль работы предохранительных клапанов производится по показаниям манометров, установленных по месту до и после клапанов.

После блока предохранительных устройств нефть поступает на прием перекачивающих насосов Н-9,10 (один насос рабочий, один резервный).

Насосы Н-9,10 – нефтяные типа ЦНСн 180-85 – центробежные, горизонтальные, двухсекционные с двойным торцовым уплотнением вала. Характеристики насосов ЦНСн 180-85: подача $Q=180$ м³/час; напор $H=85$ м; мощность $N=75$ кВт. Электродвигатели насосов имеют взрывозащищенное исполнение.

С линии нагнетания насосов Н-9,10 нефть с давлением до 0,85 МПа поступает на коммерческий узел учета нефти (КУУН). На общем коллекторе нагнетания установлен датчик давления с передачей данных измерений на контроллер системы SCADA в операторной.

На коммерческом узле учета нефти установлен расходомер марки Yokogawa.

После коммерческого узла учета нефть направляется в линейный трубопровод на ЛПДС Кенкияк. На площадке ЛПДС Кенкияк, перед врезкой в существующий трубопровод АО «КазТрансОйл», предусмотрен узел оперативного учета расхода нефти, где установлен расходомер марки OPTIMASS 7300C-T50.

Далее нефть проходит отсекающую задвижку ESV-046 с электроприводом, обратный клапан ESV-122 и направляется в трубопровод «КазТрансОйл».

На месторождении Акжар в течение эксплуатации скважин периодически проводится их текущий и капитальный ремонт, проверка технического состояния, а также работы по ликвидации скважин. Ежегодно на месторождении Акжар подрядной организацией проводится бурение новых эксплуатационных скважин. Подрядная организация имеет лицензию на проведение буровых работ и, согласно условий контракта, несет полную ответственность в случае загрязнения окружающей среды.

Режим работы предприятия 24 часа в сутки, 365 суток в год.

2.2. Краткая характеристика источников выбросов загрязняющих веществ

Промысел

Залив нефти из скважины в резервуар, промывка, пропарка, дегазация, налив нефти (источники 0001-0032, 0086-0100, 0102-0115, 0188-0233, 0261-0270, 0324-0400, 0403-0458, 0460-0462, 0464-0474).

Жидкостная смесь насосами KUDU из добывающих скважин подается по выкидным линиям непосредственно в резервуары по 50 м³, расположенные на площадках рядом с рабочей скважиной. Выброс загрязняющих веществ происходит через дыхательный клапан резервуаров. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Емкость для нефти на скважине (операция налива нефти в резервуар под слой) (источник 0101) объемом 28 м³, Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Емкость для приготовления раствора (источники 0056, 0177-0178).

В течение года на проведение КРС используется 30 тонн цемента. На одну скважину максимальный расход цемента составляет 3 тонны. В емкость для приготовления раствора засыпается не более 170 кг цемента. Емкость укрыта на 90%. Загрязняющими веществами при засыпке являются пыль неорганическая с содержанием оксида кремния 20-70%.

Дизельные электростанции (источники 0075, 0180, 0185-0187, 0255, 0306, 0307) расположены на территории месторождения Акжар: Перкинс, дизель-приводы буровых станков и сопутствующего оборудования, ДЭС – 100, Дизельные электростанции "Камминз" – 2 шт.

Режим работы всех ДЭС – резервные. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Емкости с дизтопливом (источники 0181-0182) находятся рядом с ДЭС. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через дыхательные клапаны емкостей. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Буровой станок (источники 0173-0174) расположены на территории месторождения Акжар. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Емкость дизельпривода 100кВт (источник 0251) Загрязняющими веществами являются сероводород, углеводороды предельные C12-C19.

Утечки от запорно-регулирующей арматуры (ЗРА), фланцевых соединений (ФС) и уплотнений насосов (источники 6001-6002) рассчитаны по количеству оборудования на промысле. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Закачка пластовой воды (источники 6005) рассчитаны по количеству оборудования на промысле. Загрязняющим веществом являются Алканы C12-C19.

Емкости сбора нефти со скважин V= 12 м³ (источники 6010-6057, 6122-6134, 6144-6182) рассчитаны по количеству оборудования на промысле. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Манифольды (источники 6069-6085, 6112) рассчитаны по количеству оборудования на промысле. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Потери через неплотности на пикетах трубопровода УПН Акжар – ПСП Кенкияк (источники 6100). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Строительные работы (источники 6101) рассчитаны по объему грунта. Загрязняющими веществами являются пыль неорганическая 70-20%.

Сварочные работы (источник 6102) рассчитаны по расходу электродов. Выделяются неорганизованно следующие вещества: железо оксиду, марганец и его соединения, фтористые газообразные соединения.

Планировочные работы на отвале, разгрузка ПГС, щебня и гравия (Источники 6103, 6113). Неорганизованно выделяется пыль неорганическая с содержанием оксида кремния 70-20%.

Сварочные работы (источник 6114) – рассчитаны по расходу электродов, неорганизованно выделяются следующие ЗВ: железо (II) оксид, марганец и его соедин., пыль неорганическая SiO₂ (20-70%), фтористые газообраз.соед (в пересчете на F), фториды, азот диоксид, углерод оксид.

Лакокрасочные работы (источник 6115) – рассчитаны по расходу ЛКМ. Неорганизованно выделяются следующие ЗВ: диметилбензол, бензин, керосин, углеводороды предельные C12-C19.

Площадка сепаратора нефтегазового со сбором воды (Источники 6116). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Площадка дренажной емкости объемом 12,5 м³ (Источники 6117).

Площадка резервуара пластовой воды (Источники 6118). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Межплощадочные трубопроводы (Источники 6119). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Сепаратор дегазатор (площадка очистки нефти) (Источники 6120). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Зачистка технологических трубопроводов (Источники 6121). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, C6-C10, Алканы C12-C19.

Миниманифольды № 1-5 (Источники 6297-6301,6312-6316,6317-6321,6328-6336,6384). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, C6-C10, Алканы C12-C19.

Топливная емкость для Котельной (источники 0586) Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Пропарка, промывка, дегазация технологического оборудования (источники 6383) Загрязняющими веществами являются Алканы C12-C19.

Тестовая емкость на 20 м³ (ист. 0588) Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Склады сыпучих материалов (источники 6382). Загрязняющими веществами являются пыль неорганическая.

Установка подготовки нефти (УПН)

Залив нефти в дренажные емкости (источники 0041-0045, 0247). На месторождении Акжар возле УПСВ и УПН расположены дренажные емкости для отстоя нефти. Выброс загрязняющих веществ происходит через дыхательный клапан емкостей. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Печи подогрева ПП-0,63 (источники 0049-0051, 0070, 0152, 0153, 0293) расположены на месторождении Акжар. Они предназначены для подогрева добытой из недр водонефтяной эмульсии. В виде топлива на котельных используется стабилизированная нефть и попутный нефтяной газ. Теплопроизводительность котлов составляет 0,63Гкал/час.

Источники 0049-0051, 0070 (на газу) являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, метан.

Источники 0152–0153, 0293 в качестве топлива используется нефть. Выделяются следующие ЗВ: диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа и мазутная зола.

Залив товарной нефти в автомашины-нефтевозы (источники 0059). Учтены выбросы при заливке нефти на нефтеналивных эстакадах в автомобили-нефтевозы и слив в емкости. Налив производится под слой нефтепродукта, а не подающей струей. Расчет выполнялся по объему нефти, участвующей в операциях отгрузки на нефтевозы как на участке УПН (4 гусака), так и на участке УПСВ (2 гусака). Выброс загрязняющих веществ происходит через горловину цистерны. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19. По окончании процесса налива рукава гусakov вдеваются в трубу дренажных емкостей с целью предотвращения протечек.

Миникотельная с котлом Буран (источники 0067) установлена на территории УПН. Котельная предназначена для отопления помещений и работает на дизельном топливе. Мощность 58кВт. Расчет проводится по теплопроизводительности котла, по расходу топлива и времени работы котла. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, мазутная зола.

Емкость с дизтопливом (источники 0071) находится рядом с котельной. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу дизельного топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через горловину емкости. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Дизельные электростанции (источники 0078-0079, 0151) расположены на территории УПН – Скания (1 шт.) и ЯМЗ (2шт). ДЭС предназначены для выработки электроэнергии.

Режим работы всех ДЭС – резервные. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Емкости с дизтопливом (источники 0080, 0083, 0084) находятся рядом с ДЭС. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через дыхательные клапаны емкостей. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Факельная установка (источник 0085) расположена на территории месторождения Акжар. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид углерода, сажа, метан.

Резервуары РВС-3000 (источники 0116-0117) резервуары хранения товарной нефти V-3000м³ каждая предназначены для хранения товарной нефти. Время работы 24 часа 365 дней в году. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5;

Резервуары РВС-1000 (источники 0119-0120) резервуары хранения товарной нефти V-1000м³ каждая. Предназначены для хранения товарной нефти. Время работы 24 часа 365 дней в году. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5;

Резервуары для хранения товарной нефти (для отстоя) (источник 0123-0129) объемом 60 м³. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Резервуар для хранения (топливо для печей) (источник 0130, 0235, 0236, 0244). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Дренажная емкость (источник 0247) объемом 25 м³. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Лаборатория нефти (источник 0253). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19, натрий гидроксид, барий и его соли, азотная кислота, аммиак, гидрохлорид, серная кислота, гексан, пентилены, бензол, диметилбензол, метилбензол, этилбензол, трихлорметан, тетрахлорметан, гидроксibenзол, пропан-2-он, тиокарбамид, петролейный эфир.

КНСП (пожарная станция) (источник 0258, 0308). Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы С12-С19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Площадки слива и налива нефти (источник 0297, 0298, 0305, 0584). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Емкость с дисолваном (источник 0303). Загрязняющими веществами является метанол.

Дренажные емкости V-8м³ (источник 0579). Емкости на МФ. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Поддоны (источник 6004) находятся на территории месторождения Акжар рядом с резервуарами на площадке УПН. Выброс загрязняющих веществ происходит с поверхности жидкости. Корыта поддонов укрыты, в расчете принят коэффициент укрытия. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Блок входящего манифольда (на сепаратор) (источник 6086). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5, углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Рециркуляционные и отгруженные насосы (источник 6087). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Магистральные насосы (источник 6089). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Технологические линии и трубопроводы на УПН (источник 6090). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Нефтегазосепаратор (источник 6092, 6093). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Камера запуска очистных устройств на УПН - Акжар (источник 6104). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С6-С10, Алканы С12-С19.

Конденсатосборник (источник 6142). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5.

Площадка ГРПШ и блока розжига факела (источник 6295). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные С1-С5.

Промывка, зачистка оборудования (источник 6296). Загрязняющими веществами являются бензин, Алканы C12-C19.

Установка предварительной сброса воды /УПСВ/

Дренажная емкость (источник 0046-0048) объемом 50 м³. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Печи подогрева ПП-0,63 (источники 0052-0053, 0155, 0289, 0291) расположены на УПСВ. Они предназначены для подогрева добытой из недр водонефтяной эмульсии.

В виде топлива на котельных используется стабилизированная нефть и попутный нефтяной газ. Теплопроизводительность котлов составляет 0,63Гкал/час.

Источники 0155, 0289, 0291 являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, метан.

Источники 0052, 0053 в качестве топлива используется нефть. Выделяются следующие ЗВ: диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа и мазутная зола.

Емкость с дизтопливом (источники 0072) находится рядом с котельной. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу дизельного топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через горловину емкости. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Дизельная электростанция (источники 0076) расположена на территории УПСВ – «Перкинс» (1шт). ДЭС предназначены для выработки электроэнергии.

Режим работы ДЭС резервный. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Емкость с дизтопливом (источники 0081) находится рядом с дизель генератором. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу дизельного топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через горловину емкости. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Дренажная емкость V=50м³ (источники 0135-0139) предназначены для отстоя нефти. Выделяются следующие загрязняющие вещества углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Емкость на салазках V=50м³ (источники 0140-0145) предназначена для отстоя нефти. Выделяются следующие загрязняющие вещества углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Топливные емкости V=28м³ (источники 0146-0147) для хранения нефти. Выделяются следующие загрязняющие вещества углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Генератор бензиновый TCH ZZ 7100 CXH 5,8 кВт (источник 0149) Выделяются следующие загрязняющие вещества азота диоксид, углерод, серы диоксид, углерода оксид. Бенз/а/пирен, бензин.

Резервуары РВС-1000 (источники 0294-0296) резервуары хранения товарной нефти V=1000м³ каждая. Предназначены для хранения товарной нефти. Время работы 24 часа 365 дней в году. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5;

Резервуары РВС-400 (источники 0581-0582) резервуары хранения товарной нефти V=400м³ каждая. Предназначены для хранения товарной нефти. Время работы 24 часа 365 дней в году. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5;

Площадки слива и налива нефти (источник 0304, 0318, 0583). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Факельная установка (источник 0402) расположена на УПСВ. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид углерода, сажа, метан.

Котел для нагнетания пара (источник 0463). Котел предназначен для выработки пара и работает на нефти (дизельном топливе). Мощность 1120 кВт. Расчет по паропроизводительности котла, по расходу топлива и времени работы котла. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, мазутная зола.

Поддоны (источник 6003) находятся на территории месторождения Акжар рядом с резервуарами на площадках УПСВ. Выброс загрязняющих веществ происходит с поверхности жидкости. Корыта поддонов укрыты, в расчете принят коэффициент укрытия. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Площадка резервуара пластовой воды (Источник 6180). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Блок входящего манифольда (на сепаратор) (источник 6181). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Рециркуляционные и отгрузные насосы (источник 6088). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Технологические линии и трубопроводы на УПСВ (источник 6091). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Нефтегазосепаратор (источник 6094, 6095). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Шламонакопитель (источник 6099). Загрязняющими веществами являются Алканы C12-C19.

Камера запуска очистных устройств на УПН - Акжар (источник 6104). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Конденсатосборник (источник 6143). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5.

Промбаза

АЗС (источники 0060-0063, 0168) установлены на территории месторождения Акжар в вахтовом поселке.

0060 – емкость V-50м³ для хранения дизтоплива

0061 – горловина бака (выбросы при работе ТРК дизтопливо)

0167 – емкость для хранения дизтоплива

Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

0062 - емкость V-50м³ для хранения бензина АИ-80

0063 – горловина бака (выбросы при работе ТРК АИ-80)

Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Пентилены (амилены - смесь изомеров), Бензол, Метилбензол (Толуол), Этилбензол и Ксилол (смесь изомеров о-, м-, п-).

Столярный участок (источник 0066) расположен на территории месторождения Акжар в вахтовом поселке. На участке установлен станок Master-200 выполняющий

функции фуговального станка и циркулярной пилы для раскроя. Расчет проводится по времени работы каждой операции деревообрабатывающего станка. Загрязняющим веществом является пыль древесная.

Промысловая паровая передвижная установка (Источники 0150, 0585). Предназначена для выработки пара для проведения внутрипромысловых работ, а также для целей КРС. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа.

Емкости с дизтопливом (источники 0249, 0250, 0252) . Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу дизельного топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через дыхательный клапан. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Емкость хранения бензина АИ-93 V-10м3(источник 0169), предназначен для хранения бензина АИ-93;

ТРК (источник 0170) горловина бака. Выбросы образуются при работе ТРК при наливке АИ-93. Загрязняющими веществами от источников 0169 и 0170 являются: углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Пентилены, Бензол, Метилбензол (Толуол), Этилбензол и Ксилол.

Тепловая пушка (источник 0260). Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Сварочные агрегаты АД-4004-МВП (источники 0171, 0172, 0309-0313). Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, бензин и бенз(а)пирен.

ДЭС Тексан (Источники 0459). Предназначена для выработки электроэнергии

Сварочные работы (Источники 6008-6009) Неорганизованно выделяются следующие ЗВ: железо оксид, марганец и его соединения, азота диоксид, углерода оксид, фтористые газообразные соединения, фториды неорганические плохо растворимые, пыль неорганическая.

Лакокрасочные работы (Источники 6096). Покраска осуществляется кистью и валиком. Загрязняющими веществами являются ксилол, Уайт-спирит, Бутан-1-ол, Бутилацетат, Толуол, Этанол, Этилацетат, Ацетон, Этилцеллозольв.

РММ (источники 6097) . Загрязняющими веществами являются алюминий оксид, меди оксид, цинк оксид, взвешенные вещества.

Вахтовый поселок

Емкости с дизтопливом (источники 0073-0074, 0082) находятся рядом с котельными, ДЭС. Расчет проведен при заливке топлива в емкость по расходу дизельного топлива. Выброс загрязняющих веществ происходит через горловину емкости. Загрязняющими веществами являются сероводород и алканы C12-C19.

Дизельная электростанция (источники 0077) расположена на территории вахтового поселка. ДЭС предназначены для выработки электроэнергии. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Стоянка автотранспорта (источники 6007) расположена на территории месторождения Акжар в вахтовом поселке. На балансе предприятия АФ компании «Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.» имеется собственный транспорт. Расчет выбросов

загрязняющих веществ по стоянке проведен при 20%-ой ее загруженности от полного количества автотранспорта на теплый, холодный и переходный периоды года. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, бензин нефтяной, керосин, алканы C12-C19.

Работа двигателей внутреннего сгорания при движении транспорта по территории месторождения рассчитывается ежеквартально при составлении отчетов по фактическому расходу сожженного бензина и дизельного топлива.

Прачечная (источник 6098) расположена на территории месторождения Акжар в вахтовом поселке. Выделяются следующее ЗВ: синтетические моющие вещества.

Поля фильтрации (источник 6135) расположены за территорией вахтового поселка. Выделяются следующие ЗВ: аммиак, азота оксид, серы диоксид, сероводород, углерода оксид, метан.

ПСП Кенкияк

Печи подогрева ПП-0,63 (источники 0156-0158) расположены на ПСП. В виде топлива на котельных используется стабилизированная нефть. Теплопроизводительность котлов составляет 0,63 Гкал/час. Выделяются следующие ЗВ: диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа и мазутная зола.

Резервуары нефти для печей (источники 0237-0241, 0243). Выделяются следующие загрязняющие вещества углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Резервуары РВС-2000 (источники 0245, 0246, 0300, 0301) резервуары хранения товарной нефти V=2000м³ каждая. Предназначены для хранения товарной нефти. Время работы 24 часа 365 дней в году. Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5;

Дренажная емкость V-63м³ (источник 0248) предназначена для отстоя нефти. Выделяются следующие загрязняющие вещества углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Лаборатория нефти (источник 0254). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19, натрий гидроксид, барий и его соли, азотная кислота, аммиак, гидрохлорид, серная кислота, гексан, пентилены, бензол, диметилбензол, метилбензол, этилбензол, трихлорметан, тетрахлорметан, гидроксibenзол, пропан-2-он, тиокарбамид, петролейный эфир.

Площадки слива и налива нефти (источники 0256, 0257, 0299, 0322, 0323, 0316, 0317). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C1-C5, углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Дизельные электростанции (источники 0290) расположены на территории ПСП-Кенкияк и вахтового поселка ПСП. ДЭС предназначены для выработки электроэнергии.

Режим работы всех ДЭС – резервные. Выброс загрязняющих веществ происходит через выхлопные трубы. Загрязняющими веществами являются диоксид азота, оксид азота, диоксид серы, оксид углерода, сажа, алканы C12-C19, формальдегид и бенз(а)пирен.

Рециркуляционные и отгрузные насосы (источники 6105, 6106). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Камера приема очистных устройств (источник 6107). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Оперативный и коммерческий узел учета нефти (источник 6108, 6109). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Фильтр грязеуловитель (источник 6110). Загрязняющими веществами являются углеводороды предельные C6-C10, Алканы C12-C19.

Прачечная (источник 6141) расположена на территории ВП ПСП-Кенкияк. Выделяются следующее ЗВ: синтетические моющие вещества.

Краткая характеристика существующих установок очистки газа
ПГОУ на месторождение отсутствуют.

Оценка степени соответствия применяемой технологии, технических средств сокращения потерь передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом

Работы на месторождении «Акжар» предполагает использование современных технологий и высокопроизводительного оборудования ведущих отечественных и зарубежных фирм. На месторождении используются современные технологии соответствующие передовому научно-техническому уровню в стране и за рубежом.

Надлежащее функционирование применяемого на предприятии оборудования, его соответствие техническим условиям, обеспечивается за счет регулярного ремонта и контроля его исправности. На данный момент все технологическое оборудование, используемое предприятием, находится в должном техническом состоянии, что создает необходимые условия для качественного решения всех производственных задач.

Систематически осуществляются технический осмотр и плановый ремонт автотранспорта и спецтехники.

Заложенные в техническом проекте разработки месторождения природоохранные решения соответствуют передовому техническому уровню.

В соответствии с вышеизложенным, применяемые на предприятии технологии, учитывая специфику предприятия и объемы производимых работ, вполне соответствуют предъявляемым к ним требованиям.

Перспектива развития предприятия

На период действия разработанного проекта НДС реконструкции, ликвидации отдельных производств, источников выбросов, строительство новых технологических линий, расширения и введения в действие новых производств, цехов, изменения номенклатуры предприятие не предусматривает.

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета НДВ

Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета нормативно допустимых выбросов (НДВ) представлены в таблице 3.3. Таблица составлена согласно «Методика определения нормативов эмиссий в окружающую среду», (утверждена Приказом Министра экологии, геологии и природных ресурсов РК от 10 марта 2021 года № 63-п)

В расчетах валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы методики, утвержденные МОС и ВР РК, список которых приводится в перечне используемой литературы, и программном комплексе «ЭРА» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск).

Данные из таблицы параметров источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу использованы для проведения расчетов рассеивания и моделирования максимально-возможных приземных концентраций веществ и их групп суммаций в месте размещения производственной базы при существующих метеорологических характеристиках района.

Таблица 3.1

ЭРА v2.5

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Актыбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В", площадка №1

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0101	Алюминий оксид (диАлюминий триоксид) /в пересчете на алюминий/ (20)		0.01		2	0.00215	0.080252	14.9897	8.0252
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.002044	0.328023	8.2006	8.200575
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.001001	0.028385	77.449	28.385
0146	Медь (II) оксид (Медь оксид, Меди оксид) /в пересчете на медь/ (329)		0.002		2	0.011594	0.317769	726.7851	158.8845
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01		0.000000018	0.000000569	0	0.0000569
0207	Цинк оксид /в пересчете на цинк/ (662)		0.05		3	0.003308	0.112821	2.2564	2.25642
0231	Барий и его соли (ацетат, нитрат, нитрит, хлорид) /в пересчете на барий/ (48)	0.015	0.004		2	0.000000009	0.000000285	0	0.00007125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	11.353706743	29.30926224	5301.8613	732.731556
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.000000054	0.000001708	0	0.00001139
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		4	0.006375045	0.015471847	0	0.38679618
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	2.318067241	25.378715319	422.9786	422.978589
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.000000108	0.000003416	0	0.00003416
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.000000108	0.000003416	0	0.00003416
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.8897142562	3.7513169	75.0263	75.026338
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	4.185722703	68.88747105	1377.7494	1377.74942

ЭРА v2.5

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", площадка №1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			2	0.044035206	0.0050743976	0	0.6342997
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	34.139210031	242.80684254	52.1586	80.9356142
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000817	0.022806	7.1912	4.5612
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		2	0.003131	0.095626	4.5133	3.18753333
0403	Гексан (135)	60			4	0.000000975	0.000030748	0	0.00000051
0410	Метан (727*)			50		0.472725	13.169255	0	0.2633851
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		11.82030668	70.256374528	1.4051	1.40512749
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		3.54572605	13.999937238	0	0.46666457
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			4	0.35463768	0.001092351	0	0.00072823
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.30498934	0.000942925	0	0.00942925
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.481920873	2.1396671609	10.6983	10.6983358
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.3972264976	1.492914764	2.4882	2.48819127
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.00780207	0.000024144	0	0.0012072
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.00002701233	0.0000312962	348.6075	31.29624
0898	Трихлорметан (Хлороформ) (576)	0.1	0.03		2	0.00000065	0.000020498	0	0.00068327
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	4	0.7		2	0.00000065	0.000020498	0	0.00002928
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			3	0.056222155	0.5574	5.574	5.574
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		3	0.0000087	0.0001549	0	0.0003098
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			4	0.067449166	0.691025	0	0.138205
1071	Гидроксibenзол (155)	0.01	0.003		2	0.000000009	0.000000285	0	0.000095
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7		0.0199999	0.1819	0	0.25985714

ЭРА v2.5

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", площадка №1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			4	0.048636936	0.667525	5.521	6.67525
1240	Этилацетат (674)	0.1			4	0.0416875	0.522575	4.4293	5.22575
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.152413033	0.253255875	66.7771	25.3255875
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.018611923	0.60192847	1.629	1.71979563
1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0.01		0.000000018	0.000000569	0	0.0000569
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	43.380542	5.7410288	3.3466	3.82735253
2732	Керосин (654*)			1.2		0.5	0.01	0	0.00833333
2752	Уайт-спирит (1294*)			1		0.82986111	2.6675	2.6675	2.6675
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на С/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на С); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	1043.48009934	105.35401698	66.1281	105.354017
2877	Петролейный эфир (952*)			0.2		0.000000054	0.000001708	0	0.00000854
2881	Синтетические моющие средства "Ариэль", "Миф-Универсал", "Тайд" (523)	0.15	0.05		3	0.0000000004	0.001443	0	0.02886
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.15		3	0.00752	0.2421585	1.6144	1.61439
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0.002		2	0.32507003	0.598652	1655.7234	299.326
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		3	23.886393	3.585329	35.8533	35.85329
2936	Пыль древесная (1039*)			0.1		0.262	1.377072	13.7707	13.77072
	В С Е Г О:					1183.42275487	595.25312393	10297.4	3457.94265
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

ЭРА v2.5

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Актыбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В." площадка №2

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Класс опас- ности	Выброс вещества г/с	Выброс вещества, т/год	Значение КОВ (М/ПДК) **а	Выброс вещества, усл.т/год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		3	0.001005	0.007816	0	0.1954
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		2	0.000178	0.001384	1.5257	1.384
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01		0.000000018	0.000000569	0	0.0000569
0231	Барий и его соли (ацетат, нитрат, нитрит, хлорид) /в пересчете на барий/ (48)	0.015	0.004		2	0.000000009	0.000000285	0	0.00007125
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		2	1.186936	2.083269	170.4869	52.081725
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		2	0.000000054	0.000001708	0	0.00001139
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		4	0.000000045	0.000002847	0	0.00007117
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3	0.459212	8.668887	144.4815	144.48145
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		2	0.000000108	0.000003416	0	0.00003416
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		2	0.000000108	0.000003416	0	0.00003416
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		3	0.177125	2.764841	55.2968	55.29682
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		3	1.105848	29.342755	586.8551	586.8551
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		4	2.791976	57.966536	14.3698	19.3221787
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		2	0.000041	0.00032	0	0.064
0403	Гексан (135)	60			4	0.000000975	0.000030748	0	0.00000051
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50		0.21825123	8.51378625	0	0.17027573

ЭРА v2.5

Таблица 3.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу
на 2022 год.

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В." площадка №2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30		0.04436884	1.57897784	0	0.05263259
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			4	0.0000039	0.000123	0	0.000082
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		2	0.00000359	0.00011316	0	0.0011316
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			3	0.000018508	0.000583668	0	0.00291834
0621	Метилбензол (349)	0.6			3	0.000138802	0.00437726	0	0.00729543
0627	Этилбензол (675)	0.02			3	0.00000009	0.00000295	0	0.0001475
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		1	0.0000058	0.0000014	1.7718	1.4
0898	Трихлорметан (Хлороформ) (576)	0.1	0.03		2	0.00000065	0.000020498	0	0.00068327
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	4	0.7		2	0.00000065	0.000020498	0	0.00002928
1071	Гидроксibenзол (155)	0.01	0.003		2	0.000000009	0.000000285	0	0.000095
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		2	0.017709	0.012089	1.2797	1.2089
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			4	0.000000903	0.00002847	0	0.00008134
1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0.01		0.000000018	0.0000005	0	0.00005
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		4	6.66794	0.211439	0	0.14095933
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			4	2.518012007	7.959834892	6.4687	7.95983489
2877	Петролейный эфир (952*)			0.2		0.000000054	0.000001708	0	0.00000854
2881	Синтетические моющие средства "Ариэль", "Миф-Универсал", "Тайд" (523)	0.15	0.05		3	0.00000000001	0.000289	0	0.00578
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0.002		2	0.24	0.584001	1603.2405	292.0005
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола	0.3	0.1		3	5.357752	28.237932	282.3793	282.37932

Таблица 3.1

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В." площадка №2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	углей казахстанских месторождений) (494)								
	В С Е Г О:					20.786528368	147.93947337	2868.2	1445.01168
Примечания: 1. В колонке 9: "М" - выброс ЗВ, т/год; "ПДК" - ПДКс.с. или (при отсутствии ПДКс.с.) ПДКм.р. или (при отсутствии ПДКм.р.) ОБУВ; "а" - константа, зависящая от класса опасности ЗВ 2. Способ сортировки: по возрастанию кода ЗВ (колонка 1)									

Залповые и аварийные выбросы

На предприятии отсутствуют залповые и аварийные выбросы.

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу, составлен по расчетам выбросов при эксплуатации предприятия.

Таблицы составлены с помощью программного комплекса «Эрав 3.0» (фирма «Логос-плюс», г. Новосибирск) на основе расчетов выбросов загрязняющих веществ на 2023-2032 г., которые представлены в приложении.

Количественная характеристика выбрасываемых в атмосферу загрязняющих веществ (т/год) приводится по усредненным годовым значениям в зависимости от изменения режима работы предприятий, технологического процесса и оборудования, расхода и характеристик сырья, реагентов, материала и т.д.

В таблице 3.1 наряду с загрязняющими веществами, их кодами и классами опасности приведены общие значения максимально-разовых и годовых выбросов предприятия в целом по видам загрязняющих веществ, а также определены коэффициенты опасности каждого вещества и выброс вещества в усл. т/год.

Численный показатель категории опасности определен по следующему принципу:

$$\text{КОП} = \sum (M_i / \text{ПДК}_i) C_i,$$

M_i – масса выбросов i -того вещества, т/год;

ПДК_i – среднесуточная допустимая концентрация i -го вещества, мг/м³

n – Количество загрязняющих веществ, выбрасываемых предприятием;

C_i – безразмерная величина, соотношения вредности i -того вещества с вредностью сернистого газа, где:

Константа	Класс опасности			
	1	2	3	4
C_i	1,7	1,3	1,0	0,9

Согласно приведенным ниже граничным условиям деления предприятий на категории опасности рассчитана категория опасности предприятия по массе и видовому составу выбрасываемых в атмосферу веществ.

Категория опасности предприятия	I	II	III	IV
Значение КОП	$\text{КОП} > 10^6$	$10^6 > \text{КОП} > 10^4$	$10^4 > \text{КОП} > 10^3$	$\text{КОП} < 10^3$

При совместном присутствии в воздухе атмосферы веществ, выделяемых в процессе производства предприятий, увеличивается токсичность воздействия этих веществ на окружающую среду и на здоровье человека, т.е. проявляется эффект суммации. Показатель эффекта суммации является одной из характеристик опасности загрязняющих веществ, выделяемых в атмосферу источниками выбросов. Токсичность воздействия этих веществ на организм человека и окружающую среду увеличивается при их совместном присутствии в воздухе атмосферы.

Обоснование полноты и достоверности исходных данных, принятых для расчета НДС

Основной целью инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу является получение данных о количестве вредных веществ, отходящих от источника загрязнения. Инвентаризация вредных выбросов включает в себя ознакомление с технологическим процессом предприятия и определение загрязняющих веществ.

В качестве исходных данных для разработки НДС для ТОО на месторождение Акжар на 2023-2027 года, приняты количественные значения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (г/с, т/год) от источников выбросов предприятия, определенные согласно предоставленным исходным данным и проекту разработки месторождения.

Количественные значения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу (г/с, т/год) от стационарных источников определены расчетным путем, согласно утвержденной методики а так же на основе инструментальных замеров проведенных в рамках производственного экологического контроля. Расчеты выполнены на основании информации о расходе топлива и времени работы оборудования и других необходимых исходных данных на источниках выбросов и на границе области воздействия.

На основании проведенной работы составлены Бланки инвентаризации выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от источников ТОО на месторождении Акжар.

Перечень примененных методических и других документов:

1. Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004.
2. Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 год.
3. Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана 2005 г.
4. Методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров РНД 211.2.02.09-2004. Астана, 2005.
5. «Методика расчета валовых выбросов вредных веществ в атмосферу для предприятий нефтепереработки и нефтехимии» Приложение №2 к приказу Министра ООС РК от 18.04.2010. №100-п
6. Методические указания расчета выбросов от предприятий, осуществляющих хранение и реализацию нефтепродуктов (нефтебазы, АЗС) и других жидкостей и газов. Приложение к приказу МООС РК от 29.07.2011 №196

3. ПРОВЕДЕНИЕ РАСЧЕТОВ РАССЕЙВАНИЯ

4.1. Метеорологические характеристики и коэффициенты

ЭРА V3.0

Таблица 3.4

ТОО «Line Plus»

Метеорологические характеристики и коэффициенты,
определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ
в атмосфере города Актюбинская область

Актюбинская область, Месторождение

Наименование характеристик	Величина
Коэффициент, зависящий от стратификации атмосферы, А	200
Коэффициент рельефа местности в городе	1.00
Средняя максимальная температура наружного воздуха наиболее жаркого месяца года, град.С	36.8
Средняя температура наружного воздуха наиболее холодного месяца (для котельных, работающих по отопительному графику), град С	-15.2
Среднегодовая роза ветров, %	
С	10.0
СВ	14.0
В	17.0
ЮВ	16.0
Ю	8.0
ЮЗ	14.0
З	10.0
СЗ	13.0
Среднегодовая скорость ветра, м/с	3.2
Скорость ветра (по средним многолетним данным), повторяемость превышения которой составляет 5 %, м/с	9.0

4.2. Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы

Целью моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере является определение степени и дальности воздействия загрязняющих веществ на приземный слой воздуха территорий, прилегающих к месторождению.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ от источников выбросов в настоящей работе выполняется с применением специально разработанной и утвержденной системы качественных и количественных критериев оценки на основе достоверных сведений: о качественных и количественных характеристиках источников загрязнения, о климатических условиях района место размещения, о «фоновом» состоянии и других определяющих параметров воздушного бассейна.

При выполнении моделирования рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере использованы следующие исходные данные:

Данные параметров источников выбросов загрязняющих веществ (таблица 3.3), определенных по проектной документации;

Данные по условиям рассеивания выбросов в атмосфере (в приложении) по данным РГП «Казгидромет».

Безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе: $F = 1$ – для газообразных веществ, $F = 3$ – для мелкодисперсных аэрозолей.

Исходные данные в расчетах рассеивания по источникам выбросов приняты с учетом требований Методики, на основе данных представленных по объекту расчетных данных по выбросам приведены в таблице 3.3.

Данные по коэффициентам, определяющим условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, приводятся в приложении.

Расчеты рассеивания (модулирования максимальных расчетных приземных концентраций) выполнены на теплый период года без учета фоновых концентраций по программному комплексу «ЭРА. V 2.0», НПО «ЛОГОС ПЛЮС», г.Новосибирск, согласованному ГГО им.Воейкова, Санкт-Петербург и рекомендованному к использованию МООС Республики Казахстан (№09-335 от 01.02.2002г).

Указанная программа реализует Методику расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятия, РНД 211.2.01.10-97. Настоящая методика предназначена для расчета концентраций в двухметровом слое над поверхностью земли, а также вертикального распределения концентраций. Степень опасности загрязнения атмосферного воздуха характеризуется наибольшим рассчитанным значением концентрации, соответствующим неблагоприятным метеорологическим условиям, в том числе (опасными) скоростью и направлением ветра, встречающимися примерно в (1-2) % случаев.

При одновременном совместном присутствии в атмосферном воздухе нескольких веществ, обладающих суммацией вредного действия, для каждой группы указанных веществ однонаправленного вредного действия рассчитывается безразмерная суммарная концентрация или значения концентраций вредных веществ, обладающих суммацией вредного действия, приводятся условно к значению концентраций одного из них.

Критерием оценки качества атмосферного воздуха служат максимально разовые допустимые концентрации (ПДК) веществ. ПДК рассчитываются в приземном слое атмосферного воздуха с усреднением за период не более 20 минут как отдельные элементы (ПДК) или как суммация токсичного действия ряда загрязняющих веществ в определенном их сочетании, присутствующих в выбросах источников предприятия. Существуют два вида ПДК - один для рабочих участков внутри области воздействия, и другие более жесткие для населенных пунктов за пределами области воздействия.

Значения ПДК_{мр}, ПДК_{сс} и ОБУВ для населенных районов, представленные в таблицах 3.1, утверждены контролирующими организациями Республики Казахстан и приведены в «Перечне и кодах веществ, загрязняющих атмосферный воздух», С-П., 1995г., дополненными в ПК «ЭРА. V 3.0»

Расчет рассеивания выполнен на 2023-2032 гг. по программному комплексу «ЭРА».

При выполнении расчетов учтены коэффициенты рельефа местности, стратификации, значения температур, скорости ветра.

Результаты расчетов уровня загрязнения атмосферы на существующее положение и с учетом перспективы развития предприятия.

Согласно пункта 2.1. РНД 211.2.01.01 – 97 максимальное значение приземной концентрации вредного вещества C_m (мг/м³) при выбросе газовой смеси из одиночного точечного источника с круглым устьем достигается при неблагоприятных метеорологических условиях на расстоянии X_m (м) от источника определяется по формуле:

$$C_m = \frac{A * M * \Gamma * m * n * \eta}{\sqrt[3]{H^2 * V * \Delta T}} \quad \text{где,}$$

A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы;

M (г/с) – масса вредного вещества, выбрасываемого в атмосферу в единицу времени;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосферном воздухе;

m и n – коэффициенты, учитывающие условия выхода газовой смеси из устья источника выброса;

H (м) – высота источника над уровнем земли;

η – безразмерный коэффициент, учитывающий влияние рельефа местности, в случае ровной и слабо пересеченной местности с перепадами высот, не превышающими 100 м на 1 км, коэффициент равен 1,0;

ΔT (град) – разность между температурой, выбрасываемой газовой смесью T_g и температурой окружающего атмосферного воздуха T_v ;

V_1 (м³/с) – расход газовой смеси, определяемой по формуле:

$V_1 = \pi * d^2 / 4 * W_0$ где,

W_0 (м/с) – средняя скорость выхода газовой смеси из устья источника выброса.

В нашем случае расчет рассеивания загрязняющих веществ был произведен по программе «Эра 2.0».

Результаты расчетов рассеивания приведены в приложении.

Анализ результатов рассеивания показал, что по всем ингредиентам максимальная приземная концентрация в области воздействия не превышает установленные ПДК.

В соответствии с пунктом 5.21. РНД 211.2.01.01 - 97 для ускорения и упрощения расчетов приземных концентраций на каждом предприятии рассматриваются те из выбрасываемых вредных веществ, для которых

$M/PДК_{м.р.} > \Phi(1)$ где,

$\Phi = 0,01H$ при $H > 10$ м

$\Phi = 0,1$ при $H < 10$ м

M (г/с) – суммарное значение выброса от всех источников предприятия, соответствующие наиболее неблагоприятным из установленных условий выброса, включая вентиляционные и неорганизованные источники;

$ПДК_{м.р.}$ (мг/м³) – максимально-разовая допустимая концентрация;

H (м) – средневзвешенная по предприятию высота источников выброса.

Расчет загрязнения воздушного бассейна вредными веществами произведен по программе «Эра v 2.0» ООО НПП «Логос-Плюс» г. Новосибирск, которая предназначена для расчета полей концентраций и рассеивания вредных примесей в приземном слое атмосферы, содержащихся в выбросах предприятий, с целью установления допустимых выбросов (НДВ).

Критерием качества атмосферного воздуха приняты допустимые концентрации (ПДК_{м.р.}) и ориентировочные безопасные уровни воздействия (ОБУВ) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

Расчеты рассеивания вредных веществ в атмосфере проведены с учетом последовательности и возможного совпадения работ, при которых будут происходить выбросы идентичных ингредиентов.

Результаты определения необходимости расчетов приземных концентраций по веществам приведены в таблице «Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам на существующее положение». В данной таблице в графах 1,2 приведен код и наименование загрязняющего вещества, в графах 3-5 – значения ПДК и ОБУВ в мг/м³. В графе 6 приведены максимально-разовые выбросы (в г/с) веществ, в графе 7 – средневзвешенная высота источников выброса, в графе 8 – условие

отношения суммарного значения максимально-разового выброса к ПДК_{мр} (мг/м³), по средневзвешенной высоте источников выброса, в графе 9 – примечание о выполнении условия в графе 8.

Для ТОО месторождение Акжар установлена общая область воздействия, размер которого составляет не менее 1000 м.

Эти размеры принимаются за нормативную область воздействия.

Анализ результатов расчета рассеивания показал, что максимальная концентрация вредных выбросов в атмосфере на границе области воздействия не превышает 1ПДК, следовательно, принятый размер области воздействия не требует уточнения.

Таким образом, проведенные расчеты показывают, что объект не окажет особого воздействия на качество атмосферного воздуха на границе области воздействия.

Достаточность размеров области воздействия определена расчетом рассеивания выбросов для всех загрязняющих веществ. В связи с этим, минимальная расчетная область воздействия представлена как изолиния всех концентраций со значением в 1 ПДК.

На границе нормативной области воздействия концентрации загрязняющих веществ ниже 1 ПДК.

Расчет рассеивания выполнен на существующее положение.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемых зон с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- степень опасности источников загрязнения;
- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Анализ результатов моделирования показывает, что на границе области воздействия при регламентном режиме работы предприятия экологические характеристики атмосферного воздуха по всем веществам находятся значительно ниже нормативных величин.

ЭРА v2.0 TOO "Green Benefits"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", площадка №1

Код загр. веще- ства	Наименование вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Среднезве- шенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0101	Алюминий оксид (диАлюминий триоксид) /в пересчете на алюминий/ (20)		0.01		0.00215	22.0000	0.001	-
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.002044	22.0000	0.0002	-
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.001001	22.0000	0.0046	-
0146	Медь (II) оксид (Медь оксид, Меди оксид) /в пересчете на медь/ (329)		0.002		0.011594	22.0000	0.0264	Расчет
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01	0.000000018	2.0000	0.0000018	-
0231	Барий и его соли (ацетат, нитрат, нитрит, хлорид) /в пересчете на барий/ (48)	0.015	0.004		0.000000009	2.0000	0.0000006	-
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.9178468572	7.4835	6.119	Расчет
0410	Метан (727*)			50	6.217505	5.5435	0.1244	Расчет
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	11.864228684	2.0408	0.2373	Расчет
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	6.439220441	2.2424	0.2146	Расчет
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.35464729	2.0000	0.2364	Расчет
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.30499819	2.0000	1.0167	Расчет
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.481921988	2.0000	2.4096	Расчет
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.3972348426	2.0000	0.6621	Расчет
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.0078023	2.0000	0.3901	Расчет
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.000062173	4.3522	6.2173	Расчет
0898	Трихлорметан (Хлороформ) (576)	0.1	0.03		0.00000065	2.0000	0.0000065	-
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид,	4	0.7		0.00000065	2.0000	0.000000163	-

Четыреххлористый углерод) (546)								
---------------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

ЭРА v2.0 ТОО "ТІТЕСО"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", площадка №1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1042	Бутан-1-ол (Бутиловый спирт) (102)	0.1			0.056222155	2.0000	0.5622	Расчет
1052	Метанол (Метиловый спирт) (338)	1	0.5		0.0000102	2.0000	0.0000102	-
1061	Этанол (Этиловый спирт) (667)	5			0.067449166	2.0000	0.0135	-
1119	2-Этоксизтанол (Этиловый эфир этиленгликоля, Этилцеллозольв) (1497*)			0.7	0.0199999	2.0000	0.0286	-
1210	Бутилацетат (Уксусной кислоты бутиловый эфир) (110)	0.1			0.048636936	2.0000	0.4864	Расчет
1240	Этилацетат (674)	0.1			0.0416875	2.0000	0.4169	Расчет
1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0.01	0.000000018	2.0000	0.0000018	-
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		43.380542	2.0000	8.6761	Расчет
2732	Керосин (654*)			1.2	0.5	2.0000	0.4167	Расчет
2752	Уайт-спирит (1294*)			1	0.82986111	2.0000	0.8299	Расчет
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			1331.17315595	2.9274	14.6283	Расчет
2877	Петролейный эфир (952*)			0.2	0.000000054	2.0000	0.00000027	-
2881	Синтетические моющие средства "Ариэль", "Миф-Универсал", "Тайд" (523)	0.15	0.05		0.00000000004	2.0000	2.66666E-10	-
2902	Взвешенные частицы (116)	0.5	0.05		0.00474	22.0000	0.0001	-
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		23.952541	22.0668	0.1308	Расчет
2936	Пыль древесная (1039*)			1.1	0.262	42.0000	0.0057	-
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0207	Цинк оксид /в пересчете на цинк/ (662)		0.05		0.003308	22.0000	0.0003	-
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		13.707849769	5.2940	1.6717	Расчет
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.000000054	2.0000	0.000000135	-
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.006375045	2.0000	0.0319	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		3.499068147	12.0480	0.7261	Расчет
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.000000108	2.0000	0.00000054	-

ЭРА v2.0 TOO "TITECO"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В.", площадка №1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000000108	2.0000	0.00000036	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		4.403827	14.0740	0.6258	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.023035	16.9514	0.1699	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		70.178947708	5.7880	14.0358	Расчет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.000817	22.0000	0.0019	-
0344	Фториды неорганические плохо растворимые - (алюминия фторид, кальция фторид, натрия гексафторалюминат) (Фториды неорганические плохо растворимые /в пересчете на фтор/) (615)	0.2	0.03		0.003131	22.0000	0.0007	-
0403	Гексан (135)	60			0.000000975	2.0000	0.00000016	-
1071	Гидроксibenзол (155)	0.01	0.003		0.000000009	2.0000	0.0000009	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.15248066	4.9098	3.0496	Расчет
1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35			0.018611923	2.0000	0.0532	-
2904	Мазутная зола теплоэлектростанций /в пересчете на ванадий/ (326)		0.012		0.005070061	16.0004	0.0026	-

Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86. Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма} (H_i \cdot M_i) / \text{Сумма} (M_i)$, где H_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с
2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 \cdot \text{ПДКс.с.}$

ЭРА v2.0 TOO "TITECO"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В." площадка №2

Код загр. веще- ства	Н а и м е н о в а н и е вещества	ПДК максим. разовая, мг/м3	ПДК средне- суточная, мг/м3	ОБУВ ориентир. безопасн. УВ, мг/м3	Выброс вещества г/с	Среднезве- шенная высота, м	М/ (ПДК*Н) для Н>10 М/ПДК для Н<10	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0123	Железо (II, III) оксиды (диЖелезо триоксид, Железа оксид) /в пересчете на железо/ (274)		0.04		0.001005	2.0000	0.0025	-
0143	Марганец и его соединения /в пересчете на марганца (IV) оксид/ (327)	0.01	0.001		0.000178	2.0000	0.0178	-
0150	Натрий гидроксид (Натр едкий, Сода каустическая) (876*)			0.01	0.000000009	2.0000	0.0000009	-
0231	Барий и его соли (ацетат, нитрат, нитрит, хлорид) /в пересчете на барий/ (48)	0.015	0.004		0.000000005	2.0000	0.000000333	-
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид) (6)	0.4	0.06		1.14446	6.8306	2.8611	Расчет
0328	Углерод (Сажа, Углерод черный) (583)	0.15	0.05		0.117514	5.8069	0.7834	Расчет
0410	Метан (727*)			50	0.122334	7.0000	0.0024	-
0415	Смесь углеводородов предельных C1-C5 (1502*)			50	0.25609161	2.0002	0.0051	-
0416	Смесь углеводородов предельных C6-C10 (1503*)			30	0.07313036	2.3202	0.0024	-
0501	Пентилены (амилены - смесь изомеров) (460)	1.5			0.00001255	2.0000	0.000008367	-
0602	Бензол (64)	0.3	0.1		0.00001154	2.0000	0.000038467	-
0616	Диметилбензол (смесь о-, м-, п- изомеров) (203)	0.2			0.000010483	2.0000	0.000052415	-
0621	Метилбензол (349)	0.6			0.000078599	2.0000	0.0001	-
0627	Этилбензол (675)	0.02			0.0000003	2.0000	0.000015	-
0703	Бенз/а/пирен (3,4-Бензпирен) (54)		0.000001		0.0000004	4.0000	0.04	-
0898	Трихлорметан (Хлороформ) (576)	0.1	0.03		0.000000325	2.0000	0.00000325	-
0906	Тетрахлорметан (Углерод тетрахлорид, Четыреххлористый углерод) (546)	4	0.7		0.000000325	2.0000	0.000000081	-

1724	Тиокарбамид (Тиомочевина) (1213*)			0.01	0.000000009	2.0000	0.0000009	-
2704	Бензин (нефтяной, малосернистый) /в пересчете на углерод/ (60)	5	1.5		6.66794	2.0000	1.3336	Расчет

ЭРА v2.0 TOO "TITESCO"

Определение необходимости расчетов приземных концентраций по веществам
на существующее положение

Актюбинская область, АФ К "Алтиес Петролеум Интернэшнл Б.В." площадка №2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2754	Алканы C12-19 /в пересчете на C/ (Углеводороды предельные C12-C19 (в пересчете на C); Растворитель РПК-265П) (10)	1			1.490034796	2.1477	0.0164	-
2877	Петролейный эфир (952*)			0.2	0.000000027	2.0000	0.000000135	-
2881	Синтетические моющие средства "Ариэль", "Миф-Универсал", "Тайд" (523)	0.15	0.05		0.00000000001	2.0000	6.66666E-11	-
2908	Пыль неорганическая, содержащая двуокись кремния в %: 70-20 (шамот, цемент, пыль цементного производства - глина, глинистый сланец, доменный шлак, песок, клинкер, зола, кремнезем, зола углей казахстанских месторождений) (494)	0.3	0.1		5.825419	2.2060	0.7019	Расчет
Вещества, обладающие эффектом суммарного вредного воздействия								
0301	Азота (IV) диоксид (Азота диоксид) (4)	0.2	0.04		0.372636	3.7985	0.0454	-
0302	Азотная кислота (5)	0.4	0.15		0.000000027	2.0000	0.000000068	-
0303	Аммиак (32)	0.2	0.04		0.000000045	2.0000	0.000000225	-
0316	Гидрохлорид (Соляная кислота, Водород хлорид) (163)	0.2	0.1		0.000000054	2.0000	0.00000027	-
0322	Серная кислота (517)	0.3	0.1		0.000000054	2.0000	0.00000018	-
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый, Сернистый газ, Сера (IV) оксид) (516)	0.5	0.05		1.161691	6.8633	2.3234	Расчет
0333	Сероводород (Дигидросульфид) (518)	0.008			0.011979	7.0000	1.4974	Расчет
0337	Углерод оксид (Окись углерода, Угарный газ) (584)	5	3		3.920219	6.7536	0.784	Расчет
0342	Фтористые газообразные соединения /в пересчете на фтор/ (617)	0.02	0.005		0.000041	2.0000	0.0021	-
0403	Гексан (135)	60			0.000000488	2.0000	0.000000008	-
1071	Гидроксibenзол (155)	0.01	0.003		0.000000005	2.0000	0.0000005	-
1325	Формальдегид (Метаналь) (609)	0.05	0.01		0.003542	4.0000	0.0708	-

1401	Пропан-2-он (Ацетон) (470)	0.35		0.000000451	2.0000	0.000001289	-
Примечание. 1. Необходимость расчетов концентраций определяется согласно п.5.21 ОНД-86.Средневзвешенная высота ИЗА определяется по стандартной формуле: $\text{Сумма} (N_i \cdot M_i) / \text{Сумма} (M_i)$, где N_i - фактическая высота ИЗА, M_i - выброс ЗВ, г/с 2. При отсутствии ПДКм.р. берется ОБУВ, при отсутствии ОБУВ - $10 \cdot \text{ПДКс.с.}$							

4.3. Предлагаемые нормативы выбросов

На основании проведенных расчетов выбросов в атмосферу и анализа проведенного моделирования максимальных приземных концентраций закономерно сделать следующие выводы:

- На существующее положение на предприятии, по всем веществам, расчетная приземная концентрация на границе области воздействия ниже ПДК, установленных для селитебных зон;
- Изолинии 1 ПДК по всем веществам и группам суммации, находятся в пределах установленной области воздействия, в связи с чем нет необходимости внедрения малоотходной технологии и других мероприятий для поэтапного снижения негативного воздействия на окружающую среду

В настоящем проекте нормативов допустимых выбросов (НДВ) предлагаются нормативы для источников загрязнения атмосферы предприятия. Все представленные расходы, расчеты выбросов рассчитывались при нормальном функционировании предприятия.

Нормативы выбросов на 2023-2027 гг., по источникам загрязнения и по веществам, представлены в таблице 3.6.



4.4. Обоснование возможности достижения нормативов с учетом использования малоотходной технологии и других планируемых мероприятий, в том числе перепрофилирования или сокращения объема производства

4.5. Объем запрашиваемых выбросов настоящим проектом меньше чем в ранее утвержденном проекте ПДВ и фактических выбросов за последние три года, также не превышает уровень области воздействия, в связи с чем нет необходимости внедрения малоотходной технологии и сокращения выбросов загрязняющих веществ.

4.6. Уточнение границ области воздействия

На границе области воздействия месторождения Акжар максимальные концентрации вредных веществ не превышают 1 ПДК_{м.р.}. Размер границы области воздействия составляет 1000 м.

4.7. Данные о пределах области воздействия

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу (г/сек), поступающих в атмосферу от объектов предприятия определялись по действующим нормативным документам и методикам расчетным способом по программе «ЭРА-2.0). Расчеты приведены в Приложении проекта.

Для расчета рассеивания по программе «ЭРА» и при расчете допустимых выбросов (НДВ) принимались максимальные значения выбросов (г/сек), как соответствующие наибольшему загрязнению атмосферы.

Устройство области воздействия между предприятием и жилой застройкой является одним из основных воздухоохраных мероприятий, обеспечивающих требуемое качество воздуха в населенных пунктах.

Нормативы допустимых выбросов устанавливаются для отдельного стационарного источника и (или) совокупности стационарных источников, входящих в состав объекта I или II категории, расчетным путем с применением метода моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ с таким условием, чтобы общая нагрузка на атмосферный воздух в пределах области воздействия не приводила к нарушению установленных экологических нормативов качества окружающей среды или целевых показателей качества окружающей среды.

Областью воздействия является территория (акватория), подверженная антропогенной нагрузке и определенная путем моделирования рассеивания приземных концентраций загрязняющих веществ.

В действительности, концентрации на территории месторождения будут значительно меньше, т.к. одновременное действие 75-80% источников маловероятно, жилая зона находится на расстоянии большем чем размеры области воздействия.

Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на границе области воздействия не будут достигать 1 ПДК, а в связи с расположением населенных пунктов на расстоянии большем чем размеры области воздействия, влияния на здоровье населения оказываться не будет.

4.8. Район размещения объекта и прилегающие территории

Близлежащих в районе 5 км отсутствуют промышленные зоны, леса, сельскохозяйственные угодья, транспортные магистрали, зон отдыха, территории заповедников, ООПТ, музеи, памятников архитектуры, санатории, дома отдыха и т.д.

4.9. Мероприятия по регулированию выбросов при НМУ

Мероприятия по регулированию выбросов при неблагоприятных метеорологических условиях (далее – НМУ) разрабатывают проектная организация совместно с оператором при наличии в данном населенном пункте или местности стационарных постов наблюдения.

Стационарные посты наблюдения РГП «Казгидромет» в Байганинском районе отсутствует, в связи с чем разработка мероприятий по регулированию выбросов при НМУ не целесообразно.

4. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫБРОСАМИ ПРЕДПРИЯТИЯ И СОБЛЮДЕНИЕМ НОРМАТИВОВ НДВ

В соответствии с Экологическим Кодексом Республики Казахстан физические и юридические лица, осуществляющие специальное природопользование, обязаны осуществлять производственный экологический контроль, составной частью которого является производственный мониторинг.

Для выполнения требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе для соблюдения нормативов допустимых выбросов, предусматривается система контроля источников загрязнения атмосферы.

Система контроля источников загрязнения атмосферы (ИЗА) представляет собой совокупность организованных, технических и методических мероприятий, направленных на выполнение требований законодательства в области охраны атмосферного воздуха, в том числе, на обеспечение действенного контроля за соблюдением нормативов допустимых выбросов.

Контроль соблюдения нормативов НДВ на предприятии подразделяется на следующие виды:

- непосредственно на источниках выбросов
- на специально выбранных контрольных точках
- на границе области воздействия или/и в жилой зоне

Контроль соблюдения установленных нормативов выбросов загрязняющих веществ в атмосферу должен осуществляться путем определения массы выбросов каждого загрязняющего вещества в единицу времени от источников выбросов и сравнения полученного результата с установленными нормативами в соответствии с установленными правилами. Годовой выброс не должен превышать установленного значения НДВ тонн/год, максимальный – установленного значения НДВ г/сек.

Контроль выбросов осуществляется лабораторией предприятия, либо организацией, привлекаемой предприятием на договорных условиях. План-график контроля на предприятии за соблюдением нормативов НДВ на источниках выбросов, на контрольных точках (постах), на границе области воздействия приводится в таблице 3.10.

Таблица 7.2

План - график
Контроля состояния атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны
Байганинский район, месторождение «Акжар»

Код ЗВ	Наименование контролируемого вещества	Периодичность контроля	Кем осуществляется контроль
1	2	3	4
Граница санитарно-защитной зоны			
0301	Азот (IV) оксид (Азота диоксид)	1 раз/квартал	Сторонняя организация
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	1 раз/квартал	Сторонняя организация
0337	Углерод оксид	1 раз/квартал	Сторонняя организация
2754	Алканы C12-C19	1 раз/квартал	Сторонняя организация
0410	Метан	1 раз/квартал	Сторонняя организация
0328	Сажа	1 раз/квартал	Сторонняя организация

Таблица 5.3. – План-график контроля атмосферного воздуха на границе области воздействия

Точки контроля	Гидро-метеорологические характеристики	Контролируемое вещество	Периодичность
1	2	3	4
Территория предприятия	Площадка 1 – месторождение «Акжар»		
	Температура воздуха Направление ветра Скорость ветра Атмосферное давление	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
	СЗЗ северная граница	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
	СЗЗ северо-восточная граница	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
	СЗЗ восточная граница	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
	СЗЗ юго-восточная граница	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
	СЗЗ южная граница	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
СЗЗ юго-западная граница	Температура воздуха Направление ветра Скорость ветра Атмосферное давление	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород	1 раз в квартал

		Алканы C12-19 Сера диоксид	
СЗЗ западная граница	Температура воздуха Направление ветра Скорость ветра Атмосферное давление	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал
СЗЗ северо-западная граница	Температура воздуха Направление ветра Скорость ветра Атмосферное давление	Азота (IV) диоксид (4) Азот (II) оксид (6) Углерод оксид (594) Смесь углеводородов C1-C5 Смесь углеводородов C6-C10 Сероводород Алканы C12-19 Сера диоксид	1 раз в квартал

5. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Экологический кодекс Республики Казахстан от 2 января 2021 года;
2. Приказ Министра экологии, геологии и природных ресурсов Республики Казахстан от 10 марта 2021 года;
3. Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 168. Об утверждении Гигиенических нормативов к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах;
4. Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» утвержденные Приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 237.
5. Методические указания по определению выбросов в атмосферу от стационарных дизельных установок. РНД 211.2.02.04-2004, Астана, 2004.
6. Методика расчета нормативов выбросов от неорганизованных источников Приложение №8 к Приказу Министра окружающей среды и водных ресурсов РК от 12 июня 2014 года №221.
7. Сборник методик по расчету выбросов ВВ в атмосферу различными производствами, Алматы, 1996 год.
8. Методика расчета выбросов ЗВ в атмосферу при механической обработке металлов, Астана 2005 г.
9. Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования, Астана, 2004 г.