

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и инженерной экологии

(наименование института полностью)

Кафедра «Рациональное природопользование и ресурсосбережение»

(наименование кафедры)

18.03.02 «Энерго-и ресурсосберегающие процессы в химической технологии,
нефтехимии и биотехнологии»

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Рациональное природопользование, рециклинг и утилизация отходов

(направленность (профиль)/специализация)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему Разработка технологии рационального использования нефтяных попутных газов с получением нефтепродуктов и тепловой энергии

Студент(ка)

А.С. Семенов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю.В. Чариков

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

В.В. Петрова

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

к.п.н., доцент М.В. Кравцова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

«__» _____ 20__ г.

Тольятти 2019

АННОТАЦИЯ

Бакалаврскую работу выполнил: Семенов А.С.

Тема работы: Разработка технологии рационального использования нефтяных попутных газов с получением нефтепродуктов и тепловой энергии

Научный руководитель: Чариков Ю.В.

Цель бакалаврской работы – снижение влияния негативных последствий сжигания нефтяного попутного газа на окружающую среду и вовлечение продуктов его переработки в экономическую деятельность

Для достижения цели необходимо решить следующие задачи:

1. Оценить возможность рациональной переработки нефтяного попутного газа
2. Провести анализ существующих технологий утилизации нефтяных попутных газов
3. Выбрать оптимальный способ переработки нефтяного попутного газа
4. Доказать применимость метода при помощи технологических расчетов

В работе рассмотрена проблема переработки нефтяного попутного газа, рассмотрены различные технологии переработки, разработана технологическая схема установки для переработки попутного нефтяного газа, рассчитан основной аппарат.

Бакалаврская работа состоит из введения, 3-х разделов, заключения, списка используемых источников - 52. Общий объем работы, без приложений 49 страниц машинописного текста, в том числе таблиц - 9, рисунков – 1.

Во введении описывается существующая проблема, обосновывается ее актуальность, формулируется цель работы и задачи решение которых приведет к ее достижению. В первом разделе дан обзор существующих

методов переработки попутного нефтяного газа и предложен более рациональный принцип для разработки нового способа реализации процесса. Во втором разделе изложены технологические сведения о новом способе переработки нефтяного попутного газа. В третьем разделе выполнены расчет материального баланса процесса и конструкционный расчет основного оборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Анализ проблем переработки нефтяного попутного газа.....	7
1.1 Получение нефтяного попутного газа.....	7
1.2 Обзор современных способов переработки нефтяного попутного газа.....	10
1.2.1 Низкотемпературная конденсация углеводородов на месте добычи газа.....	12
1.2.2 Возврат попутного газа обратно в пласт	14
1.2.3 Генерация электроэнергии на месте добычи газа.....	16
1.3 Обоснование выбора технологии переработки нефтяного попутного газа.....	18
1.4 Ожидаемые результаты от использования технологии вымораживания.....	28
2 Технологическое основы процесса переработки попутного нефтяного газа.....	30
2.1. Требования к технологии и оборудованию для переработки нефтяного попутного газа.....	30
2.2 Описание технологии, заложенной в основу работу установки.....	33
3. Технологические расчеты основного оборудования.....	36
3.1 Расчет материального баланса.....	36
3.2 Расчет конструктивных размеров вымораживателя.....	38
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	44
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	45
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	51
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	52

ВВЕДЕНИЕ

В настоящий момент по оценкам специалистов мировая добыча нефти составляет порядка 4 млрд. тонн в год. При этом объем подтвержденных запасов составляет примерно 290 млрд. тонн. Цифра внушительная, но при постоянно растущих ценах на нефть, а как следствие, интенсивном увеличении объемов добычи, не внушающая оптимизма.

В сырой нефти в растворенном виде содержатся вещества, при нормальных условиях являющиеся газами. Это легкие углеводородные фракции, сераорганические вещества и неорганические вещества. Они выделяются из нефти при первичной переработке. Смесь этих веществ именуется нефтяным попутным газом [1-3].

Для получения из сырой нефти товарной, то есть готовой к транспортировке применяются установки комплексной подготовки нефти. В них нефть обезвоживается, обессоливается, при необходимости обессеривается и стабилизируется. В процессе стабилизации из нефти извлекается нефтяной попутный газ. Если вблизи месторождения есть узловой газоперерабатывающий завод, то газ по магистральному трубопроводу направляется туда для дальнейшей переработки. Если же такого завода нет или он слишком удален, газ сжигается. Сжигание может быть организовано в теплотехнических или энергогенерирующих установках, а может быть произведено и на факельных установках. Выбор способа обоснован множеством экономических факторов и определяется для каждого месторождения индивидуально.

Возможности науки и техники постоянно растут. В области переработки нефтяных попутных газов, то же произошли определенные изменения. Наши скромные вклады в этой области позволяют дополнить некоторые аспекты в нормативной документации проектирования, изготовления и эксплуатации опасных промышленных объектов, к которым относятся газоперерабатывающие комплексы. В данной работе

рассматривается блочно-модульный принцип организации переработки нефтяного попутного газа [4].

Сегодня попутные нефтяные газы (НПГ) уже не рассматриваются как дешевое и неисчерпаемое топливо в нашей стране и во всем мире. Для выработки технической возможности вообще и экономической целесообразности в частности методов и способов утилизации НПГ необходимо провести исследования по данным составов факельных выбросов различных месторождений. Только просчитав множество вариантов решений этого вопроса, можно выработать алгоритмы решений для различных, всегда индивидуальных, условий выделения газа на конкретных месторождениях. Во всем мире одним из показателей уровня развития промышленности является полнота переработки извлекаемого из недр углеводородного сырья. Задачей данной работы было максимально удовлетворить своей технологией выполнение этого условия.

Цель бакалаврской работы – разработка технического решения для утилизации нефтяного попутного газа для удаленных и малодебетных месторождений.

Для достижения цели работы нужно решить соответствующие задачи:

1. Оценить возможность рациональной переработки нефтяного попутного газа;
2. Произвести обзор, используемых на настоящий момент технологий, оценить их достоинства недостатки и области применения;
3. Предложить наиболее рациональные способ переработки;
4. Рассчитать материальный баланс процесс и произвести расчеты оборудования.

1 Анализ проблем переработки нефтяного попутного газа

1.1 Получение нефтяного попутного газа

Непосредственно на месторождении извлекается нефтегазовая смесь, состоящая из сотен ингредиентов, и кроме углеводородов в смеси есть вода, порода, азот, диоксид углерода и прочие не углеводородные примеси. Отделяемая от ряда примесей сырая нефть в первичных сепараторах направляется на доведение ее до свойств товарной нефти и далее реализуется как продукт или сырье для нефтепереработки. Газ из нефти выделяется на различных аппаратах сепарации с давлением от 20 МПа до 0,0001 МПа в процессе добычи, подготовки, хранения и транспортировки. Часть нефти теряется при этих процессах и эти потери так же относятся к не использованному углеводородному сырью. По некоторым источникам в сумме эти потери для нефтей различного состава могут достигать до 20% весовых. За глубину переработки уже доставленной на предприятия нефти отвечают предприятия нефтехимии [1,2].

Выделяющийся при подготовке нефти газ состоит, как правило, из трех ценных составляющих, которые можно извлекать различными способами. Первая часть состоит из газов, имеющих низкую температуру кипения (метан и этан с примесями азота, диоксида углерода, сероводорода, гелия, кислорода и т.п.), вторая часть состоит из пропана и изомеров бутана, имеющих температуру кипения от 0 до минус 41°С, третья часть состоит из бензиновых фракций (пентанов, гексанов и более высококипящих), имеющих положительные температуры кипения. Построенные для организованного сбора этих газов около 20 газоперерабатывающих предприятий получают это сырье по сети трубопроводов с промыслов. При перекачке практически все бензиновые составляющие и большая часть бутанов (температура кипения от 0 до минус 10°С) выпадают в виде конденсатов и частично утилизируются, не доходя до переработки. За глубину переработки уже доставленного на газоперерабатывающее предприятие, которое имеет технологию

низкотемпературной абсорбции, конденсации, сепарации, ректификации, отвечает уже это предприятие. Но в силу объективных законов на такое предприятие приходит уже сильно осушенный газ, когда потери транспортировки от промысла до газоперерабатывающего предприятия составляют до 40% весовых для подавляющего состава газов.

Традиционная утилизация НПГ через строительство крупных предприятий не всегда оправдывает себя и в силу объективных закономерностей отставания строительства от развития месторождений, даже существующие предприятия на сегодня загружены на 55% [3-8].

Таким образом, переработка газа на месторождении позволяет не только снизить потери нефти, повысить качество перерабатываемого газа, но и исключить потери газа при транспортировке газа. Для этого надо максимально приблизиться к источнику первого появления газа и решить все проблемы, связанные с этим процессом.

Так для средних и малых месторождений расходы на 95-процентную переработку газа, требуемую законодательством, могут привести к потере рентабельности самого процесса добычи. Также вопрос переработки попутного нефтяного газа непосредственно в месте добычи остро стоит для вновь открываемых, удаленных от крупных населенных пунктов и инфраструктуры месторождений. До недавнего времени в таких случаях использовался единственный объективно возможный способ так называемой утилизации – сжигание на факельных установках или, в самом лучшем случае, сжигание в неподготовленном виде в печах. Но в современных условиях этот вариант становится неприемлемым ввиду невозможности получения лицензии на добычу нефти без обоснования способа утилизации большей части газа. Также за неисполнение требований по утилизации накладываются значительные штрафы и возникают риски отзыва лицензий. Таким образом небольшим нефтедобывающим компаниям нет иного выхода, кроме поиска наиболее экономичных и энергоэффективных способов

переработки нефтяного попутного газа [9].

Количество и состав нефтяного попутного газа зависит в общем и целом от конкретного месторождения нефти. Удельное содержание газа в сырой нефти называется газовым фактором и может колебаться в широких пределах от 20 до 900 м³ газа на тонну нефти. Сейчас не существует как такого рынка предложения попутного нефтяного газа. Соответственно нет и четкой организации процесса утилизации у нефтяных компаний. Часто применяют довольно простые технологии. Обычно они включают в себя следующие стадии:

- 1) Фильтрация грубых механических примесей;
- 2) Различные вариации на процесс удаление капельной жидкой фазы (с использованием низких температур, с подогревом и т.п.);
- 3) Серочистка (встречается крайне редко);
- 4) Компримирование или дросселиция.

Огромное количество разных по размеру месторождений нефти на данный момент не освоены или освоены в малой степени именно из-за отсутствия логичных и обоснованных технологий переработки газа непосредственно на месте добычи. Первоочередной проблемой является наличие влаги в газе. Это затрудняет его транспортировку на дальние расстояния до газоперерабатывающих заводов или иных потребителей трубопроводным транспортом и переработку на месте. Наличие углеводородов в виде капельной влаги и сжижаемых при температурах окружающей среды также приводит к трудностям при транспортировке [10-13].

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что существует четкий запрос на разработку технологии позволяющей переработать нефтяной попутный газ максимально дешево, не прибегая к транспортировке его на большие расстояния.

1.2 Обзор современных способов переработки нефтяного попутного газа

Непрерывный рост объемов добычи нефти и ужесточение экологического законодательства способствуют привлечению внимания к переработки нефтяного попутного газа. Отсутствие системного подхода к проблеме нерационального использования нефтяного попутного газа не позволяет использовать полный потенциал нефтедобывающей промышленности для роста экономики в целом.

Общий расход добытого в России попутного нефтяного газа превышает на данный момент 54,2 миллиарда м³ из них подвергается переработке порядка 45,4 миллиарда м³. Уровень рационального использования нефтяного попутного газа составляет 83,7%. Это достаточно высокий показатель, но все же в абсолютных цифрах сжигается на факельных установках огромное количество – 8,8 миллиардов м³ в год.

Структурно процесс переработки нефтяного попутного газа можно представить следующим образом. Менее половины всего объема (44,5 %) перерабатывается на узловых газоперерабатывающих заводах. В абсолютных цифрах это 20,2 млрд. куб. метров. На технологические нужды процессов нефтедобычи (процессы дегазации, обогрев административных комплексов и автопарков и т.п.) расходуется 8,2 млрд. куб. метров. Как сырье для производства электроэнергии на газотурбинных и газопоршневых электростанциях потребляется 17 млрд. куб. метров.

Увеличение доли утилизации подобным образом до требуемых правительством 95% невозможна для небольших и средних нефтяных месторождений. Экономически рентабельным может считать утилизация при удаленности месторождения от ГПЗ не более 80км. Что не всегда возможно так как освоение новых месторождений происходит гораздо быстрее, чем происходит строительство крупных узловых нефтегазоперерабатывающих комплексов, наблюдается географический разрыв этих двух процессов. Так в

среднем он составляет 200км. В этих условиях себестоимость переработки газа на узловых заводах теряет экономический смысл. Нефтедобывающие компании в оказавшиеся в этих условиях начинают рассматривать и реализовывать различные варианты переработки нефтяного попутного газа непосредственно в месте добычи [14-15].

На практике реализуются следующие способы утилизации и переработки нефтяного попутного газа:

1. Низкотемпературная конденсация углеводородов на месте добычи газа;
2. Генерация электроэнергии на месте добычи газа (ГТС, ГПС);
3. Транспортировка газа по трубопроводам до ГПЗ;
4. Закачка попутного газа обратно в пласт;
5. Использование газа на собственные нужды.

Из анализа приведенных ранее данных можно сделать вывод о том, что в России масштабно развиты и получают дальнейшее развития всего два направления переработки попутного нефтяного газа. Это получение электроэнергии и переработка на крупных узловых газоперерабатывающих заводах с целью получения нефтепродуктов и сырья для нефтехимических производств [16-19].

«Между тем, новые технологии и оборудование позволяют реализовать многие процессы непосредственно на промыслах, что полностью устранил или существенно снизит потребность в дорогостоящей сетевой инфраструктуре, вовлечет в переработку неиспользуемые объемы ПНГ, улучшит экономическую эффективность нефтедобычи» [20].

Проведенные анализ перспективных направлений развития технологий переработки нефтяного попутного показывает, что в ближайшее время получат развитие следующие направления:

- микротурбинные или газопоршневые установки, покрывающие потребность нефтепромыслов в электрической и тепловой энергии.

- малогабаритные установки сепарации для получения товарной продукции (топливного метана на собственные нужды, ШФЛУ, газового бензина и ПБТ).

- комплексы (установки) конвертации ПНГ в метанол и синтетические жидкие углеводороды (автомобильный бензин, дизтопливо и т.п.).

1.2.1 Низкотемпературная конденсация углеводородов на месте добычи газа

Широко применяемая технология переработки нефтяного попутного газа на газоперерабатывающих заводах заключается в следующем. Газ по трубопроводам доставляется до крупного узлового завода. Осушается абсорбционно-адсорбционными методами, далее происходит отбензинивание газа с использованием дожимных компрессоров и холодильных машин. Сухой газ состоящий в основном из метана направляют потребителям (в магистральную газовую трубу или потребительскую сеть), а полученные сжиженные углеводородные газы продают под общим названием «широкая фракция легких углеводородов»(ШФЛУ) [20, 21].

«При более глубокой переработке номенклатура продуктов расширяется - газы («сухой» газ, этан), сжиженные газы (СУГ, ПБТ, пропан, бутан и т.д.) и стабильный газовый бензин (СГБ). Все они, включая ШФЛУ, находят спрос, как на внутреннем, так и на внешнем рынках» [11].

Продукты переработки осуществляется в основном трубопроводным транспортом. Это наиболее экономически оправдано. Вместе с тем трубопроводная транспортировка сопряжена с опасностью разгерметичзации. Основные продукты переработки нефтяного попутного газа тяжелее воздуха, в связи с этим есть опасность его накопления у поверхности земли или в углублениях естественного или искусственного происхождения. Это может привести к образованию взрывоопасного облака [22,23].

«Альтернативные варианты транспортировки ШФЛУ, СУГ и ПБТ не

представляют технических проблем. Сжиженные газы перевозятся в ж/д цистернах и т.н. универсальных контейнерах под давлением до 16 атм. железнодорожным, речным (водным) и автомобильным транспортом.

При определении экономического эффекта от переработки ПНГ следует иметь в виду, что на российских производителей СУГ накладывается т.н. балансовое задание по поставкам СУГ для бытовых потребителей по балансовым ценам (по данным ООО СИБУР холдинг - это 1,7 тыс. руб./т)».

Задания на практике достигают 30% от объема производства, что ведет к росту стоимости СУГ для коммерческих пользователей (4,5-27 тыс. руб./т в зависимости от региона). Министерство промышленности и энергетики РФ обещает отменить «балансовые задания» в конце 2019 года и это может вызвать снижение цен на рынке СУГ. Впрочем, производители сжиженного газа убеждены, что окончательное решение будет принято не ранее 2018 г [22].

Из-за стабильно высоких цен на СУГ в Европе выгоднее перерабатывать ПНГ и ШФЛУ в СУГ. В России же более прибыльным может оказаться получение метанола или БТК (смесь бензола, толуола и ксилола). В дальнейшем смесь БТК может быть переработана dealкилированием в бензол, который является товарным продуктом, пользующимся высоким спросом.

В РФ ежегодно производится 8 млн. т СУГ на сумму около \$1 млрд. СУГ используется как сырье для предприятий нефтехимической промышленности (50-52 % газа), в бытовых целях, на транспорте и в промышленности (28-30 %). 18-20 % газа идет на экспорт. Вследствие невысокого уровня газификации страны для личных нужд СУГ потребляют около 50 млн. человек, в то время как природный газ – 78 млн. человек. 3 июня 1989 года около дер. Улу-Теляк произошел разрыв трубы диаметром 700 мм продуктопровода широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) Западная Сибирь - Урал-Поволжье с последующим взрывом углеводородно-

воздушной смеси, эквивалентным взрыву 300 тонн тротила. Возникший при этом пожар охватил территорию около 250 га, с находящимися на ней двумя пассажирскими поездами (Новосибирск-Адлер, 20 вагонов и Адлер-Новосибирск, 18 вагонов), в которых следовало 1284 пассажира (в т.ч. 383 - дети) и 86 членов поездных и локомотивных бригад. Взрывом были разрушены 37 вагонов и 2 электровоза, из которых 7 вагонов сгорели полностью, 26 - выгорели изнутри, Ударной волной было оторвано и сброшено с путей 11 вагонов. На месте аварии было обнаружено 258 трупов, 806 человек получили ожоги и травмы различной степени тяжести, из них 317 умерло в больницах. Всего погибло 575 человек, травмировано – 623 [24-28].

Комплекс по выработке ШФЛУ из ПНГ по схеме низкотемпературной конденсации запущен на ОАО «Губкинский ГПК» в 2005 г. Перерабатывается 1,5 млрд. м³ попутного нефтяного газа, производство ШФЛУ - до 330 тыс. т/г, общая стоимость комплекса, включая 32-х километровую врезку в конденсатопровод «Уренгой-Сургутский ЗСК», - 630 млн. рублей (\$22,5 млн.). По технологическим принципам заложенным в основу этих комплексов проектируются малогабаритные установки, функционирующие непосредственно на месте промысла.

1.2.2 Возврат попутного газа обратно в пласт

Существует множество вариаций технологии связанных с возвратом нефтяного попутного газа в пласт для повышения нефтеотдачи. Они обладают разным коэффициентом полезного действия и областью применения [30].

Суть их заключается в следующем. Попутный нефтяной газ, в силу своей гомологической близости к нефти, представляется оптимальным агентом газового и в особенности водогазового воздействия (ВГВ) на пласт закачкой попутного нефтяного газа и иных рабочих жидкостей с его

использованием (ПНГ+вода, водно-полимерные композиции, растворы кислот и др.). При этом увеличение нефтеизвлечения по сравнению с заводнением пласта необработанной водой зависит от конкретных условий. Скажем, разработчики технологии ВГВ (ПНГ+вода) указывают, что наряду с утилизацией ПНГ дополнительная добыча нефти составила 4-9 тыс. т/г нефти на 1 участок [31,32].

Наиболее перспективными являются технологии, комбинирующие переработку с закачкой нефтяного попутного газа в пласт. Например, при освоении Копанского месторождения газового конденсата была применена следующая технология. Извлекаемая из пласта нефть, содержащая попутный нефтяной газ, проходит процесс стандартной дегазации. Извлеченный газ используется как топливо на газопоршневых электростанциях. Дымовые газы электростанции не сбрасываются в атмосферу, а закачиваются в газовую шапку для повышения нефтеотдачи [33].

Сайклинг-процесс считается одним из эффективных методов повышения конденсатоотдачи пласта. Однако в нашей стране он не реализован ни на одном газоконденсатном месторождении или газоконденсатной шапке. Одна из причин - дороговизна процесса консервации запасов сухого газа. В рассматриваемой же технологии часть сухого газа подается потребителю. Другая, сжигаемая часть, обеспечивает получение достаточного для сайклинг-процесса количества закачиваемого газа, поскольку 1 м³ метана при сжигании превращается примерно в 10 м³ выхлопных газов [34].

Консорциум по разработке Харьягинского месторождения - Total, NorskHydro и «ННК» - планирует реализовать проект по утилизации попутного нефтяного газа стоимостью от \$10-20 млн. На Харьягинском месторождении ежегодно добывается около 900 тыс. т нефти и 150 млн. м³ ПНГ. Часть попутного газа идет на собственные нужды, а остальное - сжигается. Предложено три решения проблемы, одно из которых - закачка

ПНГ в скважину ниже пласта, откуда добывается нефть. По предварительным расчетам, так возможно закачать весь ПНГ, однако есть опасения, что газ дойдет до близлежащей скважины, которая уже ликвидирована и принадлежит ЛУКОЙЛу. Тем не менее, этот вариант - предпочтительный. Другие два менее приоритетных варианта - продажа ПНГ ЛУКОЙЛу (нет инфраструктуры) или производство электроэнергии (проблема с потенциальным покупателем) [35].

Известно, что закачивать газ в залежи вязких нефтей с целью вытеснения и поддержания давления не очень эффективно, так как при этом происходит преждевременный прорыв газа к эксплуатационным скважинам.

Удовлетворительные технико-экономические показатели сайклинг-процесса достигаются только на газоконденсатном месторождении с начальным содержанием конденсата в газе не ниже 250—300 г/м³ [36].

Среди проблем, связанных с закачкой газа, эксперты отмечают отсутствие в России подобного опыта, а как следствие - сложность согласования проектов. Единственный пример практически реализованного в странах СНГ сайклинг-процесса - Новотроицкое ГКМ (Украина).

1.2.3 Генерация электроэнергии на месте добычи газа

Одно из основных направлений использования нефтяного попутного газа – в качестве топлива для электрогенерирующих установок. При соблюдении всех требований к качеству нефтяного попутного газа обеспечивается высокая эффективность переработки. По данным разработчиков, электростанция с утилизацией тепла (кпд около 80%), работающая на ПНГ, при его учетной стоимости 300 руб. за 1000 м³, окупается за 3-4 года [37].

Предложение энергоблоков на рынке очень широко. Отечественные и зарубежные компании наладили выпуск установок, как в газотурбинном (ГТУ), так и в поршневом вариантах. Как правило, для большинства

конструкций имеется возможность работы на ШФЛУ или ПНГ (определенного состава). Практически всегда предусмотрена утилизация тепла выхлопных газов в систему теплоснабжения промысла, предлагаются варианты самых современных и технологичных парогазовых установок.

«Одним словом можно с уверенностью говорить о буме внедрения объектов малой энергетики нефтяными компаниями для снижения зависимости от поставок электроэнергии РАО «ЕЭС», упрощения требований к инфраструктуре при освоении новых месторождений, снижения затрат на электроэнергию с одновременной утилизацией ПНГ и ШФЛУ. Согласно расчетам, себестоимость 1 кВтч электроэнергии для ГТУ «Пермских моторов» составляет 52 коп, а для импортного агрегата на основе поршневого двигателя «Катерпиллер» – 38 коп. (при невозможности работать на чистом ШФЛУ и наблюдается потеря мощности при работе на смешанном топливе)» [13,57-61].

Типичная стоимость дизельной электростанции зарубежного производства мощностью 1,5 МВт по прайс-листу дилера составляет €340 тысяч (\$418 тыс.). Однако установка на промысле энергоблока такой же мощности с инфраструктурой (резервированием) и работающего на подготовленном газе требует капитальных вложений в \$1,85-2,0 млн.

При этом себестоимость 1 кВтч при цене газа 294 руб./тыс. м³ и расходе 451-580 м³/тыс. кВтч составит уже 1,08-1,21 руб., что превышает текущий тариф - 1,003 руб./кВтч. При повышении действующего тарифа до 2,5 руб./кВтч и сохранении цены газа на сегодняшнем уровне дисконтированный срок окупаемости 8-10 лет [38].

«Сургутнефтегаз», утилизирующий до 96% ПНГ, ведет строительство 4 газотурбинных электростанций на отдаленных месторождениях – Лукьявинском, Рускинском, Биттемском и Лянторском. Реализация проекта позволит обеспечить выработку 1,2 млрд. кВтч/год (суммарная мощность электростанции 156 МВт на базе 13 энергоблоков единичной мощностью 12

МВт производства «Искра-Энергетика»). Каждый из этих энергоблоков способен в год переработать до 30 млн. м³ попутного газа и выработать до 100 млн. кВтч электроэнергии. Суммарная стоимость проекта составляет по разным оценкам от \$125-200 млн., его выполнение задерживается в связи со срывом графика поставки энергоблоков» [31].

Стоит отметить, что любые электрогенерирующие установки рассчитаны под определенное метановое число, характеризующее состав нефтяного попутного газа. Не всегда этот факт учитывается при закупке установок. Его игнорирование приводит к негативным последствиям – оборудование преждевременно изнашивается, а также снижается КПД генерации. Также часто возникает характерный для труднодоступных и неосвоенных районов вопрос чрезмерной выработки электроэнергии при отсутствии потребителей. Это приводит к эксплуатации оборудования в режимах неполной загрузки, что приводит также к снижению КПД [53,57].

1.3 Обоснование выбора технологии переработки нефтяного попутного газа

При выборе способа переработки нефтяного попутного газа следует учитывать ряд факторов, оказывающих основное влияние на технологическое и аппаратное оформление технологического процесса. К ним относятся:

- наличие влаги в газе;
- наличие в газе сернистых соединений;
- состав желаемых продуктов переработки;
- давление и температура потока НПГ.

Если поток расход нефтяного попутного газа достаточно велик (более 10млн. м³ в год) и содержит значительное количество фракции C₃₊, то технология должна предполагать, осушку, выделение как можно большей части фракции C₃₊ с получением товарных нефтепродуктов. Наличие

серасодержащих соединений сильно усложняет процесс переработки. Требуется применение абсорбционно-адсорбционных методов с последующим каталитической переработкой выделенных сернистых соединений. Применение данных методов также имеет порог рентабельности и для малозабитных месторождений с «тощим» составом экономически не оправдана [49-51].

Для малозабитных месторождений с небольшой долей фракции C_{3+} требуется разработка технологии, объединяющей в себе низкое энергопотребление, простоту и дешевизну оборудования, возможность работы с влажным газом, при этом обеспечивающую возможность получить достаточное количество сжиженных углеводородов. Сочетание всех этих требований обеспечивает метод вымораживания. Он одновременно позволяет осушить газ, сниженные углеводороды, не используя дожимных компрессоров [38].

Известно несколько технологий, использующих подобный принцип. Так известно устройство осушки газов вымораживанием, включающее корпус с патрубками подвода влажного и отвода холодного осушенного газа с установленным в нем соосно ротором, снабженным распределительными камерами, разделенными перегородками, кольцевой теплообменной насадкой с патрубками подвода и отвода хладагента, и промежуточной камерой с поддоном, установленной снаружи теплообменной насадки, отличающееся тем, что, с целью увеличения эффективности работы установки за счет улучшения условий оттаивания поверхности насадки, кольцевая теплообменная насадка выполнена в виде многоходового теплообменника с радиальными перегородками и патрубками подвода хладагента на ее внутренней стороне и отвода хладагента на ее внешней стороне, а промежуточная камера снабжена дополнительными патрубками отвода газа, при этом ротор снабжен механизмом дискретного вращения с шагом, равным расстоянию между радиальными перегородками теплообменной насадки.

Недостатком данного устройства является сложность конструкции и соответственно обслуживания и неэффективность применительно к нефтяному попутному газу из-за наличия потока сжиженных углеводородов, сопутствующего осушке [39].

Также процесс вымораживания примесей используется в криогенной технике. Так известен способ очистки криоагента по меньшей мере от одной примеси путем последовательного охлаждения очищаемого криоагента отделенной жидкой фракцией примеси и чистым криоагентом, конденсации примеси, отделения жидкой фракции примеси и последующего вымораживания оставшейся примеси при охлаждении чистым криоагентом. Охлаждение очищаемого криоагента отделенной жидкой фракцией примеси ведут до температуры $T_{(1,1-1,4)}T_o$, где T_o температура отделения жидкой фракции примеси, а после вымораживания примеси очищенный криоагент фильтруют. Также часть отделенной жидкой фракции возможно байпасировать. Чистый криоагент перед подачей на охлаждение очищаемого криоагента адиабатически расширяют при температуре $T > T_{пл}$, где $T_{пл}$ температура плавления отделенной жидкой фракции примеси. Очищаемый криоагент после отделения жидкой фракции примеси вторично охлаждают до температуры, равной $T_{(1,02-1,4)}T_{пл}$, где $T_{пл}$ температура плавления примеси, с понижением давления, например, дросселированием, после чего сконденсированную жидкую фракцию примеси вторично отделяют, при этом первично отделенную жидкую фракцию примеси перед подачей на охлаждение очищаемого криоагента дросселируют и смешивают с потоком вторично отделенной жидкой фракции примеси.

Охлаждение очищаемого криоагента перед первым отделением жидкой фракции примеси ведут смешанным потоком чистого криоагента и холодного криоагента от источника холода после его байпасирования, причем температура смешанного потока поддерживается в диапазоне

$T_{см(1,42,1)}T_{пл}$, где $T_{пл}$ температура плавления отделенной жидкой фракции примеси.

Охлаждение очищаемого криоагента ведут смешанным потоком жидких низкокипящей и высококипящей фракций примесей, отделенных на разных температурных уровнях [40].

Для осушки газов вымораживанием по схожему принципу, используется устройство, включающее по меньшей мере два теплообменника с патрубками входа и выхода газа и хладагента, соединенных влагоотделителем и системой газопроводов. Оно снабжено распределительной камерой с управляющим механизмом, на валу которого жестко закреплена заслонка, регулирующая поочередную подачу осушаемого газа на теплообменники, при этом распределительная камера закреплена над теплообменниками, установленными на влагоотделителе в виде двух батарей, патрубки входа и выхода хладагента соединены с трубным пространством теплообменников, а патрубки газа с межтрубным. В работе данного устройства также не учтен поток сжиженных углеводородных газов.

Также известно устройство для осушки газов вымораживанием, включающее корпус с патрубками ввода влажного воздуха и отвода осушенного воздуха и конденсата и теплообменную поверхность, отличающееся тем, что корпус выполнен из двух коаксиальных труб, из которых внутренняя короче, соединенных конусообразной крышкой, эллипсоидной шайбой жесткости, глухо закрывающей конец внутренней трубы, и горизонтальной перегородкой, разделяющей межтрубное пространство на две полости, каждая из которых снабжена патрубком с регулятором давления, седло клапана которого установлено на внутренней трубе, а теплообменная поверхность выполнена в виде армированного перфорированного каркаса с вставками из искусственного меха, прикрепленного к эллипсоидной шайбе, при этом вдоль каркаса установлены

обогреваемые трубы. Недостатком данного устройства является низкая производительность [41].

В криогенной технике известна комбинированная система для получения азота и сжижения природного газа, включающая в себя установку для получения жидкого азота, теплообменник для сжижения природного газа и теплоизолированную емкость для хранения сжиженного природного газа. Установка снабжена криогенной газовой машиной Стирлинга, ректификационной колонной и теплообменником для вымораживания влаги и углекислоты, используемых в качестве установки для получения жидкого азота, а также контуром газификации азота, состоящим из трубопроводов с жидким и газообразным азотом, соединяющих последовательно теплоизолированную емкость для жидкого азота, насос высокого давления, теплообменник для сжижения природного газа, обратный клапан, теплообменник для подогрева газообразного азота воздухом атмосферы, газонаполнительную станцию, состоящую из ресиверной емкости, линии заправки с редукторным и запорочным клапанами, емкостей для газообразного азота высокого давления, трубопроводом для подачи воздуха атмосферы в установку для сжижения азота с дроссельным клапаном, проходящим через теплообменник подогрева газообразного азота, причем емкость для хранения сжиженного природного газа связана с теплообменником сжижения магистралью слива сжиженного природного газа, выполненной в виде змеевика в газосодержащей части емкости. В данном устройстве реализовано сжижение углеводородных газов, а именно метана, но вымораживание ведется в контуре получения чистого азота. Также установка работает в областях высоких давлений и предполагает использование компрессорного оборудования [42].

В лабораторной технике используется способ газового анализа смеси компонентов путем их вымораживания, нагревания исследуемых компонентов под вакуумом и измерения давления газообразных

компонентов. Смесь вымораживают до твердой фазы одного из компонентов, находящегося до вымораживания в парожидкостном состоянии, и неконденсирующихся газов, которые отводят в предварительно вакуумированную и охлажденную до температуры вымораживания емкость, нагревают, измеряют давление неконденсирующихся газов, а твердый компонент, находящийся в предварительно отвакуумированной камере, нагревают и перепускают в отвакуумированную емкость, объем которой обеспечивает переход этого компонента в газовую фазу, и измеряют давление полученного газа. Принцип, положенный в работу установки не позволяет реализацию в промышленном масштабе и для процесса переработки нефтяного попутного газа не применим [43].

Что же касается переработки именно нефтяного попутного газа существует несколько общеиспользуемых способов его осушки и выделения жидких фракций.

Так известен способ подготовки и переработки нефтяного газа, включающий адсорбционную осушку и очистку газа, контактирование части потока осушенного и очищенного газа с ингибитором гидратообразования, смешение потока газа, обогащенного парами ингибитора гидратообразования, с основным потоком осушенного и очищенного газа и глубокое охлаждение полученной смеси до температуры минус 80 ÷ минус 110 °С. Основной поток осушенного и очищенного газа перед смешением с потоком газа, обогащенным парами ингибитора гидратообразования, предварительно охлаждают, частично конденсируют и сепарируют. Основной поток осушенного и очищенного газа также может предварительно охлаждаться до температуры минус 30 ÷ минус 65 °С. В данном процессе не решена проблема вывода влаги из цикла, используется дополнительный поток ингибитора гидратообразования, затрачиваются значительные энергетические ресурсы на компримирование и охлаждение газового потока [44].

Также используется установка подготовки и переработки нефтяного газа, включающая блок адсорбционной осушки газа, соединенный с трубопроводом выхода осушенного газа, контактный аппарат, в котором содержится определенный объем ингибитора гидратообразования, трубопровод подвода части потока осушенного газа в контактный аппарат, трубопровод выхода потока осушенного газа, обогащенного парами ингибитора гидратообразования, из контактного аппарата и запорно-регулирующую арматуру. На трубопроводе выхода осушенного газа последовательно установлены теплообменники, низкотемпературный сепаратор и устройство для глубокого охлаждения газа, трубопровод подвода части потока осушенного газа в контактный аппарат соединен с трубопроводом выхода осушенного газа перед входом в теплообменники, а трубопровод выхода потока осушенного газа, обогащенного парами ингибитора гидратообразования, из контактного аппарата соединен с трубопроводом выхода газа из низкотемпературного сепаратора перед входом в устройство для глубокого охлаждения газа. Установка подготовки и переработки нефтяного газа может быть снабжена устройством для глубокого охлаждения газа – турбодетандером или дросселем.

Известно устройство для осушки сжатого газа нерассеивающим способом, которое главным образом состоит из средства подачи сжатого газа, двух сосудов высокого давления с входом и выходом, и точкой отбора для потребителей сжатого газа, посредством чего вышеупомянутое устройство дополнительно снабжено первым распределительным устройством, с которым соединены указанное средство подачи сжатого газа и точка отбора, и которое также соединено с каждым из соответствующих выходов вышеупомянутых сосудов высокого давления и посредством чего вышеупомянутые первое и второе распределительные устройства соединены друг с другом. Устройство снабжено девятью или десятью отсечными клапанами; причем указанное первое распределительное устройство

содержит три параллельно соединенные трубы, каждая из которых снабжена двумя отсечными клапанами, и с каждой из которых между двумя отсечными клапанами соединен отвод, а именно первую трубу с первым отводом, который обеспечивает соединение со вторым распределительным устройством, вторую трубу со вторым отводом, который соединен с вышеупомянутой точкой отбора для потребителя сжатого газа; и третью трубу с третьим отводом в качестве соединения со средством подачи сжатого газа, и четвертым отводом, который соединен со вторым распределительным устройством через отсечной клапан, при этом указанное второе распределительное устройство содержит три параллельно соединенные трубы, первую трубу и вторую трубу, соответственно, на которых предусмотрены два обратных клапана с противоположным направлением потока, и третью трубу с двумя отсечными клапанами в ней, посредством чего первая труба, вторая труба соответственно, каждая соединена между двумя обратными клапанами с указанным четвертым отводом и первым отводом первого распределительного устройства, соответственно, и посредством чего первая и третья труба и второго распределительного устройства взаимно соединены через охладитель между клапанами [45].

Аналогичное предыдущему устройство используется для осушки сжатого газа. Она содержит источник горячего сжатого осушаемого газа, по меньшей мере, два заполненных влагопоглотителем резервуара высокого давления, каждый из которых имеет первый вход, соответственно и выход, и точку отбора сжатого осушенного газа для потребителей, причем резервуары высокого давления выполнены с возможностью попеременного использования в качестве сушильного резервуара для осушки газа и в качестве регенерационного резервуара для регенерации содержащегося в нем влагопоглотителя, отличающаяся тем, что в резервуарах высокого давления расположены, по меньшей мере, два слоя влагопоглотителя, причем первый слой образован водостойким влагопоглотителем, а второй слой образован

влагопоглотителем, который не обязательно является водостойким, соответственно, при этом каждый резервуар высокого давления имеет второй вход, который расположен между первым слоем водостойкого влагопоглотителя и вторым слоем влагопоглотителя и соединен с источником горячего сжатого газа для регенерации влагопоглотителя первого слоя посредством теплоты сжатия горячего сжатого газа, причем первый вход расположен напротив первого слоя водостойкого влагопоглотителя, а выход расположен напротив второго слоя влагопоглотителя, при этом установка обеспечивает прохождение осушенного сжатого газа через первый слой влагопоглотителя после второго. Первый слой водостойкого влагопоглотителя образован из силикагеля или активированного оксида алюминия. Вторым слоем влагопоглотителя образован из молекулярного сита. Второй вход каждого резервуара высокого давления соединен с источником сжатого газа посредством соответствующего запорного клапана. Установка содержит, по меньшей мере, один нагревательный элемент для нагревания осушенного газа, выходящего из сушильного резервуара высокого давления. Около каждого слоя влагопоглотителя установлен, по меньшей мере, один датчик температуры. Датчики температуры подключены к системе управления, выполненной с возможностью управления клапанами. Происходит пропускание сжатого газа через резервуар высокого давления, содержащий, по меньшей мере, два слоя влагопоглотителя, причем первый слой влагопоглотителя образован из водостойкого материала, а второй слой влагопоглотителя образован из материала, который не обязательно является водостойким, причем для осушки сжатого газа его сначала направляют через первый слой влагопоглотителя и затем через второй слой влагопоглотителя, а для осуществления регенерации в резервуаре высокого давления при проведении первого этапа сжатый газ пропускают только через первый слой водостойкого влагопоглотителя с целью осушки этого водостойкого

влагопоглотителя, после чего при проведении второго этапа сжатый газ сначала пропускают через второй слой влагопоглотителя, при этом для регенерации первого слоя водостойкого влагопоглотителя через него пропускают горячий сжатый газ, поступающий непосредственно из источника горячего сжатого газа, причем регенерация осуществляется за счет теплоты сжатия газа в потоке. При осуществлении регенерации в резервуаре высокого давления при проведении второго этапа сжатый газ после его прохождения через второй слой влагопоглотителя пропускают через первый слой влагопоглотителя. Процесс регенерации может осуществляться иным способом. В резервуаре высокого давления при проведении второго этапа осушенный сжатый газ после его прохождения через второй слой влагопоглотителя вдувают между первым слоем и вторым слоем влагопоглотителя [46, 47].

В качестве способа утилизации нефтяного попутного газа предлагается рассмотреть технологию вымораживания. В двух параллельно работающих аппаратах осуществляется процесс вымораживания влаги и одновременной конденсации сжижаемых углеводородов. В схеме использованы два аппарата. В одном происходит непосредственно процесс вымораживания до момента пока перепад давления на аппарате не достигнет определенного значения, характеризующего эффективность работы аппарата. Во втором аппарате происходит процесс оттаивания трубочатки. По завершении процесса оттаивания происходит переключение потока нефтяного попутного газа между аппаратами. Газ охлаждается, при помощи фреона, получаемого в отдельном холодильном контуре. Неподготовленный нефтяной попутный газ разделяется на воду со следами нефтепродуктов, сжиженные углеводороды и осушенный отбензиненный природный газ. Последние два продукта могут иметь коммерческое применение или использоваться в качестве топлива в рамках месторождения.

1.4 Ожидаемые результаты от использования технологии вымораживания

Для реализации технологии будет спроектирован комплекс, описанный в патенте [46] для предварительной подготовки нефтяного попутного газа, дополнительно присоединены блок вымораживания попутного газа и холодильный блок; блок вымораживания попутного газа содержит два, параллельно подключенных к выходу блока предварительной подготовки нефтяного попутного газа, вымораживателя, снабженных отдельными входами для газа, два сепаратора, соединенных своими входами с выходами вымораживателей, а своими выходами с выводами сжиженного углеводородного газа и дренажной жидкости; устройство подачи циркуляционного газа, выходом соединенное, через устройство подогрева, через сепараторы, блоки охлаждения, и теплообменник подогреватель газа для энергогенерирования, со своим входом [48-51].

Проектная установка по переработке попутного газа обладает следующими преимуществами перед имеющимися аналогами:

1) Максимальная эффективность финансовых и капитальных вложений и уровня доходности (с позиции месторождения), а именно:

- экономичная технология для малых и средних месторождений;
- отсутствие значительных инвестиций по строительству ЛЭП и инженерных сетей для постоянного энергоснабжения новых месторождений;
- экономическая эффективность переработки газа малых объемов непосредственно на месторождении;
- небольшая занимаемая площадь благодаря компактной конструкции.

2) Получение в ходе эксплуатации высоколиквидных товарных продуктов: бензина газового стабильного и пропан-бутана автомобильного, имеющих огромный спрос на внутреннем рынке;

3) Выполнение условий лицензионных соглашений по утилизации ПНГ и отсутствие штрафов за сжигание;

4) Снижение влияния факторов, влияющих на возникновение парникового эффекта;

5) Использование побочного продукта процесса добычи сырой нефти взамен дизельного топлива позволяет снизить затраты на транспортировку топлива на огромные расстояния;

6) Высокая степень рентабельности с общим КПД до 90 %, при одновременной выработке электрической и тепловой энергии, и до 44 % при выработке только электричества;

7) Обеспечение бесперебойной работы с учётом колебания состава газа и наличия в нём примесей в допустимых пределах;

8) Максимальный коэффициент использования оборудования и его надёжность в экстремальных погодных условиях при температурах воздуха ниже -50°C .

2 Технологические основы процесса переработки попутного нефтяного газа

2.1 Требования к технологии и оборудованию для переработки нефтяного попутного газа

Установка для переработки нефтяного попутного газа будет применяться для подготовки нефтяного попутного газа перед использованием потребителем и получения нефтепродуктов. Потребителями подготовленного газа будут установки по выработке электрической энергии (газопоршневые электростанции или др.), тепловой энергии (печи, котельные и т.п.). Нефтепродукты могут быть использованы по месту добычи или реализованы сторонним потребителям. Установка должна быть компактной и легко транспортироваться всеми видами транспорта к месту подготовки газа. Также установка должна отвечать требованиям технических регламентов таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах», ТР ТС 032/2013 «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением», ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования». В процессе переработки выходящий с установки газ осушается по воде и углеводородам, повышается его метановое число. Установка должна безопасно и эффективно эксплуатироваться в условиях умеренного и холодного климата.

Расчетная производительность установки 2,5 миллиона м³ в год выбрана для иллюстрации возможностей технологии вымораживания применительно к малым объемам переработки. Так как подобные объемы считаются «неперерабатываемыми», с экономической точки зрения. Начальные параметры газа примем усредненными для большинства месторождений Самарской области.

Таблица 1 - Параметры исходного потока

Наименование	Значение
Температура нефтяного попутного газа на входе в установку, °С	+25
Давление нефтяного попутного газа на входе в установку, кгс/см ² (абс.)	1,5-2,5
Расход нефтяного попутного газа, н.м ³ /час	300

Состав газа примем сходным с составом нефтяного попутного газа получаемого на Зареченском месторождении Самарской области ООО «РИТЭК».

Таблица 2 - Состав сырьевого потока нефтяного попутного газа:

Название	Мол. вес	% об.	% масс.	Расход, нм ³ /ч	Расход, кг/ч
H ₂ O	18,02	1,404	1,081	4,064	3,269
H ₂ S	34,08	0,000	0,000	0,000	0,000
CO ₂	44,01	0,828	1,558	2,397	4,710
N ₂	28,01	1,538	1,842	4,452	5,567
CH ₄	16,04	74,430	51,036	215,439	154,270
C ₂ H ₆	30,07	5,482	7,047	15,868	21,301
C ₃ H ₈	44,09	8,085	15,238	23,402	46,062
i-C ₄ H ₁₀	58,04	2,169	5,382	6,279	16,268
n-C ₄ H ₁₀	58,04	3,747	9,296	10,845	28,100
i-C ₅ H ₁₂	72,05	0,937	2,885	2,711	8,721
n-C ₅ H ₁₂	72,05	0,838	2,581	2,426	7,803
C ₆ H ₁₄	86,06	0,444	1,632	1,284	4,934
C ₇ H ₁₆	100,07	0,099	0,422	0,285	1,275
Остаток	142,10	0,000	0,000	0,000	0,000
<i>Итого</i>		<i>100,00</i>	<i>100,00</i>	<i>289,45</i>	<i>0,000</i>

Для обеспечения надежной работы установки необходимо внедрение автоматической системы управления технологическим процессом и система противоаварийной защиты.

В состав установки по переработке нефтяного попутного газа для обеспечения должны входить:

1) блок конденсации влаги, состоящий из рекуператора охлаждения входящего потока нефтяного попутного газа до $+5...+10$ °С и сепаратора. Из газа будет конденсироваться жидкая фаза, которую необходимо отделить и вывести.

2) блок вымораживания. В него входят две параллельные нитки вымораживателей с сепараторами. Вымораживатели работают в периодическом режиме параллельно. Один теплообменник охлаждает газ до температур порядка -30 °С, осушая его. Второй находится в режиме оттаивания – регенерации.

3) холодильный блок, состоящий из двух парокомпрессионных холодильных машин. Одна из них работает по обратному циклу Карно, вырабатывая тепло при конденсации фреона, идущее на оттаивание одного из вымораживателей, и холод, необходимый для осушки газа методом вымораживания. Вторая находится в резерве.

Электрическое оборудование, входящее в состав установки должно иметь уровень взрывозащиты не менее 2ExdIIAT3, уровень пыле-, влагозащиты не менее IP54.

Предпочтительное исполнение установки – блочно-модульное. Это позволяет гибко менять технологическую схему при изменении состава нефтяного попутного газа, или же его количества. Такие изменения характерны для процесса подготовки нефти на любом месторождении. Также такой подход к компоновке позволяет сократить логистически издержки и избежать сложностей в доставке на удаленные и труднодоступные месторождения, открывая для использования различные варианты

транспортных средств доставки.

Конструкция блоков установки должна быть рамной. Это позволяет многократно перемещать установку или отдельные технологические между разными месторождениями, обеспечивая дополнительную экономию ресурсов. Также рамная конструкция обеспечивает удобство монтажа/демонтажа технического обслуживания, ремонта оборудования, расположенного в блоке. Элементы несущих конструкций рамы могут быть использованы для прокладки трубопроводной обвязки блоков. Рамная конструкция позволяет выпускать блоки повышенной заводской готовности.

Длина единичного блока не должна превышать 12 метров, ширина - 3 метров, высота – 4,5 метров.

2.2 Описание технологии, заложенной в основу работу установки

Неподготовленный газ (см. Приложение А) при +25 °С, на входе в модуль охлаждается в трубном пространстве теплообменника Т-01 обратным потоком подготовленного газа до температуры +5°С, где выпадает 50% воды, которая отбивается в центробежном сепараторе С-01 и отводится на установку очистки технических вод (УОТВ).

Далее газ поступает в межтрубное пространство теплообменника-вымораживателя Т-02-1,2, где охлаждается до температуры -40°С потоком фреона, проходящим по трубному пучку, находящемуся в вертикальной части аппарата. Оставшаяся влага постепенно намораживается на трубчатке, а фракция C_{3+} конденсируется и стекает в горизонтальную часть аппарата, являющуюся, по сути, сепаратором. ШФЛУ, полученная при конденсации при помощи насоса Н-01, транспортируется в емкость хранения готовой продукции Е-01 и далее при помощи насосной станции (НС), отгружается по назначению. Подготовленный газ, подогретый в рекуператорах Т-01 до +15 °С отправляется на узел учета и контроля качества (КУУГ) и, после анализа, подается в топливную систему газогенерирующего оборудования.

Система АСУТП контролирует перепад давлений на входе и выходе из Т-02-1, температуру осушенного потока на выходе и предел допустимого значения процесса по времени. При изменении параметров, система автоматически переключает в работу подготовленный теплообменник-вымораживатель Т-02-2, а Т-02-1 переводит в режим оттаивания.

Процесс оттаивания происходит за счет подачи в трубное пространство части газообразного горячего потока фреона с нагнетания винтового компрессора, имеющего температуру $+80^{\circ}\text{C}$. Намерзшая на трубчатке жидкость оттаивает и стекает в горизонтальную часть Т-02-2, откуда отводится насосом на УОТВ.

Холодильный контур установки первичной подготовки топливного газа работает по следующему принципу(см. Приложение Б):

Фреон в газообразном состоянии при давлении около $0,7 \text{ кг/см}^2$ подается на всасфреонового компрессора К-01, где его давление поднимается до 16 кг/см^2 . Далее из смеси масла и фреона отбивается масло в маслоотделителе и горячий поток фреона подается на холодильник фреона Х-01, где происходит его охлаждение до $+45^{\circ}\text{C}$ и превращение из газообразной фазы в жидкую. Далее фреон подается в емкость сбора фреона Е-03 и оттуда под собственным давлением на дроссель, где происходит резкое снижение давления и температуры до -40°C . Жидкий фреон подается в трубчатку Т-02-1,2 где происходит теплообмен и вскипание жидкого фреона. Газообразный фреон подается на всас винтового компрессора и цикл повторяется. Для того чтобы иметь возможность ремонта оборудования и технического обслуживания, без остановки технологического процесса предусмотрен второй компрессор в холодильном контуре. Также резервный компрессор позволяет временно увеличивать холодопроизводительность контура если это потребуется.

При отогревании любого из теплообменников-вымораживателей происходит подача расчетной части горячего потока

газообразного фреона после отбивания масла в маслоотделителе в обход воздушного охладителя фреона где фреон конденсируется, отдавая тепло трубкам, на поверхности, которых происходит оттаивание льда. Далее охлажденный сконденсированный фреон из трубчатки при T менее $45\text{ }^{\circ}\text{C}$ подается в сборник фреона и цикл повторяется.

3 Технологические расчеты основного оборудования.

3.1 Расчет материального баланса

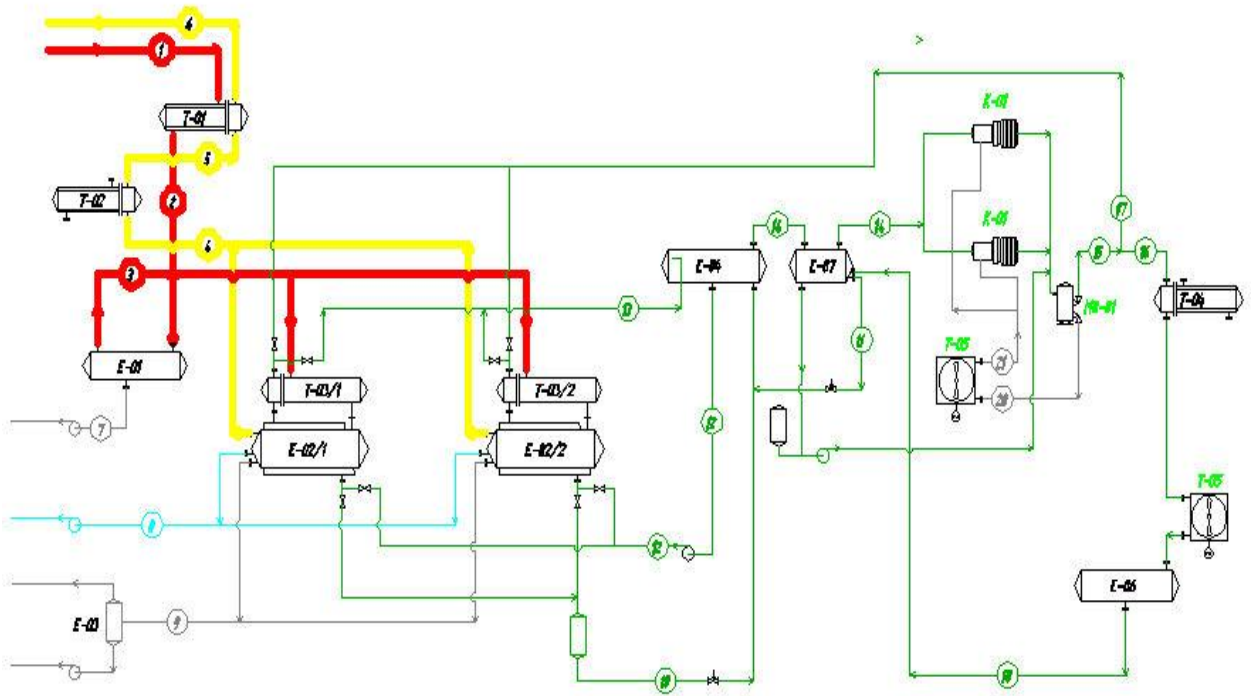


Рисунок 1 - Технологическая схема установки вымораживания

Для составления материального баланса процесса определим значимые материальные потоки. На схеме (рисунок 1) красным цветом изображен поток неподготовленного нефтяного попутного газа. Желтым – поток осушенного газа. Голубым цветом изображен поток сжиженных углеводородов. Черным - вода загрязненная. Зеленый цвет – фреон.

Уравнения, отражающие материальный баланс процесс по основному технологическому потоку объединены в систему:

$$\begin{cases} G_1 = G_2 = G_3 + G_7 \\ G_3 = G_4 + G_8 \\ G_4 = G_5 \end{cases} \quad (1)$$

Для каждого потока выделены точки в которых изменяется какой-либо параметр потока. Соответственно, точки 1,2,3 отражают состояние неподготовленного нефтяного попутного газа. То есть он охлаждается из него выделяется вода загрязненная и далее он поступает в вымораживатель.

В точках 1,2 не происходит изменения состава потока, он охлаждается и разделяется на 2 фазы. Таким же образом обозначены точки характеризующие состояния прочих технологических потоков. Точки 4,5,6 относятся к осушенному газу. Восьмая отражает свойства потока сжиженных углеводородов. Точки 7,9 отражают состав воды, удаленной из газа. Точки 10-18 описывают изменение свойств фреона в холодильном контуре. Точки 19,20 – свойства смазочного масла холодильного контура. В уравнения материального баланса входят не все точки а только связанные с потоком газа, углеводородов и воды. Для расчета состава фаз использовались компьютерный программа Технолог и Hysys.

Таблица 3–Сводная таблица материального баланса

Характеристика	Расход кг/ч					
	1,2	3	4,5,6	7	8	9
H ₂ O	3,269	2,288	0	0,981	0,000	2,288
H ₂ S	0,000	0,000	0,000	0	0,000	0
CO ₂	4,710	4,710	4,651	0	0,059	0
N ₂	5,567	5,567	5,565	0	0,002	0
CH ₄	154,270	154,270	154,069	0	0,202	0
C ₂ H ₆	21,301	21,301	20,961	0	0,339	0
C ₃ H ₈	46,062	46,062	41,795	0	4,267	0
i-C ₄ H ₁₀	16,268	16,268	11,903	0	4,366	0
n-C ₄ H ₁₀	28,100	28,100	17,048	0	11,052	0
i-C ₅ H ₁₂	8,721	8,721	2,524	0	6,197	0
n-C ₅ H ₁₂	7,803	7,803	1,639	0	6,163	0
C ₆ H ₁₄	4,934	4,934	0,227	0	4,707	0
C ₇ H ₁₆	1,275	1,275	0,011	0,314	0,8	0,15
Итого	302,28	301,299	260,41	1,931	38,62	2,313

Из системы уравнений материального баланса следует соотношение:

$$G_1 = G_2 = G_4 + G_7 + G_9, \quad (2)$$

где G_1 —расход сырьевого попутного нефтяного газа, кг/ч;

G_2 —расход охлажденного нефтяного попутного газа, кг/ч;

G_4 —расход осушенного газа, кг/ч;

G_7 — расход воды удаленной из газа после первого сепаратора, кг/ч;

G_9 — расход воды удаленной из газа после второго сепаратора, кг/ч.

Данные таблицы 3 показывают, что материальный баланс сходится. Исходя из этих данных и принятой технологии можно выполнить конструктивный расчет основного аппарата - вымораживателя.

Поток 4,5,6- осушенный газ может быть использован для получения тепловой или электрической энергии, или комбинации этих процессов.

3.2 Расчет конструктивных размеров вымораживателя

Вымораживатель представляет собой кожухотрубчатый теплообменный аппарат. В качестве расчетной модели был выбран испаритель-конденсатор. Для расчета подобных аппаратов удобно использовать автоматизированный системы расчета. В данном случае воспользуемся программой «Теплос». Она обладает простым интерфейсом и хорошо зарекомендовала себя для расчетов систем конденсации смесей, содержащих углеводороды и воду. Скорость получения результатов расчетов в данной программе позволяет произвести в короткие сроки серию расчетов и выбрать оптимальные с конструкторской точки зрения основные размеры аппарата и подобрать внутреннюю конструкцию. Принимаемые параметры аппарата приведены в таблице 4.

Таблица 4—Основные выбираемые параметры конструкции

Тип теплообменника	Испаритель-конденсатор
Тип конструкции аппарата	Кожухотрубчатый
Форма кожуха	Цилиндр

Продолжение таблицы 4

Тип теплообменника	Испаритель-конденсатор
Оребрение	Отсутствует
Перегородки	Отсутствуют
Тип тока теплоносителей	Смешанный ток
Место горячего потока	Межтрубное пространство
Тип расчета	Проектный
Форма труб	U
Ориентация аппарата к горизонтали	Ось в горизонтальной плоскости

Теплообменник разделен на 2 полости. В трубную часть подается фреон R-32. В межтрубное пространство – нефтяной попутный газ. Фреон вскипает, забирая тепло у нефтяного попутного газа. Происходит кристаллизация влаги на внешней поверхности труб и конденсация углеводородов. Из-за ограничений функционала программы теплота кристаллизации льда, была учтена путем принятия 20 % запаса по расходу фреона. Составы сред поступающих в аппарат представлены в таблице 5.

Таблица 5–Состав сред в теплообменном аппарате

Состав среды в трубном пространстве	% мол.	Состав среды в межтрубном пространстве	% мол.
1	2	3	4
Фреон R-32	100	Углекислый газ	0,93
		Азот	1,01
		Метан	75,76
		Этан	5,39
		Пропан	8,25
		Н-Бутан	2,18
		Изобутан	3,79

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4
		Н-Пентан	0,95
		Изопентан	0,85
		Н-гептан	0,48
		Н-гексан	0,09

Расчет требует входных данных. Они приведены в таблице 6

Таблица 6–Входные данные для расчета теплообменника

Технологические параметры	Размерность	Трубки	Межтрубное пространство
Температура потока на входе	С	-45,7	11
Температура потока на выходе	С	-45,7	-39
Температура насыщения	С	-45,7	-45,3
Давление потока	ата	1,05	2
Доля пара потока на входе	-	0	-
Доля пара потока на выходе	-	0,25	-
Расход потока	кг/час	767,5	299
Расход конденсата	кг/час	0	37,4
Теплоемкость паровой фазы	кДж/(кг*К)	0,73	1,71
Теплопроводность паровой фазы	Вт/(м*К)	0,008	0,0219
Вязкость паровой фазы	кг/(м*с)	0,000008	0,00000978
Плотность паровой фазы	кг/м ³	5,09	2,36
Теплоемкость жидкой фазы	кДж/(кг*К)	1,27	1,89
Теплопроводность жидкой фазы	Вт/(м*К)	0,11	0,133
Вязкость жидкой фазы	кг/(м*с)	0,000008	0,00034
Плотность жидкой фазы	кг/м ³	789,3	648,1
Поверхностное натяжение потока	Н/м	0,011	0
Теплота конденсации/испарения	кДж/кг	218,9	403,3

В результате расчета получены следующие характеристики теплообменного аппарата:

Таблица 7–Результаты конструктивного расчета теплообменного аппарата

Конструктивные данные	Размерность	Значение
Внутренний диаметр кожуха	мм	312
Наружный диаметр теплообменных труб	мм	20
Толщина теплообменных труб	мм	2,5
Поперечный шаг труб	мм	26
Число ходов по трубам	-	2
Число труб	шт	92
Длина теплообменных труб	мм	1315
Коэффициент теплопроводности труб	Вт/(м*К)	2,1
Коэффициент теплопередачи	Вт/(м ² *К)	111
Поверхность теплообмена	м ²	6,4
К-т термич. загрязнения в трубах	(м ² *К)/Вт	0,00015
К-т термич. загрязнения в межтрубном прост-ве	(м ² *К)/Вт	0,00015
Шероховат. Внутренней поверхности труб	мм	0,15
Шероховат. Внешней поверхности труб	мм	0,15
К-т линейного расширения материала труб	1/град	0,0000086
К-т линейного расширения материала кожуха	1/град	0,0000116
Тепловые потери в окружающую среду	%	5
Запас поверхности	%	25

Таблица 8- Характеристики гидродинамического режима в аппарате

Характеристика	Размерность	Трубки	Межтрубное пространство
Площадь проходного сечения	м ²	0,007	0,058
Скорость потока	м/с	0,09	0,58
Критерий Рейнольдса	-	3495	5300
К-т теплопередачи	Вт/(м ² *К)	751	122
Гидравлическое сопротивление	кг/см ²	0,00004	0,00003
Средняя температура потока	С	-45,7	-16

Таблица 9- Сводный результирующие данные

Характеристика	Размерность	Значение
Тепловая мощность	МВт	0,016
Температура внутренней стенки трубы	С	-41,6
Температура наружной стенки трубы	С	-36,1
Средняя температура стенки труб	С	-38,8
Температурный напор	С	22,04
Разность температур м/у кожухом и трубами	С	23,8
Разность удлинений кожуха и труб	мм	0,26

Определяющим параметром, характеризующим допустимость применений теплообменного аппарата в конкретных условиях, является разность удлинений труб и кожуха. В данном случае она не превышает 1мм, соответственно аппарата с полученными конструктивными параметрами допустимо применять для реализации данного процесса

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе разработана энергоэффективная и наиболее экономически рациональная технология переработки нефтяного попутного газа. Установка, действующая по данной технологии легко может быть встроена в существующую систему подготовки нефти непосредственно в месте добычи. Также используя, данную технологию можно переработать нефтяной попутный газ в малых объемах, с низким содержанием тяжелых компонентов. Приведенные расчеты подтверждают данные утверждения.

В целом внедрение данной технологии на малодебитных месторождения в масштабах страны позволит снизить объем выбросов парниковых газов и вовлечь в экономическую деятельность дополнительные объемы углеводородов.

Переработка газа по предлагаемой технологии позволит:

1. Получить дополнительные товарные нефтепродукты непосредственно в месте добычи нефти.
2. Снизить затраты энергии на переработку нефтяного попутного газа.
3. Генерировать тепловую или электрическую энергию для нужд нефтедобычи.
4. Улучшить экологическую обстановку в районе размещения установок по подготовке нефти.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Клименко, А. П., Сжиженные углеводородные газы / А. П. Клименко- М., 1974.- 7 с.
2. Берлин, М. А., Горсченков, В. Г., Волков, Н. П., Переработка нефтяных и природных газов / М., 1981.- С. 14-17.
3. Гуревич, Г. Р., Соколов, В. А., Шмыгля, П. Т., Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления, М., 1976.- С. 25-28.
4. Коротаев, Ю. П., Закиров, С. Н., Переработка попутного нефтяного газа на сложных месторождениях, М., 1988.- С. 32-34.
5. Коротаев, Ю. П., Закиров, С. Н., Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений, М., 1981.- С. 63-67.
6. Булаев С. А. Сжигание попутных нефтяных газов. Анализ прошлых лет и государственное регулирование//Вестник Казанского технологического университета. - 2013. -Т16, №1.- С. 202-205.
7. Технология переработки природного газа и конденсата / В.И. Мурин, Н.Н. Кисленко, Ю.В. Сурков – М:ООО «Недрабизнесцентр», 2002 – 53 с.
8. Данилов-Данильян, В.И.Киотский протокол: критика критики. – ЭСКО 2003. № 3 [Электронный ресурс] - URL: http://www.escoecosys.narod.ru/2003_3/art60.htm (дата обращения 15.04.2019).
9. Кутепоа Е., Книжников А., Кочи К. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып.4. М.: WWF России, КПМГ, 2012- 35 с.
10. Грицевич, И. Г., Кокорин, А. О. 2006а. Энергетическая безопасность и проблема изменения климата. Диалог: Россия – Европейский Союз: WWF России, М.:2005 – 32 с.
11. Грицевич, И. Г., Кокорин, А. О., Луговой, О. В., Сафонов Г. В. 2006б. Развитие энергетики и снижение выбросов парниковых газов.

Международные обязательства на период после 2012 г. WWF России, М.: – 16 с.

12. Кокорин, А. О., Грицевич, И. Г., Сафонов, Г. В., 2004. Изменение климата и Киотский протокол – реалии и практические возможности. М., WWF-Россия, 64 с.

13. Sammes, N. M., Du, Y., Bove, R.. Journal of PowerSources 145 (2005) pp. 428-434.

14. Lefebvre, A. K, Ballal, D. R. Gas turbine combustion. WestLafayette: PurdueUniversity, 1998. 209 p.

15. Sakai Ryo Development Of A High-Efficiency 50kw Micro Gas Turbine Cogeneration System/Ryo Sakai, Toho Gas Co., Koji Ishibashi, Toho Gas Co., Akio Mori, Toyota Turbine and Systems Inc. - URL: http://www.igu.org/html/wgc2003/WGC_pdffiles/10462_1045532585_19253_1.pdf (дата обращения 26.05.2014).

16. Yashchenko, I.G. and Polishchuk, Yu.M. Classification of Poorly Recoverable Oils and Analyis of Their Quality Characteristics (Reviews)//Chemistry and Technology of Fuels and Oils. -2016. -Vol. 52. -№ 4. – pp. 434-444.

17. Стратегический прогноз изменений климата Российской Федерации на период до 2010-2015 гг. и их влияния на отрасли экономики России, 2005. Росгидромет. М.: 28 с.

18. Четвертое Национальное сообщение Российской Федерации по Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата и Киотскому протоколу, 2006. Росгидромет, М., 164 с.

19. Справочник по добыче нефти/В.В.Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др.; Под ред. К.Р. Уразакова. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 374 с.

20. Thomas F. Degnan, Jr. Applications of zeolites in petroleum refining.//Topics in Catalysis, 2000. -V. 13.-pp. 349-356.
21. Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. Уфа: Гилем, 2002. 672 с.
22. Геология нефти и газа: Учебник для вузов /Э. А. Бакиров, В. И. Ермолкин, В. И. Ларин и др.; Под ред. Э. А. Бакирова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. 240 с.
23. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник / О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; Под ред. Б. А. Соколова. – М.; Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
24. Теоретические основы химических процессов переработки нефти: Учебное пособие для вузов. – Л.: Химия, 1985, 280 с.
25. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник / И. Д. Амелин, В. А. Бадьянов, Б. Ю. Вендельштейн и др.; Под ред. В.В. Стасенкова. – М.: Недра, 1989. – 270 с.
26. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки / под ред. Е.Н. Судакова. - М.: Химия, 1979. – 266 с.
27. Пат. 2134387 Российская Федерация, МПКF25J 3/08, Способ выделения ксенона (варианты) и установка для его осуществления / Бондаренко В. Л.; Заявитель и Патентообладатель: Совместное Украинско-Российско-Кипрское предприятие «Айсблик», Симоненко Юрий Михайлович; опубл. 10.08.1999, Бюл. №12 -15 с.
28. Пат. 2151977Российская Федерация, МПКF25J 1/02, F25J 3/04, Комбинированная система для получения азота и сжижения природного газа на основе установки с криогенной машиной Стирлинга / Кириллов Н. Г.; Заявитель и Патентообладатель: Военный инженерно-космический университет им. А.Ф. Можайского; опубл. 27.06.2000 Бюл. №18 -15 с.
29. Пат. 2206081Российская Федерация, МПКG01N 25/00, G01N 25/04, B01D 1/00, Способ газового анализа смеси компонентов / Беднов С. М.,

Лукоянов Ю. М., Петров В. Н., Котельников В. Н.; Заявитель и Патентообладатель: Федеральное государственное унитарное предприятие «Исследовательский центр им. М. В. Келдыша» 10.06.2003 Бюл. № 16 -11 с.

30. Пат. 2248839 Российская Федерация МПКВ01D 53/26, B01D 7/02 Устройство осушки газов вымораживанием / Чепилко С. С.; Заявитель и Патентообладатель: Чепилко Степан Сергеевич опублик. 27.03.2005 Бюл. № 33 – 16 с.

31. Соловьянов, А. А., Андреева, Н. Н., Крюков, В. А., Лятс К. Г. Стратегия использования попутного нефтяного газов РФ. – М.: ЗАО Редакция газеты «Кворум», 2008. – 320 с.

32. Соколов, С. М., Щербинин, И. А., Тарасов, М. Ю. / Нефтяное хозяйство, 2010, №4, 111 с.

33. Филипенко, А. В. Сырьевая база нефтедобычи и недропользования в ХМАО. – Екатеринбург: Изд. дом «Пакрус», 2001. – 144 с.

34. Гриценко, А. И., Аكوпова, Г. С., Максимов, В. М. Экология. Нефть и Газ. – М.: Наука, 1997. – 598 с.

35. Полищук, Ю. М., Березин, А. Е., Дюкарев, А. Г., Токарева, О. С. Экологическое прогнозирование воздействий нефтегазового комплекса на природную среду Западной Сибири с использованием ГИС-технологий // География и природные ресурсы. – 2001. №2. С. 43-49.

36. Полищук, Ю. М., Токарева, О. С. Методология и организация эколого-географических исследований воздействия нефтедобычи на природную среду // Исследования эколого- географических проблем природопользования для обеспечения территориальной организации и устойчивости развития нефтегазовых регионов России: Теория, методы и практика. – Нижневартовск: Изд-во «Приобье», 2000. С. 75-78.

37. Паренаго, О. П., Давыдова С. Л. Экологические проблемы химии нефти // Нефтехимия. – 1999. – Т. 39. № 1. С. 3-13.

38. Абросимов, А. А. Экология переработки углеводородных систем / А.А. Абросимов. - М: Химия, 2002. – 608 с.
39. Байков, Н. Перспективы российской нефтегазовой промышленности и альтернативных источников энергии / Н. Байков, Р. Гринкевич // Мировая экономика и международные отношения. – 2008. - №6. – С.49-56.
40. ГОСТ 9572-93 Бензол нефтяной. Технические условия. – СПС Кодекс.
41. Демина, Е. В. Экологические проблемы при разработке нефтяных и газовых месторождений /Е. В. Демина // Экология: проблемы и пути решения: Тез. докл./Перм. ун-т. – Пермь, 1997. – С. 37-40.
42. Елдышев, Ю. Н. Когда погаснут факелы на нефтепромыслах? / Ю. Н. Елдышев // Экология и жизнь. – 2007 – №10. – С. 58-61.
43. Мартюшева, М. С. Влияние выбросов факельных установок газокompрессорных станций на естественные фитоценозы / М.С. Мартюшева // Пермский аграрный вестник. – 2008. – С.94-96.
44. Артемьева, А. А. Анализ характера влияния нефтедобычи на здоровье населения Удмуртии// Вестник УдмГУ, Сер. Науки о Земле, 2006, № 11.
45. Бушуев, В. В., Соловьянов, А. А., Журавлев, В. Г., Чернегов, Ю. А. Мониторинг и проектирование эффективных технологий топливно-энергетического комплекса. — М.: ВНИИОЭНГ, 1995 – 98 с.
46. Книжников, А. Ю., Пусенкова, Н. Н. Проблемы и перспективы использования нефтяного попутногогаза в России // Ежегодный обзор. Вып. 1. — М., 2009- 23 с.
47. Коржубаев, А. Г., Ламерт, Д. А., Эдер, Л. В. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России. // Бурение и нефть, 2012, № 04.

48. Костин, А. А. Популярная нефтехимия. Увлекательный мир химических процессов. — М.: Ломоносовъ., 2013 – 208 с.

49. Маганов, Р. У., Макарова, М. Ю. и др. Природоохранные работы на предприятиях нефтегазового комплекса. Ч. 1. Рекультивация загрязненных нефтью земель в Усинском районе Республики Коми. —Сыктывкар: Научный центр УроРАН, 2006 – 188 с.

50. Пиковский, Ю. И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. — М.: МГУ, 1993– 232 с.

51. Пиковский, Ю. И., Геннадиев, А. Н., Чернянский, С. С., Сахаров, Г. Н. Проблема диагностики и нормирования загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами. // Почвоведение, 2003, № 09.

52. Саенко, В. В. Нефтяная промышленность России: сценарии сбалансированного развития. Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса». // Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН, заседание от 29 мая 2012 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Газовый контур установки

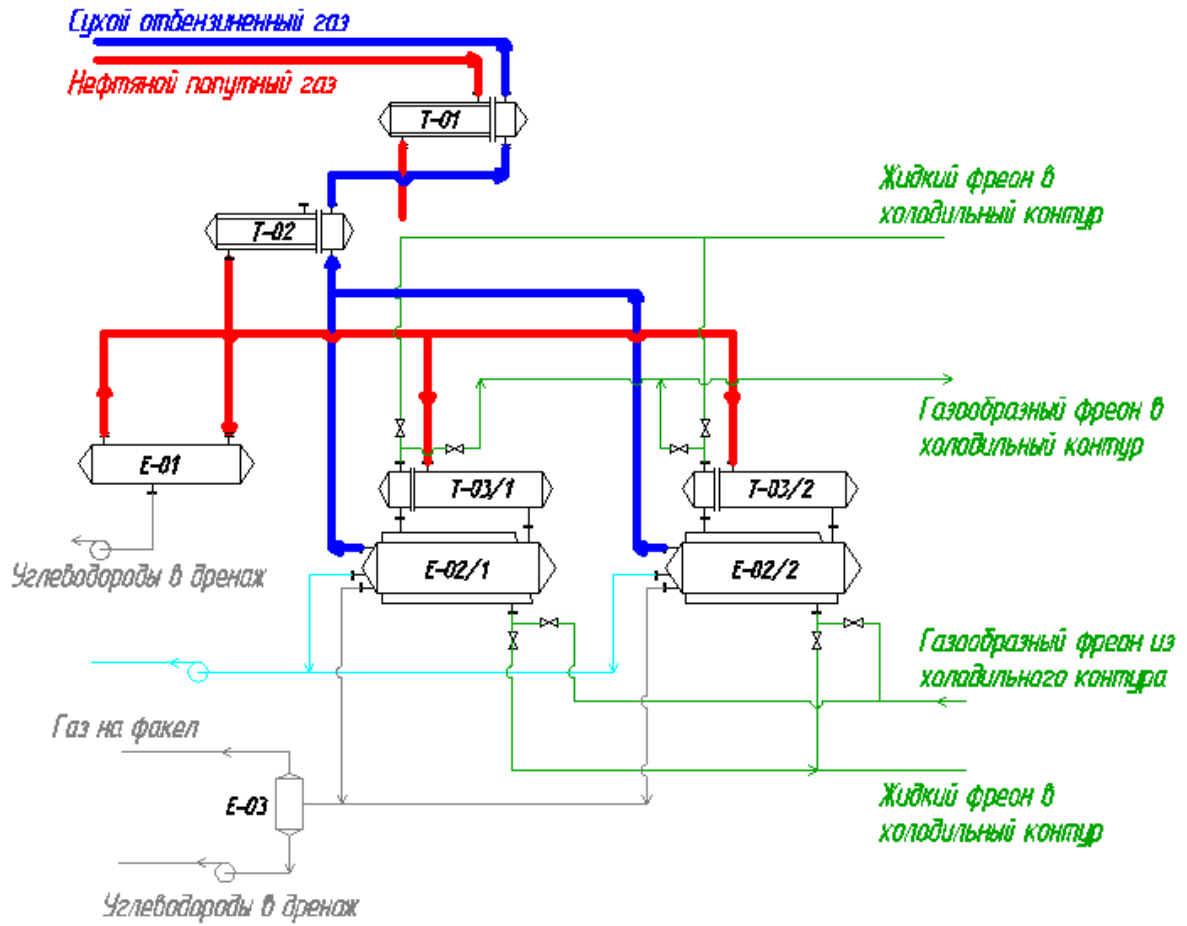


Рисунок А.1- Газовый контур установки

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Холодильный контур установки

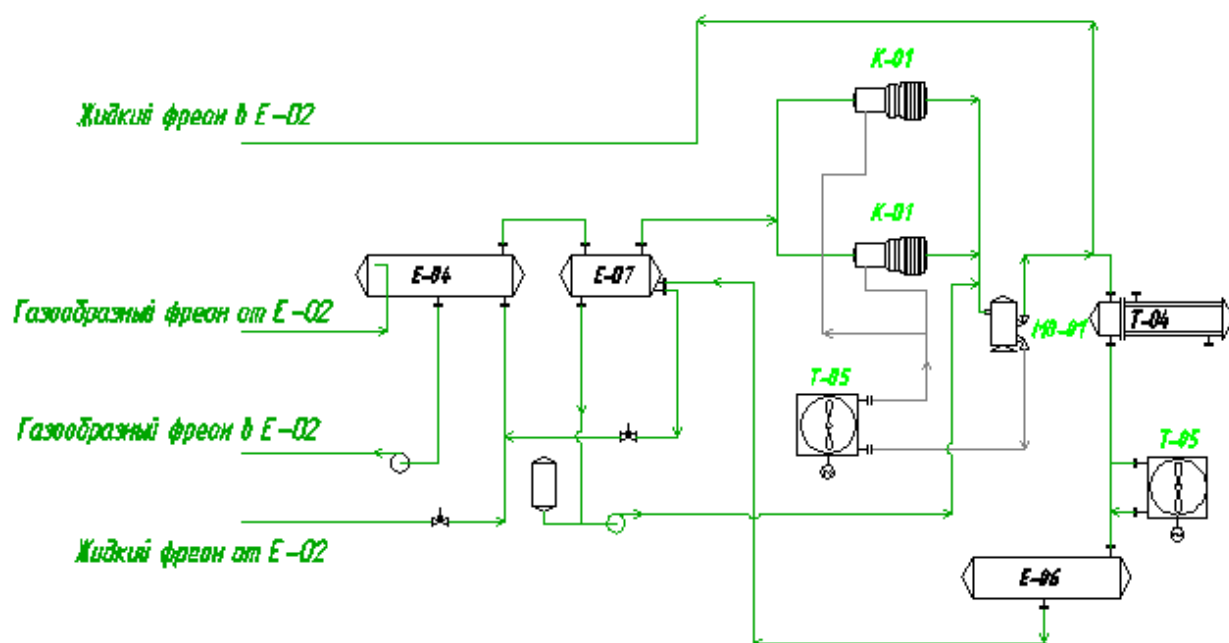


Рисунок Б.1 - Холодильный контур установки