«Солтүстік Қаражанбас» кен орнында тауарлық мұнай тасымалдау үшін мұнай құбырын салу (жаңғырту)» жұмыс жобасын түзету»

жұмыс жобасы бойынша

«FLAGMAN_EXPERT»

14.05.2019 ж. № FE-0067/19

ҚОРЫТЫНДЫ

ТАПСЫРЫСШЫ:
«PhystechII» АҚ

БАС ЖОБАЛАУШЫ:
«Актау Инжиниринг» ЖШС

Ақтау қаласы

АЛҒЫ СӨЗ

««Солтүстік Қаражанбас» кен орнында тауарлық мұнай тасымалдау үшін мұнай құбырын салу (жаңғырту)» жұмыс жобасын түзету» жұмыс жобасы бойынша осы қорытынды «FLAGMAN_EXPERT» ЖШС берілді.

«FLAGMAN_EXPERT» ЖШС -нің рұқсатынсыз осы қорытындыны толық немесе ішінара қайта шығаруға, көбейтуге және таратуға жол берілмейді.

«FLAGMAN_EXPERT»

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

№ FE-0067/19от14.05.2019 г.

по рабочему проекту

«Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»»

«FLAGMAN_EXPERT»

ЗАКАЗЧИК:
АО «Phystech II»

ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК:
ТОО «Актау Инжиниринг»

г. Актау

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное заключение на рабочий проект «Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»» выдано ТОО «FLAGMAN_EXPERT».

Данное экспертное заключение не может быть полностью или частично воспроизведено, тиражировано и распространено без разрешения ТОО «FLAGMAN_EXPERT».

«FLAGMAN_EXPERT»

1. НАИМЕНОВАНИЕ: рабочий проект «Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»».

Настоящее заключение выполнено в соответствии с договором от 27 марта 2019 года № FE-0059 между ТОО «FLAGMAN_EXPERT» и АО «Phystech II».

2. ЗАКАЗЧИК: АО «Phystech II»

3. ГЕНПРОЕКТИРОВЩИК: ТОО «Актау Инжиниринг», государственная лицензия от 24 августа 2012 года №12011890, II – категория, выданная Агентством Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства, приложение к государственной лицензии от 05 июня 2015 года №001.

4. ИСТОЧНИК ФИНАНСИРОВАНИЯ: негосударственные инвестиции

5. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

5.1 Основание для разработки:

задание на проектирование, утвержденное генеральным директором АО «Phystech II» от 12 ноября 2018 года;

постановление акимата Тупкараганского района о предоставлении права временного возмездного землепользования от 26 мая 2016 года №96;

акт на право временного возмездного землепользования, выданный Тупкараганским районным отделением Мангистауского филиала РГП «НПЦзем» от 18 июля 2016 года №0220119;

архитектурно-планировочное задание, утвержденное главным архитектором Тупкараганского района от 20 февраля 2014 года №10;

экспертное заключение от 28 июня 2018 года №ЭЗ/019418 по обследованию технического состояния для рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»., выданное ТОО «Гарун и К», свидетельство об аккредитации на право осуществления экспертных работ по техническому обследованию надежности и устойчивости зданий и сооружений на технологически сложных объектах первого и второго уровней ответственности №00052 от 31 мая 2018 года;

заключение по рабочему проекту «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)» от 05 июля 2018 года № FE-0086/18, выданное ТОО «FLAGMAN_EXPERT»;

письмо АО «Phystech II» о начале строительства объекта в июне 2019 года от 22 апреля 2019 года №19/213;

письмо АО «Phystech II» о рассмотрении рабочего проекта без сметной документации от 18 апреля 2019 года №19/138.

Технические условия:

АО «Phystech II» от 30 ноября 2017 года №17/506– на электроснабжение.

5.2 Согласования и заключения заинтересованных организаций:

АО «Phystech II» – письмо о согласовании рабочего проекта от 18 апреля 2019 года №19/138 года №08/236;

РГУ «Департамент Комитета индустриального развития и промышленной безопасности по Мангистауской области» - письмо о согласовании рабочего проекта в части промышленной безопасности от 04 апреля 2018 года № KZ32VQR00010059.

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан» - заключение государственной экологической экспертизы от 03 мая 2019 года № R01-0095/18.

5.3 Перечень документации, представленной на экспертизу

032118-01-ПЗ- пояснительная записка.

Рабочие чертежи:

032118-01-ГП – генеральный план;

032118-01-ТХ – технологические решения;

032118-01-АС – архитектурно-строительные решения;

032118-01-СНГ – система сбора нефти и газа;

032118-01-ЭС – электроснабжение;

Организация строительства.

Охрана окружающей среды.

Паспорт рабочего проекта.

Отчет об инженерно-геологических изысканиях выполненный ИП «Амирус» в ноябре 2017 года (Государственная лицензия от 02 апреля 2004 года ГСЛ-Ф №002341, приложение к государственной лицензии от 15 января 2013 года).

Топографическая съемка в масштабе М1:1000 выполненная ТОО «Гео-Тобыш» в октябре 2018 года. (Государственная лицензия от 06 мая 2015 года №15008514, приложение к государственной лицензии от 06 мая 2015 года).

5.4 Цель и назначение объекта строительства

Модернизация системы подготовки и сдачи нефти для транспортировки товарной нефти в трубопроводную систему АО «КазТрансОйл».

6.0 ОСНОВНЫЕ ДАННЫЕ ОБЪЕКТА И ПРИНЯТЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ

6.1 Место размещения объекта и характеристика участка строительства

Участок выполнения работ по объекту «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный (модернизация)» расположен на месторождении Северный Каражанбас, в Тупкараганском районе, Мангистауской области, Республики Казахстан.

«FLAGMAN EXPERT»

Природно-климатические условия района строительства:

климатический подрайон (СП РК 2.04-01-2017)	- IV - Г;
расчетная зимняя температура наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92 (СП РК 2.04-01-2017)	- минус 19^0С;
нормативная снеговая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 50 кгс/м^2;
нормативная ветровая нагрузка (СНиП 2.01.07-85*)	- 48 кгс/м^2;
нормативная глубина промерзания грунта (СП РК 2.04-01-2017)	- 0,9 м;
сейсмичность (СП РК 2.03-30-2017)	- 6 баллов.

Инженерно-геологические условия площадки строительства

Отчет об инженерно-геологических изысканиях выполнен ИП «Амирус» в ноябре 2017 года и топографическая съемка в масштабе М1:1000 выполнена ТОО «Гео-Тобыш» в октябре 2018 года.

Система координат – условная, система высот – Балтийская.

На основании ГОСТ 25100-2011 выделены три инженерно-геологических элемента (далее ИГЭ):

ИГЭ-1. Супесь от твердой до пластичной. Мощность слоя составляет до 5,3 м.

Нормативные значения грунта:

плотность грунта естественного сложения ρн = 1,85 г/см³;

удельное сцепление Сн = 15 кПа, угол внутреннего трения φн=20º;

модуль деформации: Ен = 17,5 МПа (в естественном состоянии);

модуль деформации: Ен = 10,0 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-2. Песок мелкий – пылеватый, средней плотности, от маловлажного до водонасыщенного.

Мощность слоя 2,4 - 2,9 м.

Нормативные значения грунта:

плотность сухого грунта ρн = 1,85 г/см³;

плотность грунта естественного сложения ρн = 1,75г/см³, грунт рыхлый;

плотность минеральных частиц ρн = 2,70 г/см³;

удельное сцепление Сн = 0 кПа, угол внутреннего трения φн=28º;

модуль деформации: Ен = 16,0 МПа (в водонасыщенном состоянии).

ИГЭ-3. Глина тугопластичная. Мощность слоя 3,1-3,6 м.

Нормативные значения грунта:

плотность грунта ρн = 2,05 г/см³;

удельное сцепление Сн = 50 кПа, угол внутреннего трения φн=10º;

модуль деформации: Ен = 6,7 МПа (в водонасыщенном состоянии).

Коррозионная агрессивность грунта: к углеродистой стали – высокая.

Засоление грунтов: грунты засоленные, засоление сульфатное.

Агрессивность грунтов: грунты по содержанию сульфатов сильноагрессивные к бетонам на портландцементе и среднеагрессивные к бетонам на сульфатостойких цементах;

по содержанию хлоридов – сильноагресивные к бетонным и железобетонным конструкциям.

Качественный прогноз потенциальной подтопляемости: территория потенциально подтопляемая. Грунтовые воды вскрыты на глубине 0,5 м.

Максимальная глубина проникновения 0º С в почву составляет – 1,26 м.

6.2.1 Проектные решения

6.2.1 Генеральный план

Участок выполнения работ по объекту «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный (модернизация)» расположен на месторождении Каражанбас Северный, Тупкараганского района, Мангистауской области, Республики Казахстан.

Месторождение Каражанбас Северный является действующим объектом, разрабатываемым поэтапно.

Способ отвода поверхностных вод принят по спланированной поверхности за пределы площадки, в пониженные места рельефа.

Для обеспечения подъезда к площадкам предусмотрены автомобильные проезды от существующей сети дорог с шириной проезжей части 4,5 м и обочинами 1,5 м.

Внутриплощадочные автодороги предусмотрены из ПГС.

Корректировкой в данный раздел рабочего проекта внесены следующие изменения:

перенос месторасположения камеры запуска скребка на площадке ГСУ;

изменение вертикальной планировки площадки ПСН.

«FLAGMAN EXPERT»

6.2.2 Технологические решения

Модернизация ГСУ

Корректировкой в данный раздел рабочего проекта внесены следующие изменения:

перенос месторасположения камеры запуска скребка на площадке ГСУ.

Камера запуска скребка марки БКЗ-150-8-Л-УХЛ1, предназначена для запасовки очистного устройства в полость нефтепровода, при плановых очистках внутреннего пространства трубопровода от отложений. Камера запуска скребка поставляется в заводском исполнении и комплектуется пускорегулирующей арматурой и контрольно-измерительными приборами

При переносе площадки камеры запуска скребка, основные узлы, трубопроводная обвязка и запорно-регулирующая арматура остаются без изменений.

Трубопроводы подвода и отвода нефти, а также дренажные трубопроводы вне камеры запуска скребка подключаются к соответствующим трубопроводам площадки ГСУ.

В соответствии с СН 527-80 технологические трубопроводы классифицируются:

нефтепроводы – I категории группы Б(б);

дренажные трубопроводы нефти – III категории группы Б(б).

Трубопроводы выполнены из стальных труб диаметрами 57х3,5 мм, 108х4,5 мм и 159х9 мм по ГОСТ 8732-78, марка стали 20, группа В.

Объем контроля сварных соединений неразрушающими методами в процентах к общему числу стыков в соответствии с СП РК 3.05-103-2014 составляет:

трубопроводы I категории - 20%;

трубопроводы III категории - 2%.

В соответствии с СП РК 3.05-103-2014 после монтажа трубопроводы, подлежат гидравлическому испытанию на прочность и герметичность. Величина испытательного давления на прочность в зависимости от рабочего давления и составляет:

при Рраб до 0,5 МПа - Рисп=1,5 Рраб, но не менее 0,2 Мпа;

при Рраб св. 0,5 МПа - Рисп=1,25 Рраб, но не менее 0,8 Мпа.

Испытательное давление на прочность должно быть выдержано в течение 5 мин, после чего его снижают до рабочего.

Величина испытательного давления на герметичность должна соответствовать рабочему давлению.

Антикоррозионная изоляция надземных трубопроводов - покрытие масляно-битумное ОСТ 6-10-426-79, в 2 слоя по грунту ГФ-021 ГОСТ 25129-82;

Тепловая изоляция надземных трубопроводов маты минераловатные толщиной 60 мм, покровный слой алюминиевые листы толщиной от 0,5 до 0,8 мм.

Система сбора нефти и газа.

Данной корректировкой рабочего проекта по данному разделу предусмотрены следующие изменения:

изменение толщины стенки нефтепровода от ГСУ до ПСН диаметром 152 мм с 7,9 мм на 5,7 мм;

изменение трасс нефтепроводов: от ПСН до ПУН и от ПУН до врезки в нефтепровод «Казтрансойл»;

добавление защитных кожухов для нефтепроводов от ПСН до точки врезки в магистральный нефтепровод АО «КазТрансОйл»;

добавление колодца К-1 в по трассе нефтепровода от ГСУ до ПСН.

Нефтепровод от ГСУ до ПСН

«ГЛАСМАН ЭКСПЕРТ»

Нефтепровод от ГСУ до пункта сдачи нефти выполнен из трубы стеклопластиковой диаметром 152х5,7 мм. согласно СТ РК 2307-2013.

По трассе нефтепровода (6650 м от ГСУ) предусмотрен колодец К-1 с установкой запорного устройства, который служит для периодической зачистки нефтепровода.

Основные технические показатели:

Протяженности нефтепроводов:

- нефтепровода от ГСУ до ПСН-11540 м;
- нефтепровода от ПСН до ПУН- 346,26 м;
- нефтепровода от ПУН до точки подключения к магистральному нефтепроводу «КТО»- 224,91 м.

6.2.3 Конструктивные решения

Уровень ответственности - II (нормальный)

Степень огнестойкости опор – II.

В рабочем проекте предусмотрена корректировка следующих технологических площадок

на ГСУ:

площадка камеры запуска скребка К3-1.

На ПСН:

площадка камеры приема скребка КП-1.

Площадка камеры запуска скребка К3-1

Площадка камеры запуска скребка с размерами в осях 11,85х4,0 м, толщиной 0,15 м предусмотрена из бетона класса В 15 на сульфатостойком портландцементе, армированная сеткой из стержней диаметром 12 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм (ГОСТ 23279-85), обрамленная бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрены фундаменты под оборудование, площадка обслуживания, опоры, приямки.

Фундаменты под оборудование размером 900х600х600 (h) мм из бетона класса В15, , армированные сеткой из стержней диаметром 12 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм по ГОСТ 23279-85.

Площадка обслуживания и лестница предусмотрены металлические по серии 1.450.3-6.

Ограждение площадки и лестницы принято из уголка 50х5 мм (ГОСТ 8509-93), арматуры диаметром 12 мм класса А-I (А240) (ГОСТ 5781-82*), листовой стали толщиной 2 мм по ГОСТ 19903-2015.

Стойки площадки приняты из трубы диаметром 89х4 мм (ГОСТ 10704-91), пластины толщиной 6 мм, 10 мм (ГОСТ 82-70*), закладной детали по серии 3.400-6/76.

Фундаменты под лестницу приняты размером 800х300х450 (h) мм из бетона класса В15 с закладными деталями по серии 3.400-6/76.

Приямок монолитный размером 900х900х800 (h) мм предусмотрен из бетона класса В15 с толщиной стен 50-100 мм и днища толщиной 100 мм, армированный сеткой из стержней диаметром 8 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм (ГОСТ 23279-85) с листовой сталью толщиной 6 мм по ГОСТ 19903-2015.

Приямок перекрыт просечно-листовой сталью толщиной 4 мм по ТУ 27.1-25484714-001.

Опоры подвижные приняты из труб диаметрами 108х5 мм, 159х5 мм (ГОСТ 10704-91), листовой стали толщиной 6 мм (ГОСТ 19903-2015); из бетона класса В15 размером 200х200х175 (h) мм с закладными деталями по серии 3.400-6/76.

Площадка камеры приема скребка КП-1

«TAGMAN_EXPERT»

Площадка камеры приема скребка КП-1 с размерами в осях 10,25х4,0 м, толщиной 0,15 м предусмотрена из бетона класса В 15 на сульфатостойком портландцементе, армированная сеткой из стержней диаметром 12 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм (ГОСТ 23279-85), обрамленная бортовым камнем по ГОСТ 6665-91.

На площадке предусмотрены фундаменты под оборудование, площадка обслуживания, опоры, приямки.

Фундаменты под оборудование размером 900х600х600 (h) мм из бетона класса В15, , армированные сеткой из стержней диаметром 12 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм по ГОСТ 23279-85.

Площадка обслуживания и лестница предусмотрены металлические по серии 1.450.3-6.

Ограждение площадки и лестницы принято из уголка 50х5 мм (ГОСТ 8509-93), арматуры диаметром 12 мм класса А-I (А240) (ГОСТ 5781-82*), листовой стали толщиной 2 мм по ГОСТ 19903-2015.

Стойки площадки приняты из трубы диаметром 89х4 мм (ГОСТ 10704-91), пластины толщиной 6 мм, 10 мм (ГОСТ 82-70*), закладной детали по серии 3.400-6/76.

Фундаменты под лестницу приняты размером 800х300х450 (h) мм из бетона класса В15 с закладными деталями по серии 3.400-6/76.

Приямок монолитный размером 900х900х800 (h) мм предусмотрен из бетона класса В15 с толщиной стен 50-100 мм и днища толщиной 100 мм, армированный сеткой из стержней диаметром 8 мм класса А-III (А400) с ячейками 200х200 мм (ГОСТ 23279-85) с листовой сталью толщиной 6 мм по ГОСТ 19903-2015.

Приямок перекрыт просечно-листовой сталью толщиной 4 мм по ТУ 27.1-25484714-001.

Опоры подвижные приняты из труб диаметрами 108х5 мм, 159х5 мм (ГОСТ 10704-91), листовой стали толщиной 6 мм (ГОСТ 19903-2015); из бетона класса В15 размером 200х200х200 (h) мм с закладными деталями по серии 3.400-6/76.

Мероприятия по защите строительных конструкций

Бетон для бетонных и железобетонных конструкций принят на сульфатостойком портландцементе, марка по водонепроницаемости W4, морозостойкости F50.

Под фундаментами выполнена подготовка из щебня, пролитого битумом до полного насыщения, толщиной 50 мм.

Все бетонные и железобетонные конструкции, соприкасающиеся с грунтом, обмазываются горячим битумом за 2 раза по грунтовке из 40% раствора битума в керосине.

Все металлоконструкции окрашиваются эмалевой краской ПФ-115 по грунтовке ГФ-021 по ГОСТ25129-82*.

«FLAGMAN_EXPERT»

6.2.4 Инженерное обеспечение, сети и системы

Электротехнические решения

Электротехнические решения

В соответствии с заданием на проектирование, корректировкой рабочего проекта предусмотрено внесение изменений в проектные решения, ранее разработанного рабочего проекта, изменились электротехнические решение по электроснабжению электроприемников на объектах ПСН, ПУН и ГСУ:

проектируемые установленные и расчетные мощности;

трассы кабельных линий;

тип мачты освещения;

уточнены оборудование и материалы.

Дополнительно предусмотрена пассивная антикоррозионная защита кожухов на трубопроводах.

В связи с изменением типа технологического оборудования, рабочим проектом выполнен перерасчет установленных и расчетных мощностей электрооборудования.

Все рассматриваемые данным рабочим проектом электроприемники предназначены для питания от сети переменного тока 380/220 В с частотой 50 Гц.

Внесены изменения по комплектации ЩСУ-0,4 кВ.

Мачта освещения типа ПМЖ-22,8 высотой 22,8 м заменена на мачту типа ПМС-24 высотой 24 м.

При переносе месторасположения площадки ПУН и камеры запуска скребка на площадке ГСУ, изменилось трассы кабельных линий.

Антикоррозийная защита

Рабочим проектом предусмотрено пассивная защита дополнительных защитных футляров нефтепровода при пересечениях с инженерными сетями (на трех местах).

В рабочем проекте система электрохимической защиты футляров запроектирована в составе одной протекторной установки из двух протекторов. Защитные футляры защищены с помощью магниевого протектора типа ПМ-10У. Протекторы расположены на расстоянии 10 м от футляра и на 0,2 м ниже глубины промерзания грунта.

Технические решения по расположению на защитном футляре элементов ЭХЗ приняты по типовой серии 7.402-5 "Узлы и детали установок электрохимической защиты подземных трубопроводов от коррозии".

Подача защитного потенциала на трубопроводы выполнена через раздельные каналы диодно-резисторного блока типа БДРМ-10-2-10.

Диодно- резисторный блок БДРМ-10-2-10 установлен на стойке КИП.

Для подключения протекторов и систематического контроля за состоянием защищаемого футляра, предусмотрен контрольно- измерительный пункт (КИП) типа СКИП-1-8.

Кабель от протекторов соединены между собой и проложены в траншее. Для прокладки принять кабель марки ВВГ-0,66 сечением 1х10 мм^2.

Основные технические показатели:

установленная мощность - 610,0 кВт;

расчетная мощность - 498,66 кВт.

6.3 Инженерно-технические мероприятия по предупреждению чрезвычайных и взрывопожароопасных ситуаций

«FLAGMAN_EXPERT»

В рабочем проекте разработаны мероприятия, направленные на снижение риска возникновения чрезвычайных ситуаций и их локализацию. Мероприятия по снижению последствий чрезвычайных ситуаций проводятся по следующим направлениям:

герметизация технологического процесса;

обеспечение надежного электроснабжения;

обеспечение защиты от пожаров;

обеспечение защиты обслуживающего персонала.

6.5 Организация строительства

Рабочим проектом разработаны мероприятия по инженерной подготовке территории застройки, в составе которой предусмотрены следующие работы:

создание разбивочной основы и проведение разбивочных работ в ходе строительства;

устройство временного ограждения площадки строительства.

Ведение строительно-монтажных работ предполагается осуществлять поточным методом с комплексной механизацией всех основных строительных процессов.

Доставка строительных материалов и конструкций к месту работ осуществляется по автомобильным дорогам.

Контроль качества строительно-монтажных работ осуществляется специальными службами, созданными в строительной организации, оснащенными средствами, приборами, приспособлениями, обеспечивающими необходимую достоверность и полноту контроля.

Нормативная продолжительность выполнения работ определена на основании СН РК 1.03-01-2016, СП РК 1.03-102-2014, СП РК 1.03-101-2013 и составила 9 месяцев.

Начало работ предусмотрено в июне 2019 года, (письмо АО «Phystech» от 22.04.2019 года №19/213).

6.6 Сметная документация

Согласно письму АО «Phystech II» от 18 апреля 2019 года №19/138 сметная документация по рабочему проекту не рассматривалась.

7. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРТИЗЫ

7.1 Дополнения и изменения, внесенные в рабочий проект, в процессе проведения экспертизы.

В процессе рассмотрения по замечаниям и предложениям ТОО «FLAGMAN_EXPERT» в рабочий проект «Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)» внесены следующие изменения и дополнения:

Технологические решения:

1) исключены ссылки на НТД с истекшими сроками действия и заменены на актуальные;

2) спецификация оборудования и материалов приведена в соответствие с ГОСТ 21.110-2013;

3) пояснительная записка дополнена техническими мероприятиями по антикоррозионной защите всех трубопроводов в зависимости от способа прокладки.

4) указано минимальное допустимое расстояние от проектируемых трубопроводов при пересечении существующих сетей согласно СНиП РК 3.05-01-2010;

5) указаны допустимые минимальные радиусы упругих изгибов стального и стеклопластикового трубопроводов;

6) представлены расчеты по балластировке подземных нефтепроводов;

7) добавлены указания по устройству защитных кожухов с указанием материала и диаметра кожуха;

8) добавлена таблица условных обозначений на чертежах планов нефтепроводов;

9) добавлен пикетаж сигнализатора прохождения скребка по трассе нефтепровода;

10) добавлено обозначение ниппеля стеклопластиковой трубы участка между отводами.

7.2 Оценка принятых проектных решений

Рабочий проект разработан в необходимом объеме, в соответствии с заданием на проектирование, иными исходными данными, техническими условиями и требованиями

В соответствии с требованиями «Правил определения общего порядка отнесения зданий и сооружений к технически и (или) технологически сложным объектам», утвержденным приказом Министерства национальной экономики Республики Казахстан

«FLAGMAN_EXPERT»

от 28 февраля 2015 года №165, разработчиком рабочего проекта данный объект отнесен ко II нормальному уровню ответственности.

Состав и комплектность представленных материалов соответствует требованиям СН РК 1.02-03-2011 «Порядок разработки, согласования, утверждения и состав проектной документации на строительство».

Материалы инженерных изысканий содержат достаточные данные, необходимые для разработки проектной документации.

Принятые проектные решения с учетом внесенных изменений по п.7.1 соответствуют государственным нормативным требованиям по санитарной, экологической и промышленной безопасности, обеспечивают надежное функционирование объекта.

Основные технические показатели по рабочему проекту

Таблица №1

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Показатели	
			До рассмотрения	После рассмотрения
1	Протяженность нефтепроводов – от ГСУ до ПСН от ПСН до ПУН от ПУН до «КТО»	м	11540,0 346,26 224,91	11540,0 346,26 224,91
2	Мощность пункта сбора нефти	т/сутки	1000	1000
3	Мощность пункта учета нефти	м³/час	100	100
4	Нормативная продолжительность выполнения работ	мес.	9	9

8. ВЫВОДЫ

1. С учетом внесенных изменений и дополнений, рабочий проект **«Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»** соответствует требованиям нормативных правовых актов и государственных нормативов, действующих в Республике Казахстан, и рекомендуется для утверждения в установленном порядке со следующими основными техническими показателями:

протяженность нефтепроводов:
от ГСУ до ПСН - 11540,0 м;
от ПСН до ПУН - 346,26 м;
от ПУН до «КТО» - 224,91 м;
мощность пункта сбора нефти - 1000 т/сутки;
мощность пункта учета нефти - 100 м³/час;
нормативная продолжительность выполнения работ - 9 месяцев

2. При представлении на утверждение и выдаче на производство работ рабочий проект подлежит проверке на соответствие его с настоящим заключением экспертизы.

3. Заказчику при строительстве максимально использовать оборудование, материалы и конструкции отечественных товаропроизводителей.

4. Настоящее экспертное заключение выполнено с учетом исходных материалов (данных), утвержденных заказчиком для проектирования, достоверность которых гарантирована АО «Phystech II» в соответствии с условиями договора от 27 марта 2019 года № FE-0059.

5. Настоящее экспертное рассматривать совместно с ранее выданным заключением ТОО «FLAGMAN_EXPERT» №FE-0086/18 от 05 июля 2018 года, с учетом изменений, внесенных в разделы «Генеральный план», «Технологические решения», «Конструктивные решения», «Электротехнические решения», «Оценка воздействия на окружающую среду».

8. ТҰЖЫРЫМДАР

1. **«Солтүстік Қаражанбас» кен орнында тауарлық мұнай тасымалдау үшін мұнай құбырын салу (жаңғырту)» жұмыс жобасын түзету»** жұмыс жобасына енгізілген өзгерістер мен толықтыруларды ескере отырып, Қазақстан Республикасында қолданылатын нормативтік құқықтық актілер және мемлекеттік нормативтер талаптарына сәйкес келетіндіктен, төмендегі негізгі техникалық көрсеткіштерімен белгіленген тәртіппен бекітуге ұсыныс жасаймыз:

мұнай құбырларының ұзындығы:
ТЖҚ-дан МЖП-ға дейін - 11540,0 м;
МЖП-дан МЕП-ға дейін - 346,26 м;
МЕП-тен «КТО»-ға дейін - 224,91 м;
мұнай жинау пунктінің қуаты - 1000 т/тәулігіне;
мұнай есептеу пунктінің қуаты - 100 м^3/сағатына;
нормативтік жұмыстарды орындау ұзақтығы - 9 ай.

2. Жұмыс жобасы бекітуге ұсынылғанда және жұмыс жасауға берілгенде осы сараптама қорытындысымен сәйкестігі тексерілуі керек.

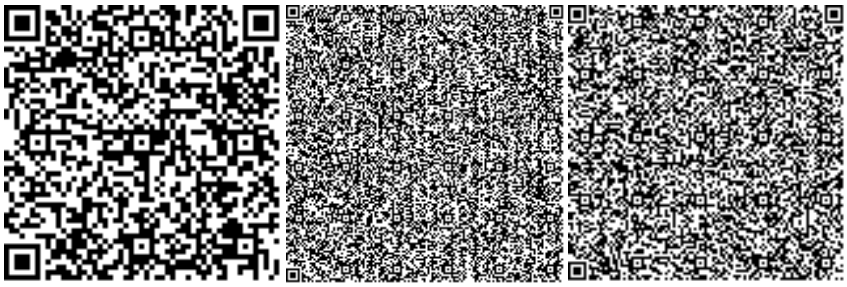
3. Тапсырысшы құрылыс салу кезінде отандық тауар өндірушілердің жабдықтарын, материалдары мен құрастырмаларын барынша пайдалансын.

4. Осы сараптау қорытындысы жобалау үшін тапсырысшы бекіткен бастапқы материалдарды (мәліметтерді) есепке алумен орындалды, олардың дұрыстығына 2019 жылғы 27 наурыздағы № FE-0072 шарттың талаптарына сәйкес «Phystech II» АҚ кепілдік етеді.

5. Осы сараптама қорытынддысы «FLAGMAN_EXPERT» ЖШС-нің бұрын 2018 жылғы 05 шілдеде берген № FE-0086/18 қорытындымен, «Бас жоспар», «Технологиялық шешім», «Электротехникалық шешім», «Қоршаған ортаға әсерін бағалау» бөлімдеріне енгізілген өзгерістерді екере отырып, бірге қаралуы керек.

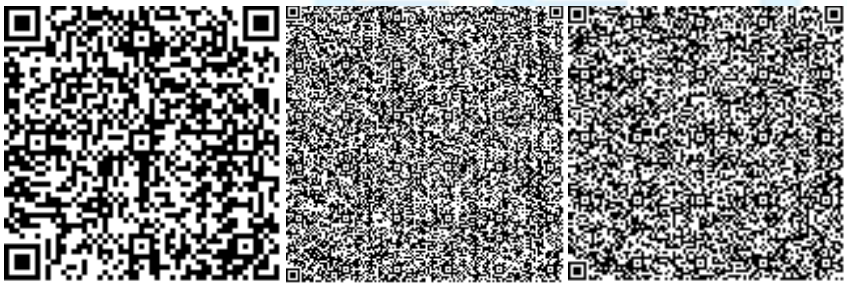
Болекбаев А.К.

Директор



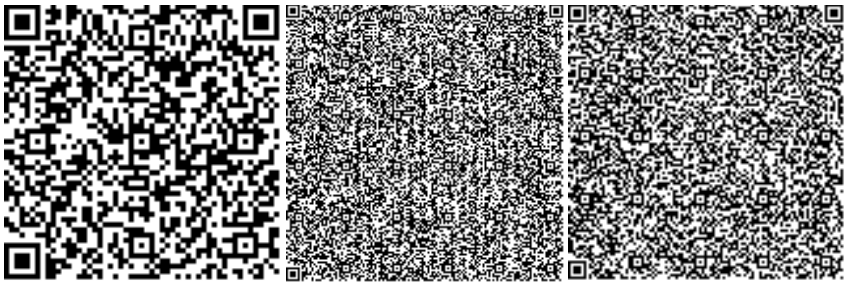
Ермаганбет Р.С.

Эксперт



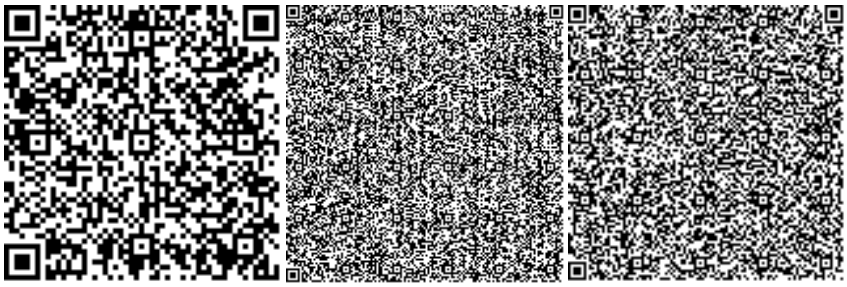
Абилов А.К.

Эксперт



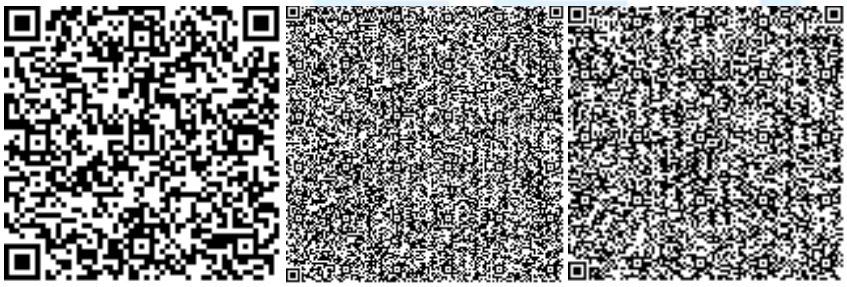
Абугалиев Н.Н.

Эксперт



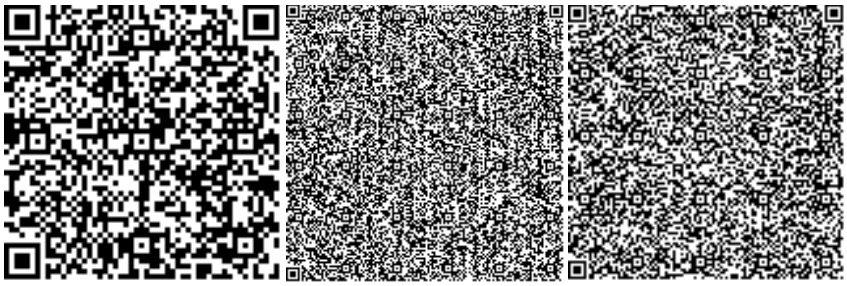
Зинолла Р.К.

Эксперт



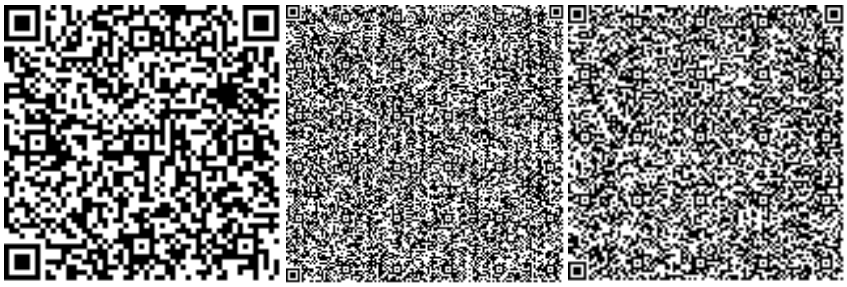
Бейсенов Н.А.

Эксперт



Цуканова Э.Ф.

Эксперт



«FLAGMAN_EXPERT»

Номер: R01-0095/18
Дата: 03.05.2019

«ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ ЭНЕРГЕТИКА МИНИСТРЛІГІНІҢ ЭКОЛОГИЯЛЫҚ РЕТТЕУ ЖӘНЕ БАҚЫЛАУ КОМИТЕТІНІҢ МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫ БОЙЫНША ЭКОЛОГИЯ ДЕПАРТАМЕНТІ» РЕСПУБЛИКАЛЫҚ МЕМЛЕКЕТТІК МЕКЕМЕСІ

Қазақстан Республикасы, Маңғыстау облысы 130000 Ақтау қаласы, өндірістік аумақ № 3, ғимарат 10, тел: 8/7292/ 30-12-89,d.kantselyariya@energo.gov.kz

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ «ДЕПАРТАМЕНТ ЭКОЛОГИИ ПО МАНГИСТАУСКОЙ ОБЛАСТИ КОМИТЕТА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ И КОНТРОЛЯ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН»

Республика Казахстан, Мангистауская область 130000, город Актау, промышленная зона № 3, здание 10, телефон: 8/7292/ 30-12-89, d.kantselyariya@energo.gov.kz

АО «Phystech II»

Заключение государственной экологической экспертизы на Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»

Материалы разработаны – ИП А.В.Драган. Государственная лицензия на природоохранное проектирование 02016Р №0042701 от 06.11.2009 г г.

Заказчик материала проекта – АО «Phystech II».

На рассмотрение государственной экологической экспертизы представлены:

- «Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный (модернизация)»;
- «Оценка воздействия на окружающую среду»;

Материалы поступили 29.03.2019 г. вх. № R01-03/00033 и рассмотрены на заседании комиссии государственной экологической экспертизы от 03.05.2019 г.

Сроки строительства – 12 месяцев.

Проект «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении «Каражанбас Северный» был разработан ТОО «Актау Инжиниринг» в 2018г. и прошел вневедомственную экспертизу в ТОО «Flagman_Expert». Но заказчиком внесены изменения в проект существенно влияющие на строительство и сметный расчет

по проекту, поэтому в данном проекте рассматриваются только объекты строительства, которые существенно подверглись изменению, такие как:

1. Прокладка нефтепровода от ГСУ до ПСН (пункта сдачи нефти), изменение толщины стенки трубопровода с Ду159х7,9мм на Ду159х5,7мм;
2. СИКН производства НПО «ОЗНА» на проектируемой площадке учета нефти (ПУН)
3. Изменение вертикальной планировки площадки ПСН с указанием фактических координат,
4. Изменение трассы подъездной автодороги от ПСН к существующей автодороге Бузачи Оперейтинг Лтд с примыканием, согласно ТУ «ФК BOL»;
5. Изменение трассы нефтепровода;
6. Перенос месторасположения камеры запуска скребка КЗ-1 на площадке ГСУ АО «Phystech II»;
7. Добавление кожухов для нефтепровода с ЭХЗ в соответствии с Техническими условиями АО «КТО»;
8. Колодец в середине нефтепровода для промежуточной очистки трубопровода;

Общие сведения

Месторасположение проектируемого объекта

Нефтяное месторождение Каражанбас Северный расположено на северо- западном побережье полуострова Бузачи Мангистауской области Республики Казахстан.

Район строительства расположен в северной части полуострова Бузачи нефтепромысла Каражанбас Северный. Площадка строительства находится вне пределов природоохранной зоны.

В административном отношении район строительства входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Областной центр г.Актау находится на расстоянии 230 км. В 25 км расположен вахтовый поселок Каражанбас. С областным центром месторождение связано асфальтированной дорогой Актау-Каламкас.

Основные проектные решения

Технологические решения и их обоснование

На этапе промышленного обустройства месторождения в настоящем проекте предусматривается следующее:

– Размещение на участке ГСУ площадок насосов Н-1/1,2 и камеры запуска скребка КЗ-1.

– Прокладка нефтепровода от ГСУ до ПСН (пункта сдачи нефти) с промежуточным колодцем К-1 (Фрагмент 6) (рассматривается в разделе СНГ);

– Разработка участка ПСН 365тыс.т/год;

– Прокладка магистрального нефтепровода от ПСН до ПУН (Пункт учета нефти) (рассматривается в разделе СНГ);

– Разработка участка ПУН, производительностью 100м3/час;

– Прокладка магистрального нефтепровода от ПУН до подключения к магистральному нефтепроводу «КТО» (рассматривается в разделе СНГ).

Размещение на участке ГСУ площадок насосов Н-1/1,2 и камеры за- пуска скребка КЗ-1

Проектом предусматривается установка плунжерных насосов позиции Н- 1/1,2, марки HSK20080-417/6.3P на существующей площадке ГСУ. Управление насосами местное. Нефть на насосы подается из существующих горизонтальных резервуаров нефти Е-3,4,5,6, проектный нефтепровод подключается к существующему коллектору выхода нефти резервуаров нефти Е-3,4,5,6. Насосами позицииН-1/1,2 товарная нефть от резервуаров нефти Е-3,4,5,6 перекачивается на проектируемый участок ПСН, отдаленный от ГСУ примерно на 12км. Максимальное рабочее давление насосов Н-1/1,2 до 6,3МПа.

После насосов Н-1/1,2 проектом предусмотрена камера запуска скребка, для очистки нефтепровода от ГСУ до ПСН, позиции КЗ-1, марки БКЗ-150-8-Л- УХЛ1, предназначенный на диаметр очищаемого коллектора Ду150, рассчитанный на давление 8,0МПа. При перекачке нефти от ГСУ до ПСН, нефть проходить через байпасную линию камеры запуска скребка КЗ-1, при очистке нефтепровода, устанавливается скребок очистки на камеру КЗ-1 и поток нефти переводиться с байпасной линии в камеру. За счет инерции потока нефти скребок очистки проходить через всю трассу нефтепровода и останавливается на камере приеме скребка, позиции КП-1 находящейся на участке ПСН. На камере запуска скребка имеется индикатор прохождения скребка, расположенная на выходе с камеры запуска, который подтверждает, что скребок вышел из камеры запуска, после чего, поток нефти нужно перевести на байпасную линию камеры запуска, отключить камеру запуска КЗ-1, открыть дренажный патрубок и сбросить остаток нефти в камере запуска КЗ-1.

С плунжерных насосов Н1/1,2 и с камеры запуска скребка КЗ-1 имеются дренажные линии, которые сливаются в общий коллектор Ду80, проектируемый дренажный коллектор подключается к существующей дренажной системе ГСУ.

На площадке ГСУ имеется существующая лаборатория, в которой будут проводиться испытания согласно требованиям технических условий АО «КТО».

Пункт сдачи нефти

При создании пункта сдачи нефти использовались вышеуказанные данные по добыче продукции, по закачке воды. В участке Пункт сдачи нефти расположены камера приема скребка, резервуарный парк товарной нефти, резервуарный парк пожарной и пресной воды, подпорные и магистральные насосы нефти, насосы перекачки пресной воды на УПН (разрабатывается отдельным проектом), дренажная емкость.

Технологическая схема пункта сдачи нефти представляет собой следующее:

Товарная нефть по нефтепроводу из стеклопластиковой трубы Ду152мм Р-88 атм от ГСУ до ПСН приходит через байпасную линию, камеры приема скребка, позиции КП-

1, марки БПЗ-150-8-Пр-УХЛ1 и поступает в резервуары товарной нефти Р-1/1,2. Во время очистки нефтепровода с помощью скребка, поток нефти переводится в камеру приема скребка КП-1, когда поступить сигнал о прохождении скребка от индикатора прохождения скребка, расположенной на входе в камеру приема, открывается байпасная задвижка, отсекается вход и выход камеры приема скребка КП-1, камера очищается путем сливания нефти из камеры в дренажную линию, снимается скребок с камеры.

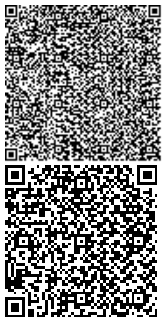
После КП-1 товарная нефть попадает в резервуары товарной нефти позиции Р-1/1,2, типа РВС-1000, объемом 1000м3 каждый. Размещение патрубков, комплектация оборудований резервуаров ОЛ-1. Перед сдачей резервуаров в эксплуатацию проводится тарировка объема резервуаров, создается тарировочная таблица, которая служить резервной схемой учета нефти при остановке основной схемы учета нефти. Согласно ТУ «КТО» от 24.05.17. на резервуарах Р-1,2 все отсекающие арматуры предусмотрены из шаровых кранов с «контролем протечек», на выходе резервуаров Р-1/1,2 устанавливаются с электроприводом, управлением с операторной. Зачистка резервуаров от подтоварной воды осуществляется путем слива на дренажную емкость нефти Е-1 (V=100м3) через дренажный коллектор Ду100.

После резервуаров товарной нефти продукт поступает в подпорные насосы нефти позиции Н-2/1,2, марки А1 3В 320/16-125/10Б и подается на магистральные насосы товарной нефти позиции Н-3/1,2, марки НМ 125-550. Магистральными насосами Н-3/1,2 перекачивается через магистральный нефтепровод Ду150 от ПСН до ПУН (рассматривается в разделе СНГ) попадает в ПУН.

Предусмотрены линии опорожнения насосов Н-2/1,2 и Н-3/1,2 на дренажную емкость нефти позиции Е-1, индивидуального изготовления согласно ОЛ-2. С дренажной емкости Е-1 предусмотрена перекачка продукта на линию подачи к печи П-1, также откачка в АЦН. С дренажной емкости Е-2 предусмотрена откачка в АЦН.

На пункте сдачи нефти имеется система переподготовки нефти который предоставляет собой следующее:

При необходимости переподготовки нефти можно поставить один из резервуаров Р-1/1,2 на циркуляцию, через печь позиции П-1, типа 4ПВ, мощностью 4,0МВт, с помощью насосов Н-2/1,2, при этом нефть с ГСУ будет поступать на другой резервуар товарной нефти. Печь П-1 может работать на жидком топливе, поступающей с емкости дизельного топлива позиции Р-2, типа РГСН 201-11125, объемом 5м3, где после емкости предусмотрена фильтрация и обогрев дизельного топлива с помощью блока подготовки нефти БП-1. Также печь П-1 может работать и на газовом топливе. Газ на печь подается со стороны, предусмотрена газорегуляторный пункт позиции ГРПШ-1, типа ГРПШ-400-01, с редуктором РДНК-400, поставляемый согласно ОЛ-3 для регулировки давления газа до нужного. Подводка газовой линии до пункта сдачи нефти будет рассмотрена отдельным проектом. На входе в печь П-1 предусмотрена подача хим. реагента с блока закачки реагента позиции БР-1, типа БДР-2,5/2, с насосом НД-2,5/400, производительностью



2,5л/час. На печи П-1 предусмотрена система пожаротушения и аварийного опорожнения сжиженным азотом, процесс пожаротушения и аварийного опорожнения рассматривается в разделе ПТ. Опорожнение Печи П-1, Емкости дизтоплива Р-2 предусмотрены на дренажную емкость Е-1.

В проекте рассмотрен размещение резервуарного парка пожарной и пресной воды поз. Р-3/1,2 состоящий из двух вертикальных резервуаров объемом 500м3 каждый. Объемы резервуаров Р3/1,2 посчитаны на трехсуточный запас пресной воды для использования на технических и бытовых нужд месторождении «Каражанбас Северный» и на неприкасаемый запас пожарной воды в резервуарах. На выходе резервуаров Р-3 предусмотрены арматуры с электроприводом который закрывает поток воды на ГСУ при снижении уровня воды ниже от 4,2 м, для сохранения неприкасаемого запаса пожарной воды в резервуарах. Комплектация резервуаров Р-3/1,2, обвязка водоводов пожарной воды, опросные листы на Р- 3/1,2 рассматриваются в разделе ПТ. На резервуары Р-3/1,2 пресная вода поступает по водоводу от магистрального водовода «КТО». Также на ПСН устанавливается насосная станция перекачки пресной воды от ПСН до ГСУ, позиции Н-4/1,2. Водопроводная обвязка резервуаров Р-3/1,2, подключение электроприводных задвижек на выходе Р-3/1,2 и насосная станция пресной воды Н4/1,2 рассматриваются отдельным проектом.

Пункт учета нефти

Проектом рассматривается пункт учета нефти производительностью 100м3/час, состоящий из Блока СИККН, дренажных емкостей учтенной и неучтенной нефти, аппаратного блока СИККН.

Товарная нефть от ПСН перекачивается магистральными насосами Н-3/1,2 по нефтепроводу Ду150 от ПСН до ПУН, нефтепровод рассматривается в разделе СНГ. Давление нефти на вводе в ПУН до составляет 6,3МПа. На ПУН товарная нефть вводится в блок СИККН, где проходить автоматизированный коммерческий учет.

Учет осуществляется путем измерения количества нефти и физико- химических параметров (качества) перекачиваемой товарной нефти с относи- тельной погрешностью согласно ГОСТ 8.587-2006 «Государственная система обеспечения единства средств измерений. Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений», ГОСТ 26975-86 «Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы», СТ РК 2.62-2003 «Системы измерений количества нефти. Общие требования». Обработка этих данных производится по утвержденным процедурам расчетов между сдающей стороной АО «Phystech II» и принимающей стороной АО «КазТрансОйл». При этом массу брутто нефти, проходящую по трубопроводу, измеряют с применением массомеров и результат измерений получают непосредственно.

В блоке СИККН размещены следующие блоки:

(БИЛ) блок измерительных линий, (ТПУ) блок трубопоршневой установки, (БИК) блок измерений показателей качества нефти, предназначенный для измерения и выдачи

информации по плотности, влагосодержания, давлению и температуре перекачиваемой нефти, а также ручного и автоматического отбора пробы по ГОСТ 2517-2012, (БСЭ) блок средств эталонных.

Система промывки.

Имеется байпасная линия СИИКН, расположенная внутри блока, отсекающая задвижка имеет «контроль протечек».

Блоки СИККН и аппаратный блок поставляются в полной заводской готовности, на зданиях предусмотрены все необходимые системы защиты от пожара, системы отоплении и вентиляции заводом изготовителем.

Подробное описание блока СИККН указано в прилагаемых документах от поставщика оборудования.

С блока СИККН предусмотрены 2 дренажные линии. В первую сливается нефть с части системы СИККН, которая еще не прошла учет и сливается в дренажную емкость не учтенной нефти позиции Е-2, во вторую сливается нефть с той части СИККН, которая уже прошла учет и сливается в дренажную емкость учтенной нефти позиции Е-3. Дренажные емкости Е-2,3, типа ЕП-8-2000-1-2, объемом 8м3. На с дренажных емкостей патрубки для откачки в АЦН при заполнении с быстроразъемными соединениями. После ПУН учтенная товарная нефть направляется по нефтепроводу Ду150 от ПУН до точки подключения к магистральному нефтепроводу АО «КТО», нефтепровод рассматривается в разделе СНГ.

Перечень основного технологического оборудования

Для обеспечения технологического процесса на участках ГСУ, ПСН, ПУН, было подобрано соответствующее оборудование, отвечающее всем необходимым требованиям:

Наименование параметра	Единица измерения	Значение
Оборудования на ГСУ		
Насосы нефти Н-1/1,2		
Тип	-	HSK20080-417/6.3P
Производительность	м3/час	25,0
Давление на выходе	МПа	6,3
Мощность эл. двигателя	кВт	55
Количество	шт	2
Камера запуска скребка КЗ-1		
Тип	-	БКЗ-150-8-Л-УХЛ1
Диаметр	мм	150
Расчетное давление	МПа	До 8,0
Рабочее давление	МПа	6,3
Количество	шт	1
Оборудования на ПСН		

Камера запуска скребка КП-1		
Тип	-	БПЗ-150-8-Пр-УХЛ1
Диаметр	мм	150
Расчетное давление	МПа	До 8,0
Рабочее давление	МПа	6,3
Количество	шт	1
Резервуары поз. Р-1/1,2.		
Тип	-	РВС-1000
Объем цилиндрической части	$м^3$	1000
Диаметр резервуара по нижнему поясу	мм	10430
Высота стенки	мм	12000
Предельная высота налива	мм	11130
Рабочая высота налива	мм	10500
Масса одного резервуара	кг	34665
Количество	шт	2
Емкость дизтоплива поз. Р-2		
Тип	-	РГСН 201-11125
Объем рабочий	$м^3$	5
Давление рабочее	МПа	не более 0,07
Геометрические размеры L;D	мм	1600х2500
Количество	шт	1
Емкость дренажная Е-1		
Тип	-	
Объем рабочий	$м^3$	100
Давление рабочее	МПа	не более 0,07
Геометрические размеры L;D	мм	3000х13000
Количество	шт	1
Насос погружной НВ-1		
Тип	-	НВ-Е-50/50-3,0-В-55
Производительность	м3/час	50
Давление на выходе	МПа	0,5
Мощность эл. двигателя	кВт	18,5
Количество	шт	1
Подпорный насос нефти Н-2/1,2		
Тип	-	А1 3В 320/16-125/10Б

Производительность	м3/час	126
Давление на выходе	МПа	1,0
Мощность эл. двигателя	кВт	75
Количество	шт	2
Магистральный насос нефти Н-3/1,2		
Тип	-	НМ 125-550
Производительность	м3/час	125
Давление на выходе	МПа	6,3
Мощность эл. двигателя	кВт	260
Количество	шт	2
Подогреватель нефти П-1		
Тип	-	4ПВ
Производительность	м3/сут	До 10000
Давление расчетное	МПа	6,3
Давление рабочее	МПа	6,3
Тепловая мощность	МВт	4,0
Максимальный расход топливного газа	м3/час	550
Максимальный расход жидкого топлива	кг/час	395
Количество	шт	1
Газорегуляторный пункт ГРПШ		
Тип	-	ГРПШ-400-01
Тип регулятора	-	РДНК-400
Производительность	м3/час	500
Давление на входе мах.	МПа	0,5-0,8
Давление на выходе	МПа	0,01-0,045
Количество	шт	1
Блок дозирования реагента БР-1		
Тип	-	БДР-2,5/2
Насос дозатор	-	НД-2,5/400
Производительность	л/час	2,5
Давление нагнетания	МПа	10,0
Мощность эл. двигателя	кВт	5,9
Количество	шт	1
Оборудования на ПУН		
Емкости дренажные учтенной и не учтенной нефти Е-2, Е-3		

Тип	-	ЕП-8-2000-1-2
Объем рабочий	$м^3$	8
Давление рабочее	МПа	не более 0,07
Геометрические размеры L;D	мм	2000х2900
Количество	шт	2
Система измерения количества и качества нефти СИККН		
Тип	-	-
Пропускная способность	м3/час	100
Расчетное давление	м3/час	6,3
Рабочее давление	МПа	6,0
Количество	шт	1

Компоновочные решения

Для размещения технологического оборудования на площадках ГСУ, ПСН, ПУН и на точке подключения к магистральному нефтепроводу проектом предусмотрено строительство следующих технологических площадок:

На ГСУ:

- Площадка насосов Н-1/1,2.
- Площадка камеры запуска скребка КЗ-1.
- Промежуточный колодец К-1. На ПСН:
- Площадка камеры приема скребка КП-1.
- Парк резервуаров товарной нефти Р-1/1,2.
- Площадка дренажной емкости Е-1.
- Площадка подпорных насосов нефти Н-2/1,2.
- Площадка магистральных насосов нефти Н-3/1,2.
- Площадка подогревателя нефти П-1.
- Площадка емкости дизельного топлива Р-2.
- Площадка блока подготовки жидкого топлива БП-1.
- Площадка блока закачки реагента БР-1.
- Площадка узла учета газа и ГРПШ. На ПУН:
- Блок СИККН.
- Площадка дренажных емкостей Е-2,3.

На точке подключения к магистральному нефтепроводу:

- Колодец на месте подключения к магистральному нефтепроводу «КТО»
- Площадка насосов нефти Н-1/1,2.

Оценка воздействия на атмосферный воздух

Оценка воздействия на атмосферный воздух

При строительстве проектируемого объекта общее количество источников выбросов всего – 16 ед., в том числе организованных источников – 3 ед., неорганизованных источников – 13 ед.

Общее количество источников выбросов загрязняющих веществ в период эксплуатации составляет 31 ед., в том числе 9 ед. – организованные источники и 22 ед. – неорганизованные источники.

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 2019-2024гг. приведены в приложении 1 (на 8 стр.). Данное заключение ГЭЭ без указанного приложения недействительно.

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 2.0.

Расчет рассеивания выбросов вредных веществ, выделяемых при эксплуатации, показал, что концентрация вредных веществ на уровне СЗЗ не превышает допустимых нормативов.

Для месторождения Каражанбас Северный размер санитарно-защитной зоны принят 1000 метров.

В целом, воздействие на атмосферный воздух от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***локальный (2 балл)***: временной масштаб – ***продолжительный (3 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – ***слабая (2 балл)***.

Интегральная оценка выражается 12 баллами – ***воздействие средние.***

В целом, воздействие на атмосферный воздух намечаемой хозяйственной деятельности при эксплуатации оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***точечный (1 балл)***: временной масштаб – ***постоянный (5 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – ***слабая (2 балл)***.

Интегральная оценка выражается 10 баллами – ***воздействие средняя.***

При воздействии «***средние***» изменения среды превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет.

Водоснабжение и водоотведение

Подрядная строительная организация должна обеспечить технологический процесс строительства и питьевые нужды работающего персонала технической и питьевой водой. Воду для питья предполагается поставлять автотранспортом в бутылках.

Расчетные объемы водопотребление при строительстве

			Расход воды на хозяйственно-бытовые нужды

Наименование потребителей	Количество потребителей	Норма расхода воды л/смена	$м^3$/сут	$м^3$/за период работ
Питьевые нужды	15	2	0,03	10,8

Баланс водопотребления и водоотведения на период строительно- монтажных работ

Производство	Водопотребление, $м^3$/год						Водоотведение, $м^3$/год					
	Всего	На бытовые нужды				На хозяйственно-бытовые нужды	Всего	Объем сточной воды, повторно используемой	Производственные сточные воды	Хозяйственно-бытовые сточные воды	Безвозвратное потребление	Примечание
		Свежая вода		Оборотная вода	Орошение площади							
		всего	в том числе питьевого качества									
Период строительства												
	81,89	10,8	10,8	-	71,09	-	81,89	-	-	10,8	71,09	
Итого на период строительства:			10,8	-	71,09	-	81,89		-	10,8	71,09	

Система вертикальной планировки принята сплошная, с соблюдением требуемых уклонов для отвода поверхностных вод. Хоз-бытовые стоки в период строительно-монтажных работ отсутствуют.

Сброс загрязненных стоков в природную среду не производится, так как на период строительства применяются биотуалеты по мере накопления вывозится спец автотранспортом на очистные сооружения по договору.

Водопровод и канализация

Проектом предусмотрены следующие сети:

Водопровод питьевой воды В1 на хоз- бытовые нужды.

Водопровод горячей воды Т3 (от водонагревателя).

Бытовая канализация К1 для отвода стоков в наружные сети бытовой канализации.

Производственная канализация К3 для отвода загрязненных сточных вод с каре резервуаров нефти.

Сводная таблица водоснабжения и водоотведения при эксплуатации

Наименование системы	Расчѐтный расход воды	Примечание

	м3/сут	м3/год	м3/ч	л/с	
Водопровод питьевой воды В1	0.160	58,4	0.240	0.280	Т3 от водо-нагревателя
Канализация бытовая К1	0.160	58,4	0.240	0.280	
Канализация бытовая К3	2,89	1054,85	1,44		

Общий расход воды для гидравлических испытаний трубопроводов составляет – **220,7 м^3**.

Источником водоснабжением для производственных нужд на месторождении является очищенная пластовая вода от ГСУ.

Для последующих участков трубопровода воду допускается использовать повторно, что сократит общий расход воды на гидроиспытание.

В целом, воздействие на подземных (грунтовых) вод от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***локальный (2 балл)***: временной масштаб – ***временный (2 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воз- действия) – ***слабая (2 балл)***.

Интегральная оценка выражается 8 баллами – ***воздействие низкое.***

При воздействии «***низкое***» изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Среда возвращается к нормальным уровням на следующий год после происшествия.

Оценка воздействия отходов производства и потребления на окружающую среду

Нормативы размещения отходов производства и потребления при строительстве

Наименование отходов	**Образование, т/год**	**Размещение, т/год**	**Передача сторонним организациям, т/год**
1	**2**	**3**	**4**
Всего	**7,5695**	-	**7,5695**
в т.ч. отходов производства	**6,4445**	-	**6,4445**
отходов потребления	**1,125**	-	**1,125**
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,0635	-	0,0635 Сдается сторонней организацией по договору
Тара из под краски	0,375	-	0,375 Сдается сторонней организацией по договору
Зеленый уровень опасности			
Строительный мусор	5,0	-	5,0 Сдается сторонней организацией по договору

Металлолом	1,0	-	1,0 Сдается сторонней организацией по договору
Огарки сварочных элек- тродов	0,006	-	0,006 Сдается сторонней организацией по договору
Коммунальные (твердо- бытовые) отходы	1,125	-	1,125 Сдается сторонней организацией по договору

Нормативы размещения отходов производства и потребления при эксплуатации

Наименование отходов	**Образование, т/год**	**Размещение, т/год**	**Передача сторонним организациям, т/год**
1	**2**	**3**	**4**
Всего	**4,7739**	-	**4,7739**
в т.ч. отходов производства	**3,6539**	-	**3,6539**
отходов потребления	**1,12**	-	**1,12**
Янтарный уровень опасности			
Промасленная ветошь	0,0635	-	0,0635 Сдается сторонней организацией по договору
Нефтешлам	3,5904	-	3,5904 Сдается сторонней организацией по договору
Зеленый уровень опасности			
Коммунальные (твердо- бытовые) отходы	1,12	-	1,12 Сдается сторонней организацией по договору

В целом, воздействие отходов от намечаемой хозяйственной деятельности при строительстве и эксплуатации оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***точечный (1 балл)***: временной масштаб – ***временный (2 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – ***незначительный (1 балл)***.

Интегральная оценка выражается 2 баллами – ***воздействие низкое.***

При воздействии «***низкое***» изменения среды в рамках естественных изменений (кратковременные и обратимые). Среда возвращается к нормальным уровням на следующий год после происшествия.

Все отходы производства и потребления временно хранятся (не более шести месяцев), далее будут сдаваться специализированным организациям.

Произведен расчет платежей за загрязнение окружающей среды.

Представлено Заявление об экологических последствиях.

Оценка воздействия на почвенный покров

Воздействие на состояние почвенного покрова, при соблюдении природоохранных требований, с учетом уже антропогенно-трансформированной предыдущей деятельности при строительстве оценивается следующим образом: пространственный масштаб воздействия – ***локальный (2 балл)***: временной масштаб – ***продолжительный (3 балла)***; интенсивность воздействия (обратимость воздействия) – ***слабая (2 балл)***.

Интегральная оценка выражается 12 баллами – ***воздействие средние.***

При воздействии «***средние***» изменения среды превышает цепь естественных изменений. Среда восстанавливается без посторонней помощи частично или в течение нескольких лет**.**

Оценка воздействия на животный и растительный мир

Воздействия на животный и растительный мир, недра на эти компненты природной среды воздействия не будет от проектируемого объекта.

ВЫВОДЫ:

Рассмотрев представленный на государственную экологическую экспертизу на «Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный (модернизация)», Департамент экологии по Мангистауской области **СОГЛАСОВЫВАЕТ** данный проект.

Чалак Т.

Приложение №1
(на 8 стр.)

Нормативы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу по предприятию при строительстве

Производство цех, участок		Номер источника выброса	Нормативы выбросов загрязняющих веществ						год достижения ПДВ
			На существующие положение		На 2019/2020 год		ПДВ		
Код и наименование загрязняющего вещества			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	8	9
Организованные источники									
Компрессор		0001							
0301	Азота диоксид		-	-	0,09155556	0,16582176	0,09155556	0,16582176	2019
0304	Азота оксид		-	-	0,01487778	0,02694604	0,01487778	0,02694604	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,00777778	0,0144612	0,00777778	0,0144612	2019
0330	Ангидрид сернистый		-	-	0,01222222	0,0216918	0,01222222	0,0216918	2019
0337	Углерод оксид		-	-	0,08	0,144612	0,08	0,144612	2019
0703	Бенз/а/пирен		-	-	0,000000144	2,651E-07	0,000000144	0,000000265	2019
1325	Формальдегид		-	-	0,0016667	0,0028922	0,0016667	0,0028922	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,04	0,072306	0,04	0,072306	2019
Сварочный агрегат		0002							
0301	Азота диоксид		-	-	0,16022222	0,14448	0,16022222	0,14448	2019
0304	Азота оксид		-	-	0,02603611	0,023478	0,02603611	0,023478	2019
0328	Углерод (Сажа)		-	-	0,01361111	0,0126	0,01361111	0,0126	2019
0330	Ангидрид сернистый		-	-	0,02138889	0,0189	0,02138889	0,0189	2019
0337	Углерод оксид		-	-	0,14	0,126	0,14	0,126	2019
0703	Бенз/а/пирен		-	-	0,000000253	0,000000231	0,000000253	0,000000231	2019
1325	Формальдегид		-	-	0,0029167	0,00252	0,0029167	0,00252	2019

2754	Алканы С12-19		-	-	0,07	0,063	0,07	0,063	2019
Битумный котел (битумные работы)		0003							
0301	Диоксид азота		-	-	0,000465104	0,000200925	0,000465104	0,000200925	2019
0330	Диоксид серы		-	-	0,001361111	0,000588	0,001361111	0,000588	2019
0337	Оксид углерода		-	-	0,003216146	0,001389375	0,003216146	0,001389375	2019
2754	Алканы С12-19		-	-	0,034722222	0,015	0,034722222	0,015	2019
Итого по организованным источникам:			-	-	***0,7220***	***0,8569***	***0,7220***	***0,8569***	
Неорганизованные источники									
Бульдозер		6001							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,040095	0,03464208	0,040095	0,03464208	2019
Автогрейдер		6002							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки- си кремния		-	-	0,0825	0,02376	0,0825	0,02376	2019
Экскаватор		6003							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,3681315	1,06021872	0,3681315	1,06021872	2019
Трактор		6004							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-		-	-	0,00402778	0,0034655	0,00402778	0,0034655	2019
	си кремния								
Бурильная машина		6005							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки- си кремния		-	-	0,33333333	0,0576	0,33333333	0,0576	2019
Автосамосвал (разгрузка)		6006							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки-си кремния		-	-	0,84	0,24738336	0,84	0,24738336	2019
Автосамосвал (разгрузка)		6007							
2909	пыль неорганическая: ниже 20% двуоки- си кремния		-	-	0,28	0,10164269	0,28	0,10164269	2019
Сварочные работы		6008							
0123	Оксид железа		-	-	0,0019306	0,00556	0,0019306	0,00556	2019

0143	Марганец и его соединения		-	-	0,0001514	0,000436	0,0001514	0,000436	2019
2908	Пыль неорганическая(Si 70-20%)		-	-	0,0001389	0,0004	0,0001389	0,0004	2019
0344	Фториды		-	-	0,0001389	0,0004	0,0001389	0,0004	2019
0342	Фтористый водород		-	-	0,0001292	0,000372	0,0001292	0,000372	2019
0301	Диоксид азота		-	-	0,000375	0,00108	0,000375	0,00108	2019
0337	Оксид углерода		-	-	0,0018472	0,00532	0,0018472	0,00532	2019
Газовая сварка стали с использованием пропан-бутановой смеси		6009							
0301	Диоксид азота		-	-	0,00045	0,0020833	0,00045	0,0020833	2019
Газовая резка стали		6010							
0123	оксид железа		-	-	0,003645	0,02025	0,003645	0,02025	2019
0143	марганец и его соединения		-	-	0,000055	0,0003056	0,000055	0,0003056	2019
0337	оксид углерода		-	-	0,002475	0,01375	0,002475	0,01375	2019
0301	диоксид азота		-	-	0,00195	0,0108333	0,00195	0,0108333	2019
Покрасочные работы		6011							
2752	уайт-спирит		-	-	0,347222	0,125	0,347222	0,125	2019
0616	ксилол		-	-	0,597222	0,17	0,597222	0,17	2019
0621	метилбензол (Толуол)		-	-	9,99	0,7604	9,99	0,7604	2019
1210	бутилацетат		-	-	2,108	0,1598	2,108	0,1598	2019
1401	пропан-2-он (Ацетон)		-	-	4,664	0,3531	4,664	0,3531	2019
1411	циклогексанон		-	-	0,828	0,0596	0,828	0,0596	2019
2902	взвешенные вещества		-	-	2,225	0,1701	2,225	0,1701	2019
Итого по неорганизованным источникам:			-	-	***22,7208***	***3,3875***	***22,7208***	***3,3875***	
Всего по предприятию:			-	-	**23,4429**	**4,2444**	**23,4429**	**4,2444**	

Нормативы выбросов загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу на период эксплуатации

		Нормативы выбросов загрязняющих веществ	

Производство цех, участок		Номер источника выброса	На существующее положение		на 2020 год		на 2021 год		на 2022 год		на 2023 год		на 2024 год		ПДВ		год достижения ПДВ
Код и наименование загряз- няющего вещества			г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	г/с	т/год	
1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Организованные источники																	
Площадка ПСН			-	-													
труба		0001															
0415	Углеводороды С1 - С5				0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	2020
0602	Бензол				0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	2020
0616	Диметилбензол				0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	2020
0621	Метилбензол				0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	2020
труба		0002															2019
0415	Углеводороды С1 - С5				0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	0,1175	1,2721	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	0,0436	0,4715	2020
0602	Бензол				0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	0,0006	0,0061	2020
0616	Диметилбензол				0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	0,0002	0,0019	2020
0621	Метилбензол				0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	0,0004	0,0039	2020
труба		0003															
0301	Азота диоксид				0,2472	3,9514	0,2472	3,9514	0,2472	3,9514	0,2472	3,9514	0,2472	3,9514	0,2472	3,9514	2020

0304	Азота оксид				0,0402	0,6421	0,0402	0,6421	0,0402	0,6421	0,0402	0,6421	0,0402	0,6421	0,0402	0,6421	2020
0328	Углерод				0,0274	0,4385	0,0274	0,4385	0,0274	0,4385	0,0274	0,4385	0,0274	0,4385	0,0274	0,4385	2020
0330	Сера диоксид				0,6583	10,5228	0,6583	10,5228	0,6583	10,5228	0,6583	10,5228	0,6583	10,5228	0,6583	10,5228	2020
0337	Углерод оксид				0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	2020
0410	Метан				0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	0,1646	2,6307	2020
дых.клапан		0004															
2754	Алканы С12-19				0,0003	0,6508	0,0003	0,6508	0,0003	0,6508	0,0003	0,6508	0,0003	0,6508	0,0003	0,6508	2020
дых.клапан		0005															
0415	Углеводороды С1- С5				0,0691	0,0004	0,0691	0,0004	0,0691	0,0004	0,0691	0,0004	0,0691	0,0004	0,0691	0,0004	2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	2020
0602	Бензол				0,0003	0,00002	0,0003	0,00002	0,0003	0,00002	0,0003	0,00002	0,0003	0,00002	0,0003	0,00002	2020
0616	Диметилбензол				0,0001	0,000001	0,0001	0,000001	0,0001	0,000001	0,0001	0,000001	0,0001	0,000001	0,0001	0,000001	2020
0621	Метилбензол				0,0002	0,000001	0,0002	0,000001	0,0002	0,000001	0,0002	0,000001	0,0002	0,000001	0,0002	0,000001	2020
труба		0006															
0301	Азота диоксид				0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	2020
0304	Азота оксид				0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	2020
0328	Углерод				0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	2020
0330	Сера диоксид				0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	2020
0337	Углерод оксид				0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	2020
0703	Бенз/а/пирен				0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	2020
1325	Формальдегид				0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	2020
2754	Алканы С12-19				0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	2020

труба		0007															
0301	Азота диоксид				0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	0,1707	1,034	2020
0304	Азота оксид				0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	0,0277	0,168	2020
0328	Углерод				0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	0,0079	0,0462	2020
0330	Сера диоксид				0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	0,0667	0,4039	2020
0337	Углерод оксид				0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	0,1722	1,0502	2020
0703	Бенз/а/пирен				0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	0,0000002	0,000001	2020
1325	Формальдегид				0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	0,0019	0,0115	2020
2754	Алканы С12-19				0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	0,046	0,277	2020
Площадка ПУН																	
дых.клапан		0008															
0415	Углеводороды С1-С5				0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	2020
0602	Бензол				0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	2020
0616	Диметилбензол				0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	2020
0621	Метилбензол				0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	2020
дых.клапан		0009															
0415	Углеводороды С1-С5				0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	0,0691	0,0001	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	0,0256	0,0001	2020
0602	Бензол				0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	0,0003	0,000001	2020
0616	Диметилбензол				0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	0,0001	0,0000002	2020
0621	Метилбензол				0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	0,0002	0,0000004	2020

Итого по организованным источникам:			-	-	**2,8993**	**30,96053**	**2,8993**	**30,96053**	**2,8993**	**30,96053**	**2,8993**	**30,96053**	**2,8993**	**30,96053**	**2,8993**	**30,96053**	
Неорганизованные источники																		
Площадка ГСУ																		
неорг.выброс		6001																
0415	Углеводороды С1-С5				0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184		2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698		2020
неорг.выброс		6002																
0415	Углеводороды С1-С5				0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184	0,006	0,184		2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698	0,0023	0,0698		2020
ЗРА и ФС		6003																
0415	Углеводороды С1-С5				0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787		2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292		2020
0602	Бензол				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004		2020
0616	Диметилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001		2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002		2020
ЗРА и ФС		6004																
0415	Углеводороды С1-С5				0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364		2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135		2020
0602	Бензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002		2020
0616	Диметилбензол				0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001		2020
0621	Метилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001		2020

ЗРА и ФС		6005																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2020	
0416	Углеводороды С6 - С10				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020	
0602	Бензол				0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	0,0000001	0,000002	2020	
0616	Диметилбензол				0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	0,00000002	0,000001	2020	
0621	Метилбензол				0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	0,00000004	0,000001	2020	
Площадка ПСН																		
неорг.выброс		6006																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	2020	
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	2020	
неорг.выброс		6007																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	2020	
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	2020	
неорг.выброс		6008																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	2020	
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	2020	
неорг.выброс		6009																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	0,006	0,0326	2020	
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	0,0023	0,0124	2020	
ЗРА и ФС		6010																
0415	Углеводороды С1 - С5				0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	2020	

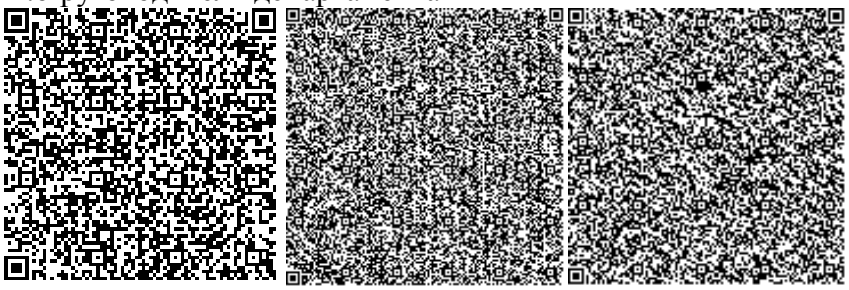
0416	Углеводороды С6- С10				0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2020
0616	Диметилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6011															
0415	Углеводороды С1- С5				0,0038	0,121	0,0038	0,121	0,0038	0,121	0,0038	0,121	0,0038	0,121	0,0038	0,121	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2020
0616	Диметилбензол				0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6012															
0415	Углеводороды С1- С5				0,002	0,0637	0,002	0,0637	0,002	0,0637	0,002	0,0637	0,002	0,0637	0,002	0,0637	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0007	0,0236	0,0007	0,0236	0,0007	0,0236	0,0007	0,0236	0,0007	0,0236	0,0007	0,0236	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2020
0616	Диметилбензол				0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6013															
0415	Углеводороды С1- С5				0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2020
0616	Диметилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020

0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6014															
0415	Углеводороды С1 - С5				0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	0,0025	0,0787	2020
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	0,0009	0,0292	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2020
0616	Диметилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6015															
1052	Метанол				0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	0,0013	0,0419	2020
ЗРА и ФС		6016															
0415	Углеводороды С1 - С5				0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	0,0012	0,0364	2020
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	0,0004	0,0135	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
0616	Диметилбензол				0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020
ЗРА и ФС		6017															
0415	Углеводороды С1 - С5				0,0034	0,1085	0,0034	0,1085	0,0034	0,1085	0,0034	0,1085	0,0034	0,1085	0,0034	0,1085	2020
ЗРА и ФС		6018															
0415	Углеводороды С1 - С5				0,008	0,2535	0,008	0,2535	0,008	0,2535	0,008	0,2535	0,008	0,2535	0,008	0,2535	2020
0416	Углеводороды С6 - С10				0,0011	0,0336	0,0011	0,0336	0,0011	0,0336	0,0011	0,0336	0,0011	0,0336	0,0011	0,0336	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	0,00001	0,0004	2020

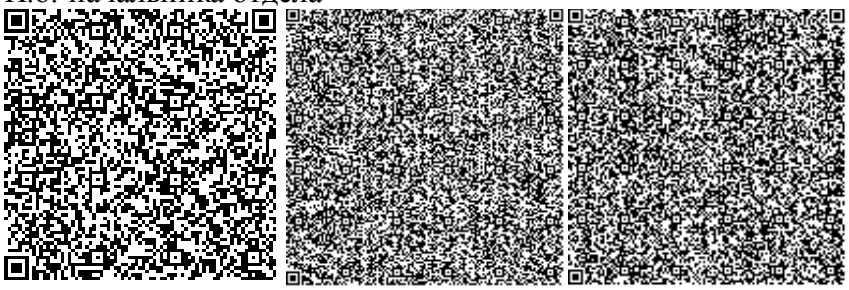
0616	Диметилбензол				0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	0,000004	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2020
ЗРА и ФС		6019															
0415	Углеводороды С1- С5				0,000005	0,0001	0,000005	0,0001	0,000005	0,0001	0,000005	0,0001	0,000005	0,0001	0,000005	0,0001	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2020
0602	Бензол				0,00000002	0,0000001	0,00000002	0,0000001	0,00000002	0,0000001	0,00000002	0,0000001	0,00000002	0,0000001	0,00000002	0,0000001	2020
0616	Диметилбензол				0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	0,00000001	0,00000002	2020
0621	Метилбензол				0,00000001	0,00000004	0,00000001	0,00000004	0,00000001	0,00000004	0,00000001	0,00000004	0,00000001	0,00000004	0,00000001	0,00000004	2020
Площадка ПУН																	
ЗРА и ФС		6020															
0415	Углеводороды С1- С5				0,0019	0,0607	0,0019	0,0607	0,0019	0,0607	0,0019	0,0607	0,0019	0,0607	0,0019	0,0607	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0007	0,0225	0,0007	0,0225	0,0007	0,0225	0,0007	0,0225	0,0007	0,0225	0,0007	0,0225	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2020
0616	Диметилбензол				0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020
ЗРА и ФС		6021															
0415	Углеводороды С1- С5				0,0021	0,0667	0,0021	0,0667	0,0021	0,0667	0,0021	0,0667	0,0021	0,0667	0,0021	0,0667	2020
0416	Углеводороды С6- С10				0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	0,0008	0,0247	2020
0602	Бензол				0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	0,00001	0,0003	2020
0616	Диметилбензол				0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	0,000003	0,0001	2020
0621	Метилбензол				0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	0,00001	0,0002	2020

ЗРА и ФС		6022															
0415	Углеводороды С1-С5				0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	0,000002	0,0001	2020
0416	Углеводороды С6-С10				0,000001	0,00003	0,000001	0,00003	0,000001	0,00003	0,000001	0,00003	0,000001	0,00003	0,000001	0,00003	2020
0602	Бензол				0,00000001	0,0000004	0,00000001	0,0000004	0,00000001	0,0000004	0,00000001	0,0000004	0,00000001	0,0000004	0,00000001	0,0000004	2020
0616	Диметилбензол				0,000000004	0,0000001	0,000000004	0,0000001	0,000000004	0,0000001	0,000000004	0,0000001	0,000000004	0,0000001	0,000000004	0,0000001	2020
0621	Метилбензол				0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	0,00000001	0,0000002	2020
Итого по неорганизованным источникам:					**0,09347**	**2,071735**	**0,09347**	**2,071735**	**0,09347**	**2,071735**	**0,09347**	**2,071735**	**0,09347**	**2,071735**	**0,09347**	**2,071735**	
Всего по предприятию:					**2,9928**	**33,0323**	**2,9928**	**33,0323**	**2,9928**	**33,0323**	**2,9928**	**33,0323**	**2,9928**	**33,0323**	**2,9928**	**33,0323**	

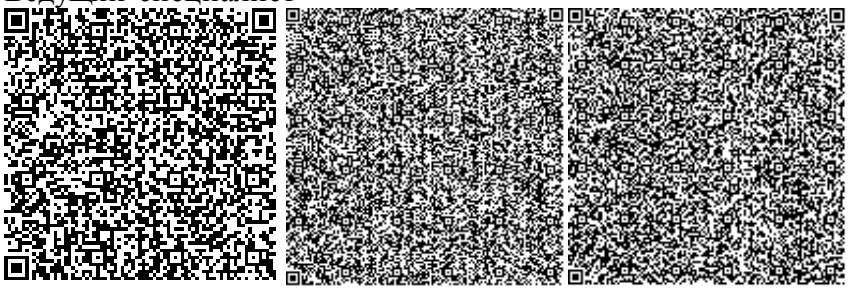
Тукенов Р.К.
И.о руководителя департамента



Нұрберді З.Е.
И.о. начальника отдела



Чалақ Т.С.
Ведущий специалист



№: KZ90VCZ00287249

Министерство энергетики Республики Казахстан

РГУ «Департамент экологии по Мангистауской области»
Комитета экологического регулирования и контроля Министерства энергетики Республики Казахстан

РАЗРЕШЕНИЕ
на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категорий

(наименование природопользователя)

Акционерное общество "Physteh II",Республика Казахстан, Мангистауская область, Актау Г.А., г.Актау, Микрорайон 14, дом № 70,

(индекс, почтовый адрес)

Индивидуальный идентификационный номер/бизнес-идентификационный номер: 150640015910

Наименование производственного объекта: Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный (модернизация)».

Местонахождение производственного объекта:

Мангистауская область, Мангистауская область, Тупкараганский район, -,

Соблюдать следующие условия природопользования:

1. Производить выбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2019 году 2,4817 тонн
в 2020 году 1,7627 тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

2. Производить сбросы загрязняющих веществ в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

3. Производить размещение отходов производства и потребления в объемах , не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

4. Производить размещение серы в объемах, не превышающих:

в 2019 году _____ тонн
в 2020 году _____ тонн
в 2021 году _____ тонн
в 2022 году _____ тонн
в 2023 году _____ тонн
в 2024 году _____ тонн
в 2025 году _____ тонн
в 2026 году _____ тонн
в 2027 году _____ тонн
в 2028 году _____ тонн
в 2029 году _____ тонн

5. Не превышать лимиты эмиссий (выбросы, сбросы, отходы, сера), установленные в настоящем Разрешении на эмиссии в окружающую среду для объектов I, II и III категории (далее – Разрешение для объектов I, II и III категорий) на основании положительных заключений государственной экологической экспертизы на нормативы эмиссий по ингредиентам (веществам), представленные в проектах нормативов эмиссий в окружающую среду, материалах оценки воздействия на окружающую среду, проектах реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий согласно приложению 1 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
6. Условия природопользования согласно приложению 2 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий.
7. Выполнять согласованный план мероприятий по охране окружающей среды согласно приложению 3 к настоящему Разрешению для объектов I, II и III категорий, на период действия настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий, а также мероприятия по снижению эмиссий в окружающую среду, установленные проектной документацией, предусмотренные положительным заключением государственной экологической экспертизы.
Срок действия Разрешения для объектов I, II и III категорий с 01.06.2019 года по 31.05.2020 года.
Примечание:
*Лимиты эмиссий, установленные в настоящем Разрешении для объектов I, II и III категорий, по валовым объемам эмиссий и ингредиентам (веществам) действуют на период настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий и рассчитываются по формуле, указанной в пункте 19 Правил заполнения форм документов для выдачи разрешений на эмиссии в окружающую среду.
Разрешение для объектов I, II и III категорий действительно до изменения применяемых технологий и условий природопользования, указанных в настоящем Разрешении.
Приложения 1, 2 и 3 являются неотъемлемой частью настоящего Разрешения для объектов I, II и III категорий.

Руководитель (уполномоченное лицо) **Заместитель руководителя** **Тукенов Руслан Каримович**

подпись Фамилия,имя,отчество (отчество при наличии)

Место выдачи: г.Актау **Дата выдачи:** 03.05.2019 г.

Заключение государственной экологической экспертизы нормативов эмиссий по ингредиентам (веществам) на проекты нормативов эмиссий в окружающую среду, разделы ОВОС, проектов реконструкции или вновь строящихся объектов предприятий

№ п/п	Наименование заключение государственной экологической экпспертизы.	Номер и дата выдачи заключения государственной экологической экспертизы
Выбросы		
1	Заключение государственной экологической экспертизы на Корректировка рабочего проекта «Строительство нефтепровода для транспортировки товарной нефти на месторождении Каражанбас Северный» (модернизация)»	Номер: R01-0095/18 Дата: 03.05.2019
Сбросы		
Размещение отходов производства и потребления		
Размещение серы		

Приложение 2 к разрешению на эмиссии в
окружающую среду

Условия природопользования

1. Соблюдать нормативы эмиссий, установленные выданным разрешением Департамента экологии по Мангистауской области.
2. Природоохранные мероприятия, предусмотренные Планом мероприятий по охране окружающей среды на период действия разрешения, реализовать в полном объеме и в установленные сроки. Отчет предоставлять ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
3. Обеспечить реализацию условий программы производственного экологического контроля и мониторинга, и представлять отчет об их выполнении ежеквартально.
4. Отчеты по разрешенным и фактическим эмиссиям в окружающую среду предоставлять в Департамент экологии по Мангистауской области ежеквартально до 10-го числа следующего месяца за отчетным кварталом.
5. Систематическое нарушение природоохранного законодательства, а также нарушение природопользователем условий природопользования, повлекшего значительный ущерб окружающей среде и (или) здоровью населения является основанием для приостановки и лишения данного разрешения.