

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ 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))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Оптимизация технологической схемы УПН «Жигулевская»

Студент

В.А. Белянская

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Ю.Н. Шевченко

(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)

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018г.

Тольятти 2018

## **Аннотация**

### **УТИЛИЗАЦИЯ, ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ, ДОБЫЧА НЕФТИ, МЕМБРАННАЯ УСТАНОВКА**

В работе рассмотрено снижение антропогенного воздействия на окружающую среду при добыче нефти на УПН «Жигулевская» при использовании мембранной установке при утилизации попутного нефтяного газа. Обоснован метод выбора эффективного метода утилизации ПНГ, предложена оптимизация технологической схемы УПН «Жигулевская».

Проведено сравнение использования мембранных и традиционных методов подготовки нефтяного газа. И определено, что мембранные методы подготовки нефтяного газа обладают преимуществами по сравнению с традиционными. В результате выбрана технология мембранной обработки ПНГ на основе установки CarboPEEK, что обеспечит экономическую эффективность для организаций.

Общий объём работы составляет 48 страниц машинописного текста, включающего 14 рисунков, 7 таблиц, список использованных источников, содержащий 37 источников.

## Содержание

Введение	4
1 Анализ проблемы разработки месторождения УПН «Жигулевская»	7
1.1 Теоретический анализ проблемы образования и использования попутного нефтяного газа	7
1.2 Описание технологического процесса и технологической схемы системы сбора и транспорта нефти и газа на УПН «Жигулевская»	13
1.3 Загрязнение окружающей среды УПН «Жигулевская»	18
2 Оптимизация технологической схемы УПН «Жигулевская»	24
2.1 Способы утилизации природного газа	24
2.2 Экономический анализ существующих методов утилизации	28
2.3 Технологические особенности методов утилизации нефтяного газа	32
2.4 Мембранная технология обработки ПНГ	35
Заключение	44
Список используемых источников	45

## Введение

В настоящее время решение вопросов энергетики стало наиболее актуальной проблемой для человечества. В обеспечении надежного развития общества энергетика заслуженно занимает ключевое место. Нефть и газ во все времена были базой энергетической сохранности» [1, 2].

На сегодняшний день в нефтехимической промышленности особое внимание необходимо уделять вопросу сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), который требует постоянного контроля на фоне мирового снижения запасов нефти, повлекшее за собой ее удорожание. В двадцати странах, включая Россию, ПНГ отправляется на факел, что оказывает негативное воздействие на окружающую среду. «Из-за сжигания ПНГ в атмосферу попадает свыше 500 тыс. тонн вредных выбросов» [8]. Общее количество сожжённого попутного газа за 2015 год составило более 60 млрд. м<sup>3</sup> в год, это соответствует выбросу 120 млн. т углекислого газа. «Из-за сжигания ПНГ, финансовые потери в Российской Федерации составляют более 5 млрд. долларов в год» [9]. «Количество ПНГ, добываемого в Российской Федерации, равно примерно 50-70 млрд. м<sup>3</sup>» [10].

«По данным космических исследований сжигание попутного нефтяного газа в мире достигло 140 млрд. м<sup>3</sup> и это только за 2011 год» [3]. Во многих странах применяется сжигание на факельных установках. На рисунке 1 представлена диаграмма сжигания попутного нефтяного газа попутного нефтяного газа в разных странах в 2013-2015 гг.

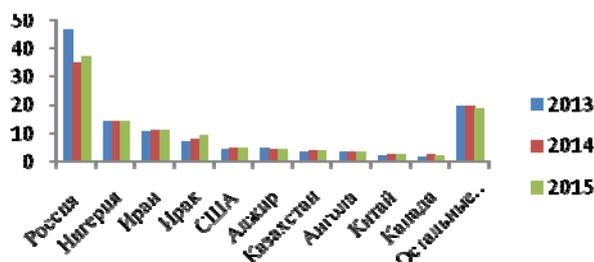


Рисунок 1 – Факельное сжигание попутного нефтяного газа в разных странах в 2013-2015 гг.

Попутные нефтяные газы являются дорогим по цене ресурсом и занимают

немаловажное место в экономике и социальных вопросах нефтедобычи страны.

Анализ объемов добычи и утилизации попутного газа путем сжигания в Российской Федерации в 2013-2015 гг. позволил составить диаграмму, которая представлена на рисунке 2.

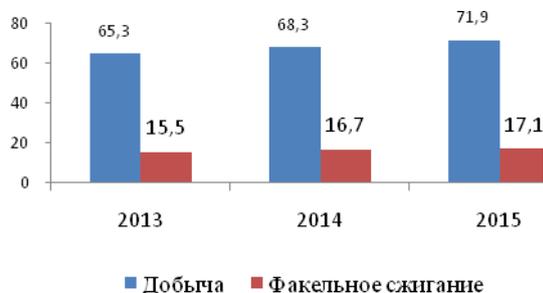


Рисунок 2 – Диаграмма сравнения по добычи и факельному сжиганию ПНГ в России

Развитие объемов сжигания ПНГ взаимосвязано с возрастанием объемов добычи нефти. В России в период 2013–2015 гг. количество сжигаемого ПНГ в пересчете на одну тонну сырья увеличился в 1,42раза, и составил в 2013 г. 27,9 м³/т. «Объемы сжигания попутного газа по главным странам, про изводящим нефть, равны: в Катаре 94 м³/т, Ираке – 86 м³/т, Венесуэле – 37 м³/т, Индонезии – 70,7 м³/т, Иране – 66,5 м³ /т, Казахстане – 38 м³ /т, США – 6,7 м³/т» [11].

«По мнению ученых, если не сжигать ПНГ на месторождениях нефти, возможно получение дополнительного природного газа в количестве 20–23 млрд. м³» [12].

Появилась необходимость отслеживания процесса сжигания ПНГ, вследствие чего был установлен спутниковый контроль за сжиганием ПНГ [13].

«Исходя из данных Института мировой экономики при годовом сжигании на факеле ПНГ в атмосфере происходит образование двуокиси углерода (CO<sub>2</sub>) с концентрацией от 0,03 % до 0,041 %. В городском воздухе, а именно, над промышленными территориями доля CO<sub>2</sub> может составлять 0,1 %, что может вызвать парниковый эффект и способствует глобальному изменению климата» [15].

На рисунке 3 представлено соотношение антропогенных газов в атмосфере при парниковом эффекте.

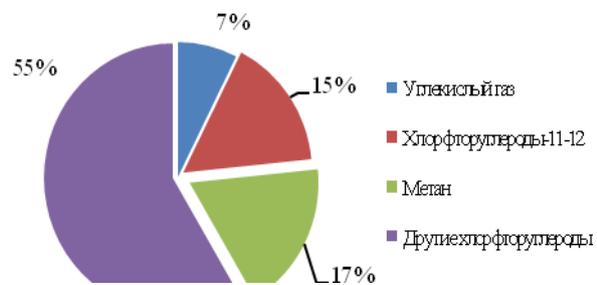


Рисунок 3 - Соотношение антропогенных газов в атмосфере при парниковом эффекте

# **1 Анализ проблемы разработки месторождения УПН «Жигулевская»**

## **1.1. Теоретический анализ проблемы образования и использования попутного нефтяного газа**

«В основном, добывающие компании используют ПНГ для своих технологических потребностей, так же для заполнения пласта и в народном хозяйстве как нефтехимическое сырье и источник энергии» [16].

Компании ПАО НК «РуссНефть», ОАО «НГК «Славнефть», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Татнефть» вносят большой вклад в добычу нефтяного попутного газа. В начале 2016 года ОАО «Сругтнефтегаз» и ПАО «Татнефть» добыли попутного нефтяного газа порядка 95%, заняв лидирующие позиции по данному пункту. Также высоких показателей достигли ПАО АНК «Башнефть» и ОАО «ТНК-ВР Холдинг». Наблюдается отставание по результативному использованию ПНГ у ПАО «НК «Роснефть» и ОАО «Газпром».

«ПНГ – это смесь газообразных и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, которые выделяются при разгазировании из пластовой нефти и из нефтяных скважин. Кроме того, ПНГ применяется для образования собственной электрической энергии, выработки тепловой энергии, получения метилового спирта, переработки в жидкие углеводороды; переработки на газоперерабатывающих заводах или на мини ГПЗ для изготовления продукции с большой добавленной стоимостью» [18]. «ПНГ состоит из таких важнейших компонентов, начиная от метана до гексана, также изомеров С4–С6. Компоненты ПНГ, которые являются не углеводородными, представлены азотом, углекислым газом, гелием, аргоном, а также сероводородом, иногда встречается водород» [29]. «Нужно также принять во внимание изменения термина «попутный нефтяной газ. Исходя из отношения к ПНГ, как к главному виду полезного ископаемого, возможно введение термина «нефтяной газ» [20].

«Применение новых разработок в нефтепереработке позволит увеличить выход светлых нефтепродуктов в России, США и в Западной Европе почти в 2 раза.

Например, при внедрении технологии БИМТ (бинарное моторное топливо) появится возможность производства высокочистого моторного топлива, которое удовлетворяет даже строгим европейским стандартам, а для получения сжиженных углеводородов, которые можно использовать в двигателях внутреннего сгорания - использование технологии GTL (gas-to-liquid)» [21, 22].

«Имеются следующие методы утилизации ПНГ, каждый из которых имеет свою действенную область применения, выбор которого в основном зависит от конкретных условий нефтяного месторождения» [23].

1 «Переработка на газоперерабатывающих заводах, чтобы производить продукцию, имеющую высокую добавленную стоимость (экономически целесообразно строить минигазоперерабатывающий завод (ГПЗ) при объемах переработки газа более 50 млн м<sup>3</sup> /ч). Был произведен анализ, который позволил найти главные преимущества и недостатки методов утилизации попутного нефтяного газа, также для определения наиболее достойного способа его утилизации, зависящего от разнообразных характеристик, конкретных условий нефтяных месторождений, уровня инфраструктуры, и от того, насколько глубоко залегают пласты и т.п. Данный метод способствует более быстро наращивать объемы добычи нефти, позволяет решить актуальную в современных условиях проблему эффективного использования CO<sub>2</sub> на месторождениях» [4].

2 «Использование ПНГ в местах выработки тепло- и электроэнергии, которая идет на нужды нефтепромыслов (ведутся разработки в области строительства установок, способных работать на ПНГ – ГПЭС (газопоршневая электростанция) и ГТЭС (газотурбинная электростанция)» [4].

3 «Производство жидких продуктов при помощи химической переработки» [4].

4 «Подготовить и привести в реализацию товарный газ потребителям» [4].

5 «Получение ареновых углеводородов (по технологии Cyclar/Аркон)». [4].

6 «Получение весомых, легко мобилизуемых в денежные средства продуктов, бензиновые, дизельные фракции» [4].

7 «Употребление для своих технологических потребностей: для повышения нефтеотдачи закачивают попутный нефтяной газ в пласт- перерабатывают газ в синтетическое топливо (технология СЖТ/GTL)» [4].

«Из существующих методов утилизации ПНГ, не все действенны и можно использовать для месторождений с различными показателями и условиями добычи, исходя из этого нужно брать во внимание их особенность и эффективность, достоинства и недостатки (таблица 1)» [4].

Таблица 1 – Преимущества и недостатки используемых методов утилизации ПНГ

Методы утилизации ПНГ	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Работы по закачиванию в пласт	Полная утилизация всего полученного объема	В процессе дальнейшей разработки увеличивается объем попутного нефтяного газа
Отправка на переработку на газоперерабатывающий завод	Прост в исполнении	Необходимо произвести подключение к существующему газопроводу для отправки конечному потребителю. Требуются большие капитальные затраты
Проведение работ по сжижению	На выходе получается сжиженный природный газ, как перспективное топливо	Высокая стоимость
Производство ароматических углеводородов	Возможность получения	Перерабатывается часть попутного нефтяного газа

Продолжение таблицы 1

1	2	3
	востребованных продуктов	
Перевод попутного нефтяного газа в БТК (бензол, толуол, ксилол)	Возможность получения востребованных продуктов	Высокая стоимость
Производство метанола. Синтез Фишера- Тропша	Получение собственного метанола	Отсутствие рынка сбыта полученного продукта
Выработка электроэнергии на ГПЭС и ГТЭС	Полная утилизация попутного нефтяного газа. Малые финансовые вложения	Вложения на дополнительную подготовку ПНГ. Не развит рынок сбыта получаемой электроэнергии

«Проводя анализ методов, нужно подчеркнуть, что главным методом утилизации ПНГ является его переработка, после которого получается сухой отбензиненный газ, широкая фракция легких углеводородов, сжиженные газы и стабильный газовый бензин» [24]. «Из извлекаемых из сырого ПНГ газового бензина, отбензиненного газа и технически чистых углеводородов возможно получить дополнительное сырье для нефтехимии. Газовый бензин используют в качестве компонента автомобильных бензинов. Сжиженные газы (пропан-бутановая фракция) хорошо используются в качестве моторного топлива для автомобильного транспорта или как топливо для коммунальных и бытовых нужд. Этановая фракция и смесь углеводородных фракций являются значимым сырьем для химической и нефтехимической промышленности. Изъятие этих компонентов из общего газового потока повышает ценность газового бизнеса, так как на мировом они ценятся дороже, чем газ» [25].

В связи с увеличением объемов добываемой нефти возрос объем получаемого попутного нефтяного газа. Так за период 2001 – 2013 года увеличение составило 25 м<sup>3</sup> с 1 тонны нефти (таблица 2).

Факельное сжигание газа в России увеличилось на 4 %, что составляет 735 млн. м<sup>3</sup>. Лидером по сжиганию попутного нефтяного газа с применением факельных установок является Восточная Сибирь, на втором месте находится Ханты-Мансийский автономный округ. Связано это с увеличением добычи нефти на Ванкорском месторождении, которое введено в работу не так давно.

Если суммировать сжигание газа в этих двух регионах, то оно составит 69% от общероссийского объема. Самые большие объемы добычи попутного нефтяного газа были у следующих компаний:

ПАО «НК «Роснефть» – 32% (31,6 млрд. м<sup>3</sup>);

ОАО «Сургутнефтегаз» – 17,8% (12 млрд. м<sup>3</sup>);

ПАО «ЛУКОЙЛ» – 13,6% (9,2 млрд. м<sup>3</sup>);

ОАО «Газпром» – 7,4% (5 млрд. м<sup>3</sup>).

Таблица 2 - Добыча ПНГ в России в 2012-2015 гг. млн м<sup>3</sup>

Компании	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5
«Роснефть»	3377	10631	13800	21597
«Лукойл»	4786	5585	8600	9177
«Сургутнефтегаз»	11627	14993	13930	12000
«ТНК-ВР»	5070	12412	13100	-
«Татнефть»	784	777	770	871,4
«НК «РуссНефть»	-	1525	1561	712,2
«Газпром»	-	1698	-	5019
«Газпром нефть» ОАО	2140	4877	4378	-
«Сибурнефть»				
<b>ВСЕГО ПО РОССИИ</b>	<b>35913</b>	<b>61200</b>	<b>65300</b>	<b>67503</b>

«В отдаленных и небольших месторождениях, где утилизация газа за счет подачи в магистральный газопровод требует больших денежных затрат, имеется

следующий вариант использования ПНГ. В доходные пласты была закачена смешивающаяся двуокись углерода, это содействовало увеличению объемов добываемой нефти и решению проблемы действенного применения двуокиси на месторождениях. После внедрения этого метода вырос объем добычи нефти» [26].

«Относительно каждого месторождения нужно использовать системный подход: технико-технологические решения необходимо формировать для конкретного объекта и учитывать обустроенность, географическое расположение, системы трубопроводов, дороги, физико-химические параметры продукции скважин, компонентный состав нефти и попутного газа, давление, температуру и другие параметры. Для небольших месторождений одним из наиболее подходящих вариантов является: вырабатывать электрическую энергию в небольших количествах для своих промышленных потребностей. Для средних месторождений более целесообразным с экономической стороны вариантом утилизации попутного нефтяного газа является извлечение сжиженного нефтяного газа и его продажа, также, продажа нефтехимической продукции и сухого газа. Для больших месторождений одним из выгодных вариантов считается генерировать электрическую энергию, чтобы продавать оптом в энергетическую систему.

Можно заключить, что приемлемый вариант использования ПНГ зависит от размера месторождения» [27].

«Государство занимает немаловажное место в решении данного вопроса. Оно должно установить серьезное контролирование имеющихся процессов, где имеется ПНГ: добыча, сжигание, утилизация. Данный ход развития говорит о том, что компаниями возможно разумное использование попутного нефтяного газа, чтобы снизить антропогенное воздействие топливно-энергетического комплекса на окружающую среду, и чтобы наша страна перестала входить в число лидирующих стран по сжиганию ПНГ на факельных установках» [28].

Сейчас в Российской Федерации мощности переработки ПНГ находятся в дефиците. Газоперерабатывающие заводы в России загружены на 100%, при этом на них перерабатывается менее 30% попутного нефтяного газа. Поэтому возникает необходимость в разработке системы мер, способствующих строительству

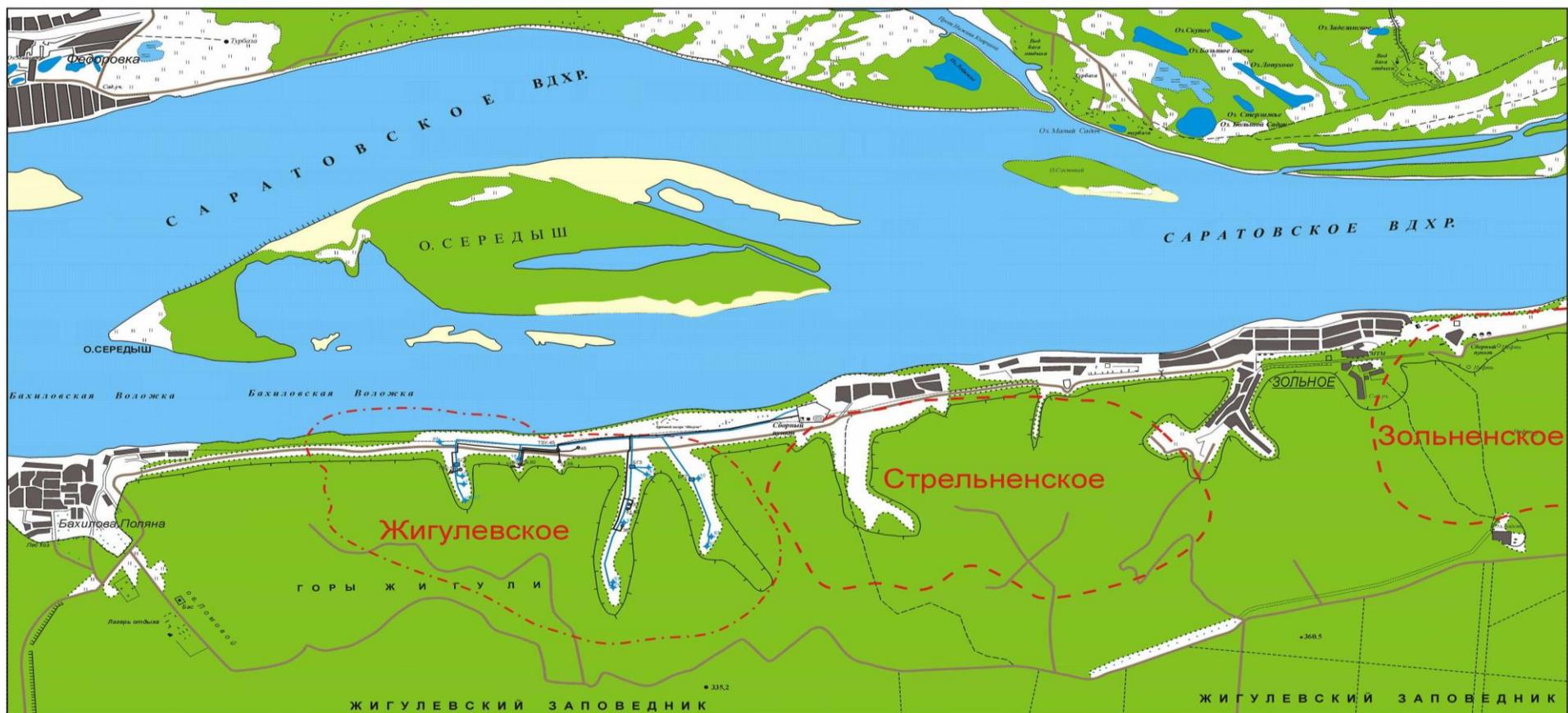
современных газоперерабатывающих заводов, а возможно и целых комплексов по переработки добываемого нефтяного газа.

Будет целесообразным использование возможности оказания поддержки в создании ГПЗ и соответствующей инфраструктуры с помощью использования средств российских суверенных фондов и в рамках реализации отдельных федеральных и региональных целевых программ развития страны.

## **1.2 Описание технологического процесса и технологической схемы системы сбора и транспорта нефти и газа на УПН «Жигулевская»**

УПН «Жигулёвская» расположена на территории Жигулёвского месторождения, в северо-восточной части Самарской Луки, в 16 км к востоку от г. Жигулевска, в 9 км к западу от п. Зольное, в 2,3 км к востоку от п. Бахилова Поляна. Ближайшими разрабатываемыми месторождениями являются Стрельненское, Зольненское на востоке и Яблонево́й Овраг на западе (рисунок 4).

На Жигулевском месторождении промышленные залежи нефти выявлены в продуктивных пластах Д1+Д2 пашийского и Д0 тиманского горизонтов верхнего девона. В 1950-1952г.г. месторождение было введено в промышленную эксплуатацию. В настоящее время эксплуатацию Жигулевского месторождения осуществляет ЦДНГ № 4 (цех добычи нефти и газа), участок 3 ОАО «Самаранефтегаз». Система сбора и транспорта нефти и газа с Зольненского, Жигулёвского, Стрельненского, Яблонево́й овраг, Карлово – Сытовского, Заборовского, Сызранского месторождений предназначена для подачи добываемой пластовой жидкости от эксплуатационных скважин по напорной системе выкидных и сборных нефтепроводов через замерные установки к соответствующим технологическим установкам. Для сбора и транспорта продукции скважин на Жигулевском месторождении действуют внутрипромысловые трубопроводы, общей протяженностью порядка 5,67 км и трехтрапные замерные установки.



**Условные обозначения**

- - добывающая скважина
- ✦ - нагнетательная скважина
- ▲ - трапная замерная установка
- - блок гребенки
- (blue) - водоводы
- (black) - нефтепроводы

Рисунок 4 – Схема сбора и транспорта нефти, газа УПН «Жигулевская»

Назначение УПН «Жигулевская»:

- сепарация газа от жидкости, поступающей по системе сбора со скважин Стрельненского и Жигулевского месторождений.
- отделение пластовой воды от нефти холодным, тепло химическим способом с добавлением химических реагентов и пресной воды;
- получение нефти для транспортировки бойлерным методом. При необходимости получение кондиционной нефти, соответствующей 3-ей группе качества;
- получение сточной (пластовой) воды пригодной для закачки в нагнетательные и поглощающие скважины;
- хранение, налив и вывоз полученной нефти.

Установка входит в состав цеха подготовки нефти и газа № 4 (ЦПНГ-4) ОАО «Самаранефтегаз».

В состав сооружений, рассматриваемых в данном регламенте, входят:

Узел переключающих задвижек

- отстойники О-1, 2, 5, 6, 7, 11;
- газовый сепаратор О-8, 9;
- насосы для закачки нефти: НН-1 типа ЦНС 38x110, НН-2 типа ЦНС 38x132, НН-5, 6 типа ЦНС 60x66;
- насосы для перекачки пластовой воды: Н-1 типа ЦНС 105x294, Н-2, 3, 4 типа ЦНС 105x490;
- факельное хозяйство;
- нефтеналивное хозяйство (включает стояк налива СНА-100);
- площадка РВС (включает резервуар РВС-6 объемом 1000 м<sup>3</sup>);
- емкости дренажные и канализационные КЕ-1,2,3,10;
- система измерения количества газа, сжигаемого на факеле (СИКГ);
- узел учета нефти (УУН-1, 2);
- операторная.

Производительность УПН:

- по пластовой жидкости до 660 м3/сут;
- по обезвоженной нефти до 25 – 60 м3/сут;
- по газу до 2000 м3/сут;
- по пластовой воде до 600 м3/сут.

Ввод УПН в эксплуатацию - 1956 г., установка частично реконструирована в 2006 г.

По состоянию на 31.01.18 г. на данном месторождении насчитывается 13 скважин. Нефтяные скважины, для определения их дебита, подсоединены к замерным установкам.

Сбор продукции скважин осуществляется по однострубной герметизированной системе (рисунок 5).

На УПН «Жигулёвская» происходит сепарация и обезвоживание скважинной жидкости. Выделившийся при разгазировании газ сжигается на факеле. Нефть самотёком через стояки налива подается в автоцистерны. Далее автотранспортом нефть транспортируется на УПН «Красноярская».

С целью восстановления пропускной способности выкидных трубопроводов скважин, сборного нефтепровода путем термической обработки, трубопроводы оснащены паровпускными стояками.

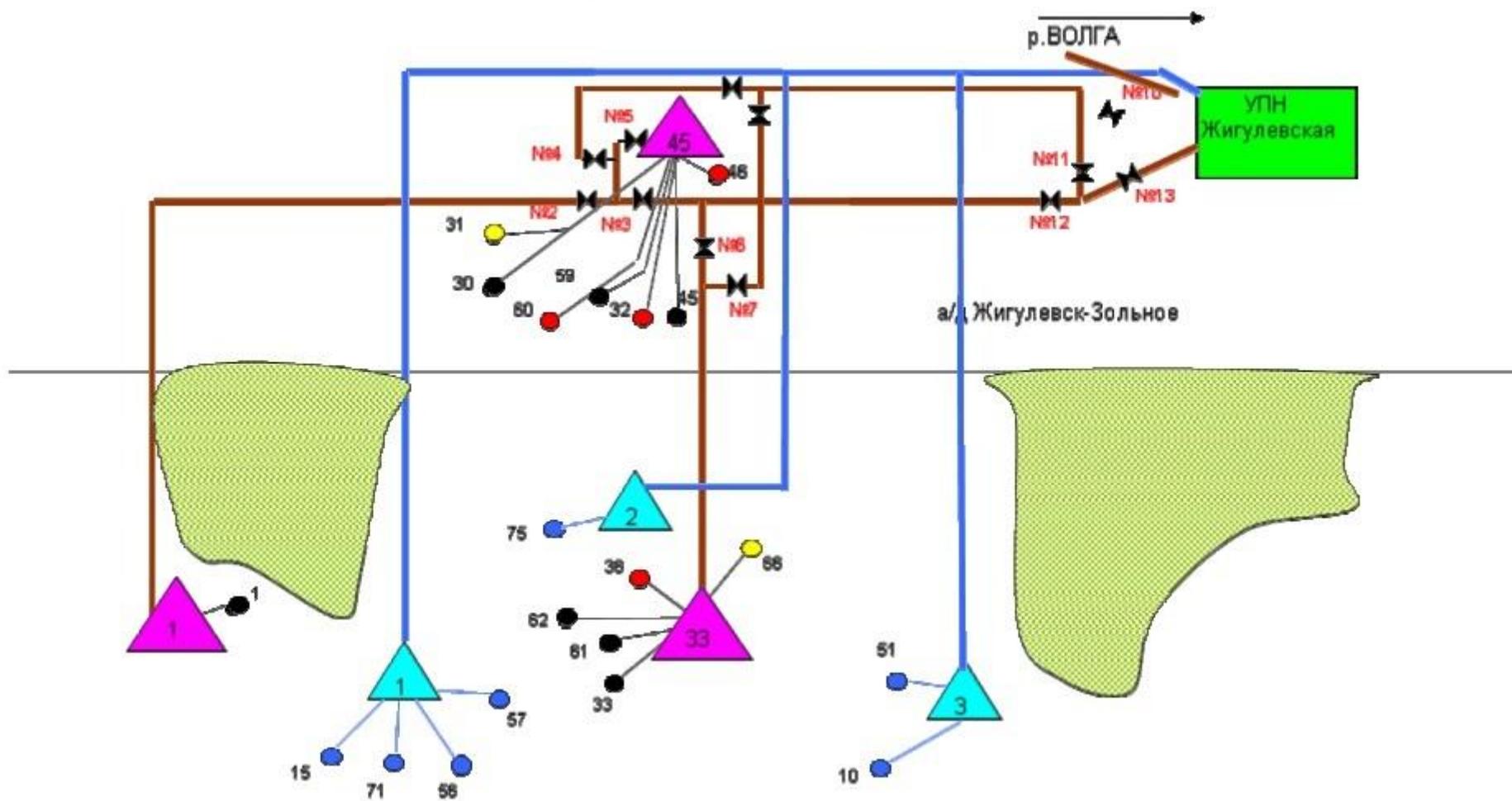


Рисунок 5 – Технологическая схема сбора продукции скважин

### 1.3 Загрязнение окружающей среды УПН «Жигулевская»

При добыче, сборе и транспорте нефти, источниками технологических выбросов являются: устьевое оборудование эксплуатационных скважин, групповые замерные установки и трапные установки, сварочные посты, неорганизованные выбросы от сепараторов, насосов.

При технологических операциях при подготовке нефти основными источниками выбросов вредных веществ в атмосферу являются факела, печи подогрева нефти, неорганизованные выбросы от технологических аппаратов (сепараторов и т.д.) вентиляционные выбросы и неорганизованные выбросы от нефти и водонасосных, предохранительные клапана резервуаров, а также котельные и источники вспомогательных производств.

В результате основных технологических операций в атмосферу выбрасываются углеводороды и сероводород, а при вспомогательном производстве – сварочный аэрозоль, марганец, соединения кремния, фториды, фтористый водород. При сжигании газа в печах и на факелах выбрасываются окислы азота, окись углерода, сернистый ангидрид. При попадании в атмосферу все вышеперечисленные загрязнители в обычных природных условиях не претерпевают превращений, приводящих к увеличению их токсичности и образования новых более токсичных веществ.

Вредное действие на человека и окружающую среду данных ингредиентов связано исключительно с уровнем их содержания в атмосфере.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 1.01.2017 составило – 1993 шт., а выбросы загрязняющих веществ без очистки за 2016 год составили – 14800,097 тонн, из этого объема сероводорода – 6,726 тонн, углеводородов (без летучих органических соединений) – 4,209 тонн, летучих органических соединений – 4341,060 тонн.

Исходя из отчетов по контролю за загрязнением атмосферы на границах СЗЗ промышленных объектов, в близлежащих населенных пунктах и промышленных выбросов от объектов Жигулёвским УПН в 2017 году (таблица

3) видно, что на границах СЗЗ промышленных объектов и участков значение концентраций вредных веществ значительно менее ПДК, выбросы от источников не превышают значений ПДК.

Таблица 3 – СЗЗ промышленных объектов, близлежащих населенных пунктов и промвыбросов с объектов УПН «Жигулёвская» в 2017 году

Дата отбора	Место отбора	Определяемый ингредиент															
		SO <sub>4</sub>		NO <sub>2</sub>		NO		H <sub>2</sub> S		CH <sub>4</sub>		CO <sub>2</sub>		метанол		взвеш.частиц	
		ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт	ПДК ПДВ	Факт
15.01.	Бахилова поляна	0,5	0,0125	0,085	0,024	0,4		0,008	0,0015	5,0	0,992	5,0	0,716	1,0	0,122	0,5	-
09.04.		0,5	0,0035	0,085	Н/о	0,4	0,005	0,008	0,004	5,0	1,077	5,0	0,791	1,0	0,066	0,5	0,503
16.07.		0,5	0,0047	0,085	Н/о	0,4	Н/о	0,008	Н/о	5,0	0,497	5,0	1,24	1,0	0,194	0,5	Н/0
15.09.		0,5	0,0013	0,085	0,0087	0,4	Н/о	0,008	0,005	5,0	3,7	5,0	0,96	1,0	0,195	0,5	0,5
15.01	Зольное	0,5	0,0082	0,085	0,018	0,4	0,002	0,008	0,0024	5,0	0,872	5,0	0,502	1,0	0,139	0,5	-
09.09		0,5	0,0074	0,085	Н/о	0,008	Н/о	0,008	Н/о	5,0	0,177	5,0	0,855	1,0	0,14	0,5	-
15.01	Солнечная поляна	0,5	0,136	0,085	0,024	0,4	Н/о	0,008	0,0008	5,0	1,3	5,0	0,87	1,0	0195	0,5	-
11.03.	Богатырь	8,33	2,041	2,7511	0,0189												
23.04.	Ширяево	0,5	0,009	0,085	0,02	0,4	0,002	0,008	Н/о	5,0	0,22	5,0	0,97	1,0	0,156	-	-
09.07		0,5	0,0083	0,085	0,06	0,4	0,012	0,008	Н/о	5,0	0,19	5,0	1,1	1,0	0,13	-	-

На Жигулёвском УПН в целом экологическая обстановка является удовлетворительной. Основными источниками загрязнения являются: резервуары товарного парка, выбросы продуктов горения от свечей, факелов, разливов в местах порывов нефтепроводов и водоводов. В плане предусмотрено снижение выбросов и уменьшение числа аварий. Выполнение данных природоохранных мероприятий позволит снизить загрязнение прилегающих добычи нефти районов, тем самым улучшить уже сложившуюся ситуацию.

Рассматриваемое месторождение находится на четвертой стадии разработки, поэтому увеличивается количество вредных выбросов и нерешена проблема попутного газа. Также порывы трубопроводов вследствие коррозии увеличивают количество вредных выбросов.

Из-за нехватки транспорта, некоторые из порывов не удастся сразу ликвидировать, поэтому нефть уходит в водоемы и заливает угодья. Особенно актуальна эта проблема для осенне-весеннего периода, когда невозможно добраться до оборудования, чтобы прекратить выброс.

Существующая практика накопления и захоронения нефтешламов не соответствует современным требованиям охраны окружающей среды. Поэтому с целью максимального снижения вредных воздействий подготовки и транспортировки нефти, необходимо полностью отказаться от земляных амбаров, заменив их на металлические ёмкости. А также внедрить переработку нефтяных шламов, что решит проблему их утилизации.

Для защиты водных и земельных ресурсов от разлива нефтепродуктов, необходимо сделать обваловки вокруг скважин, а там где они есть, поддерживать их в должном состоянии. Использовать промышленные сточные воды из повторно-последовательного водоснабжения для закачки в систему ППД, проводить мониторинг нефтепроводов особенно тщательно в весенне-осенний период.

Для уменьшения выбросов из резервуаров при их дыхании, необходимо установить дыхательные клапана, там, где их нет, и при возможности оборудовать резервуары плавающей крышей или понтонами. Либо вообще

отказаться от резервуарной подготовки и хранения нефти.

Для снижения количества вредных выбросов в атмосферу также необходимо решить проблему утилизации попутных газов, а также проводить мониторинг автотранспорта, систем сбора и транспорта нефти, сепарационной аппаратуры и устьевого оборудования скважин, то есть следить чтобы фактические выбросы не превысили нормативных.

В таблице 4 представлен план мероприятий по снижению негативного воздействия на окружающую среду.

Таблица 4 – План природоохранных мероприятий

№ п/п	Наименование мероприятий	Единица измерения	План на год	Ожидаемый эффект
1	2	3	4	5
1.	Сбор нефти с акваторий водных объектов и поверхности загрязненных земель	Тонн	60	Сохранение водоемов и земельных угодий от загрязнений
2.	Экологический мониторинг поверхностных водных объектов	Кол-во проб	216	Сохранение водоемов от загрязнений
3.	Экологический мониторинг подземных водных объектов	Кол-во проб	66	Сохранение подземных вод от загрязнений, экономия пресной воды
4.	Реконструкция факельных систем	Объект	2	Предотвращение выбросов вредных веществ в атмосферу

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
5.	Ввод в эксплуатацию устройств, установок для улавливания или предотвращения потерь легких фракций углеводородов (Покровские ГС)	Объект	1	Уменьшение выбросов за счет снижения технологических потерь легких фракций нефти
6.	Экологический мониторинг атмосферного воздуха	Кол-во проб	59	Предотвращение загрязнения атмосферы.
7.	Локализация нефтяных разливов	Шт. Га	<u>30</u> 1,6	Сохранение земель от загрязнения
8.	Рекультивация земель	Га	62.7	Сохранение земель от загрязнения
9.	Экологический мониторинг, инвентаризация земель	Га	8	Сохранение земель от загрязнения

## **2 Оптимизация технологической схемы УПН «Жигулевская»**

### **2.1 Способы утилизации природного газа**

Попутный нефтяной газ – «это углеводородный газ, который выделяется из скважин и из пластовой нефти в процессе ее сепарации. Он является смесью парообразных углеводородных и неуглеводородных составляющих природного происхождения. Его количество в нефти может быть разным: от одного кубометра до несколько тысяч в одной тонне. По специфике получения попутный нефтяной газ считается побочным продуктом нефтедобычи. Отсюда и происходит его название. Из-за отсутствия необходимой инфраструктуры для сбора газа, транспортировки и переработки большое количество этого природного ресурса теряется. По этой причине большую часть попутного газа просто сжигают в факелах» [5].

«Попутный нефтяной газ состоит из метана и более тяжелых углеводородов – этана, бутана, пропана и т. д. Состав газа в разных месторождениях нефти может немного отличаться. В некоторых регионах в попутном газе могут содержаться неуглеводородные составляющие – соединения азота, серы, кислорода» [5].

Попутный нефтяной газ является побочным продуктом нефтедобычи. До недавнего времени данный компонент не находил себе применения, поскольку не были разработаны эффективные методы его подготовки.

«Вследствие отсутствия необходимых установок и технологий для сбора, транспортировки и переработки данного продукта, а также из-за низкого потребительского спроса он сжигался в факелах. В зависимости от района добычи нефти, в 1 тонне может содержаться от нескольких м<sup>3</sup> до нескольких тысяч кубометров газовых включений. В их составе находится большой процент бутанов, пропанов и паров более тяжелых углеводородов. Кроме того, в смеси могут содержаться меркаптаны и углекислый газ, сероводород, аргон, гелий и прочие химические вещества» [5].

На сегодняшний день существуют различные методы утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Они позволяют добывающим и транспортирующим компаниям отказаться от сжигания этого ценного невозполнимого ресурса.

«Согласно распоряжению правительства Российской Федерации руководство каждой нефтедобывающей компании обязано обеспечить процесс утилизации попутного газа и довести его до 95%. Это связано с требованиями экологической безопасности, принятыми международным сообществом. Сжигание попутного нефтяного газа приводит к нарастанию парникового эффекта, а также представляет собой угрозу для здоровья людей в связи с большими объемами выделяющегося углекислого газа» [5].

«Стимулировать социальную ответственность в такой области, как утилизация попутного газа, призвана система экологических штрафов за проникновение этого побочного продукта в атмосферу, водоемы или почву. Как правило, недоработки здесь связаны с отсутствием развитой инфраструктуры. В том числе, с отсутствием комплексов и систем, способных подготовить и транспортировать ПНГ для дальнейшего использования в нефтеперерабатывающей, химической или энергетической промышленности» [5].

К настоящему времени в мировой практике наибольшее распространение получили следующие способы утилизации нефтяного газа (рисунок 8):

1) Утилизация на месте добычи без переработки: закачка в пласт с целью поддержания пластового давления; водогазовое воздействие [2]; закачка в подземные хранилища газа для извлечения в будущем. Технологии сравнительно просты и практически не зависят от состава газа, однако они достаточно энергоемки, и их применение ограничено геологическими особенностями залежей.

2) Транспортировка газа или газожидкостной смеси мультифазным транспортом к месту переработки (на ГПЗ). качество предварительной подготовки газа зависит от технических условий эксплуатации трубопровода.

### 3) Закачка в газотранспортную сеть (ГТС)

4) Использование в качестве топливного газа (Gas to Power-GTP) на газопоршневых (ГПЭС) и газотурбинных (ГТЭС) электростанциях, для приводов компрессорного оборудования. В зависимости от конкретной ситуации возможна выработка электроэнергии как для собственных нужд, так и для энергообеспечения других промышленных и гражданских объектов, а также поставки в электросети.

Помимо перечисленных, разработан ряд других методов утилизации, не получивших пока значительного распространения: синтез моторных топлив либо других продуктов (например, метанола) на месте (Gas to Liquid – GTL); переработка мини-ГПЗ на месторождении; сжижение нефтяного газа; транспортировка в виде газовых гидратов и др. Отсутствие практического применения этих методов обусловлено нерешенностью специфических технологических и инфраструктурных проблем, что не мешает рассматривать данные методы как перспективные.

На рисунке 7 представлены сравнительные диаграммы утилизации попутного нефтяного газа за 2005 и 2015 года.

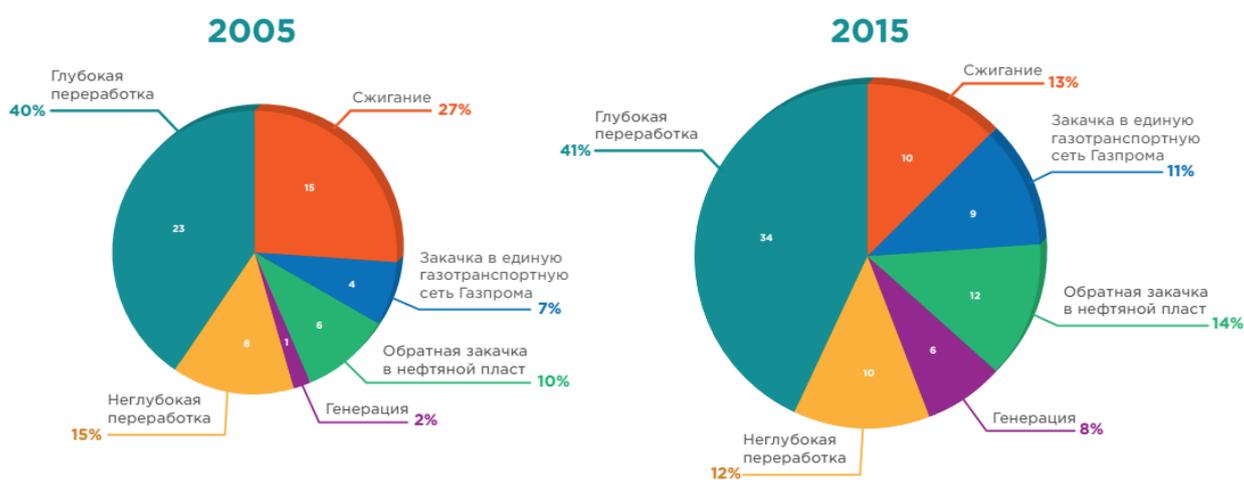


Рисунок 7 – Утилизация попутного нефтяного газа за 2005 и 2015 года, млрд. м<sup>3</sup>

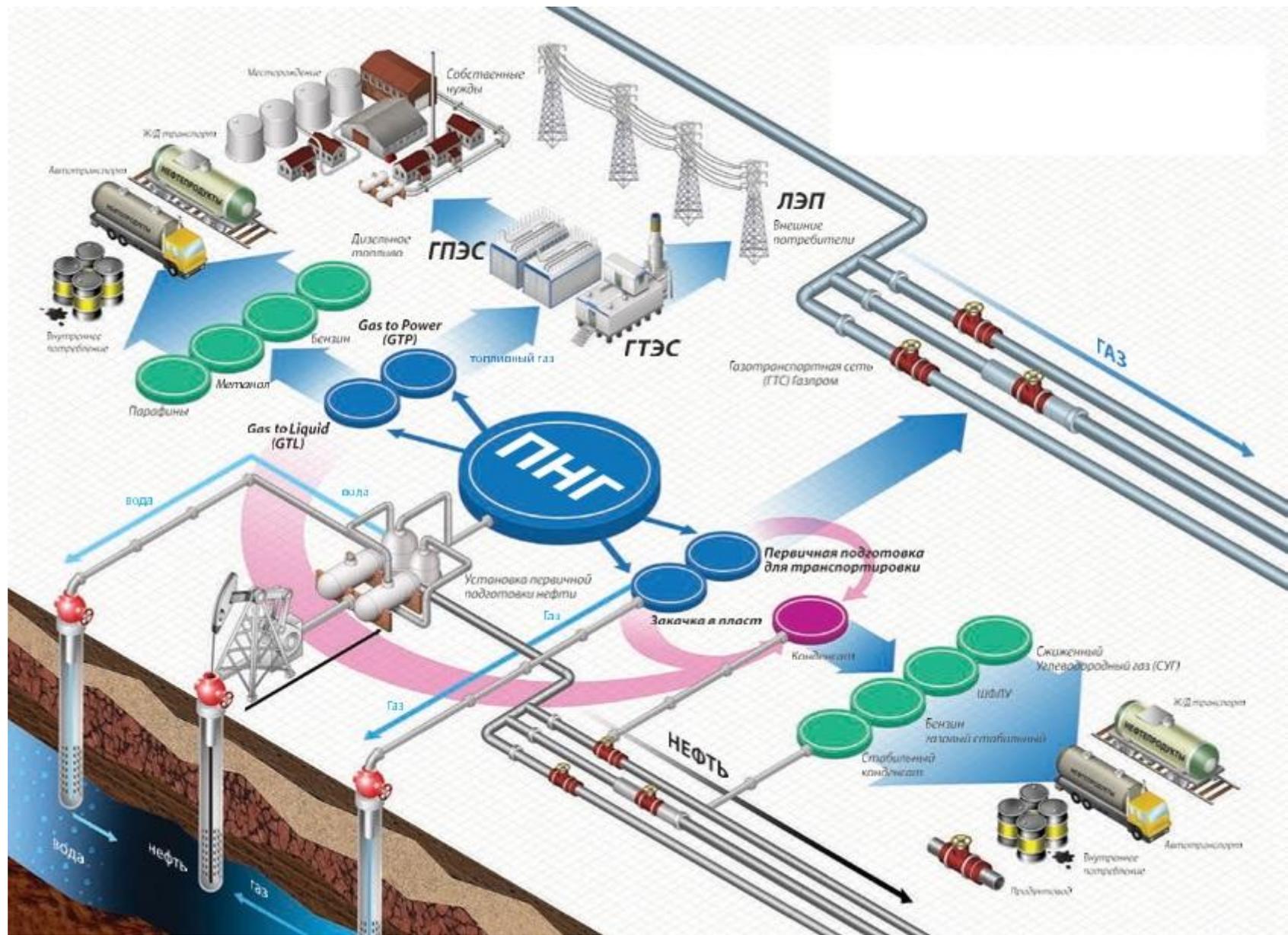


Рисунок 8 – Способы утилизации попутного нефтяного газа

На практике в большинстве случаев способы утилизации совмещают. Так, для обеспечения закачки в пласт или сжатия для транспортировки часть газа отправляют на питание приводящего компрессора, с целью генерации электроэнергии на месте предварительно подготавливают топливный газ, а из образующегося при компримировании конденсата получают стабильный конденсат, закачиваемый в сырую нефть.

Применение всех рассмотренных методов утилизации имеет определенные экономические и технологические ограничения, которые в первую очередь определяются составом нефтяного газа.

## **2.2 Экономический анализ существующих методов утилизации**

Рассмотрим общие экономические аспекты утилизации нефтяного газа перечисленными выше методами. Стоимость утилизации зависит от большого числа факторов, основные из них: объем и компонентный состав газа, параметры, достигаемые при применении конкретного метода.

В таблице 5 приведены удельные (в расчете на 1 млн м<sup>3</sup>/год) затраты на утилизацию нефтяного газа различными методами и потенциальные экономические выгоды при переработке газа непосредственно в местах его получения. Для простоты рассмотрена утилизация газа, не содержащего сернистые соединения. Затраты на оборудование приведены без учета расходов на предварительную подготовку, т.е. реальные затраты будут выше представленных в таблице 5. Наиболее значительно стоимость утилизации повышается при необходимости предварительной очистки нефтяного газа от сернистых соединений. Так, стоимость утилизации газа с содержанием H<sub>2</sub>S более 1% может быть в 5 раз и более выше стоимости утилизации бессернистого нефтяного газа.

Из таблицы 5 также видно, что удельная стоимость утилизации возрастает с уменьшением объема утилизируемого газа.

Таблица 5 – Удельные затраты на утилизацию нефтяного газа различными методами

Метод утилизации	Капитальные вложения, тыс. долл./год на 1 млн м <sup>3</sup> , при объеме утилизации, м <sup>3</sup> /год		Текущие (операционные) расходы, тыс. долл./год на 1 млн м <sup>3</sup>	Стоимость получаемой продукции, тыс. долл./год на 1 млн м <sup>3</sup>
	менее 10 млн	более 100 млн		
Закачка в пласт	300–600	150–200	15–30	501
Генерация э/э: ГПЭС ГТЭС	300–470 450–1200	< 40 < 30	280–5002 450–6002	
Подготовка к транспортировке на дальнейшую переработку (L=50 км)	< 350	< 200	12–20	12–153
Подготовка к закачке в магистральные газопроводы – ГТС «Газпром»	200–400	< 250	30–40	50–704

Самым капиталоемким методом утилизации нефтяного газа является генерация электроэнергии. Несмотря на затратность этого метода, окупаемость капитальных вложений составляет всего 1–2 года. Разумеется, такая окупаемость может быть реализована только при наличии внутренней и/или внешней потребности в электроэнергии (при внешней потребности окупаемость ухудшается из-за дополнительных затрат на строительство электросетей, а также разницы между тарифом покупки и продажи электроэнергии).

Имеющаяся информация об экономических показателях новых методов утилизации нефтяного газа, пока не получивших значительного распространения, представляется недостаточно корректной, поскольку отсутствуют данные о действующих установках на объектах нефтегазового сектора. Тем не менее, можно выделить две присущие им особенности: практическую применимость только при достаточно высоких объемах утилизируемого газа и высокую стоимость вырабатываемой продукции.

Кроме того, потенциально экономически оправданными могут быть методы, предполагающие глубокую переработку газа. Однако эти методы для утилизации нефтяного газа в промышленности пока не применяются из-за сложности их реализации на удаленных объектах (технологическая сложность, необходимость постоянного контроля и наличия высококвалифицированного персонала, отсутствие инфраструктуры и др.).

На рисунке 9 представлена сравнительная таблица принципов расчета показателей и источники данных для сравнения методов утилизации попутного нефтяного газа.

	 СЖИГАНИЕ	 ОБРАТНАЯ ЗАКАЧКА В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ	 ЗАКАЧКА В ЕДИНУЮ ГАЗОТРАНСПОРТНУЮ СЕТЬ ГАЗПРОМА	 ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ	 НЕГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА	 ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА
Капитальные вложения	По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство факельной системы на 1,5 млрд. м <sup>3</sup> газа в год	По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства	По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства	Рассчитано через удельную стоимость единицы мощности по капитальным затратам, нормировано на потребление газа на единицу мощности (по данным издания «Энергосистема», №1/2010)	По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства, внутренняя оценка капитальных затрат на мини-ГТУ	По данным РУПЕК по кап. затратам на строительство компрессорно-трубопроводного хозяйства, внутренняя оценка капитальных затрат на ГПЗ и на нефтехимическое производство.
Временные затраты	Менее 1 года: установка факельной системы, трубопроводов, компрессоров	Менее 1 года: установка трубопроводов, компрессоров	Менее 1 года: установка трубопроводов, компрессоров	Менее 1 года: установка трубопроводов, компрессоров, газотурбинной установки	2-3 года: строительство и запуск трубопроводной сети, ГПЗ	3-5 лет: строительство и запуск трубопроводной сети, ГПЗ и нефтехимического производства
Экономический эффект	Усредненный экономический эффект - ущерб в размере штрафа от сжигания. (по данным С.Е. Донского «Повышение эффективности использования попутного нефтяного газа в России»)	Усредненный экономический ущерб отсутствует. Непосредственный эффект на нефтедобычу не может быть рассчитан. Упущенная выгода / нанесенный ущерб - диапазон от дохода от поставок в ГТС до дохода при продаже нефтехимических продуктов.	Усредненный экономический ущерб отсутствует. Экономический эффект рассматривается как реализация всего ПНГ по цене СОГ в ГТС Газпрома.	Усредненный экономический ущерб отсутствует. Экономический эффект рассматривается как реализация электроэнергии, полученной на собственной генерации.	Конверсия ПНГ в рыночные продукты неглубокой переработки – до сухого отбензопиленного газа (СОГ), СУГ и бензина газевого стабильного (БГС), полученных посредством газодифракционирования	Полная конверсия ПНГ в рыночные продукты: базовые полимеры (полиэтилен и полипропилен) и эластомеры (полибутадиен) из мономеров, полученных посредством пиролиза фракций после фракционирования ПНГ
Упущенная выгода	Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других пяти возможных направлений переработки и отрицательного экономического эффекта сжигания (штрафа)	Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других четырех возможных направлений переработки и экономического эффекта закачки в пласт	Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других трех возможных направлений переработки и экономического эффекта закачки в единую ГТС Газпрома	Упущенная выгода рассчитывается как диапазон разностей экономического эффекта других двух возможных направлений переработки и экономического эффекта от продажи электроэнергии с собственной электрогенерации	Упущенная выгода рассчитывается как разность экономического эффекта глубокой переработки в базовые полимеры и эластомеры и экономического эффекта от продажи УВС продукции СОГ, СУГ и БГС	Упущенная выгода отсутствует (более глубокая переработка в рамках модели невозможна)
Экологический ущерб	Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании ПНГ: парниковые газы CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC))	Экологический эффект принят равным нулю	Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании газа: парниковые газы CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC))	Подсчитан на основе типичных выбросов при сжигании газа: парниковые газы CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа (по данным United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC))	Типичные выбросы парниковых газов CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx с ГПЗ и нефтехимических производств (по данным РУПЕК) с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа	Типичные выбросы парниковых газов CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , NOx с ГПЗ и нефтехимических производств (по данным РУПЕК) с учетом коэффициентов парникового эффекта каждого газа

Рисунок 9 – Принципы расчета показателей и источники данных для сравнения методов утилизации попутного нефтяного газа

### 2.3 Технологические особенности методов утилизации нефтяного газа

При утилизации нефтяного газа большое значение имеют две особенности. Во-первых, состав сепарируемого от добываемой нефти газа изменяется (особенно с учетом того, что газ может поступать с нескольких ступеней сепарации). Во-вторых, в процессе эксплуатации нефтяных месторождений дебит, а иногда и состав газа, существенно меняется. Период максимальной добычи нефтяного газа составляет в среднем 4–7 лет. В дальнейшем добыча достаточно равномерно уменьшается, в среднем на 3–7% в год.

Применяемое оборудование должно допускать возможность 25%-ого уменьшения и увеличения мощности, чтобы его можно было использовать без замены в течение всего периода добычи. В то же время предпочтение должно отдаваться оборудованию, технологически допускающему модульное исполнение, что позволяет менять мощность, увеличивая или уменьшая число модулей.

Таким образом, для оценки применимости метода утилизации нефтяного газа наиболее существенны два свойства: необходимость предварительной подготовки газа и адаптируемость метода к изменению объема газа на  $\pm 25\%$  и его компонентного состава.

Закачка газа в пласт и его транспортировка на переработку, т.е. методы использующие фактически только предварительное компримирование и при необходимости подавление гидратообразования, легко адаптируются к изменению объема и состава утилизируемого газа. Для ГПЭС возможно модульное исполнение.

Все методы утилизации нефтяного газа требуют предварительной подготовки. Для одних методов подготовка газа является обязательной: без нее процесс утилизации технически не может быть реализован. Для других методов использование неподготовленного газа допустимо, но снижает эффективность.

Традиционные технологии подготовки нефтяного газа Сепарационные методы подготовки (без дополнительного холодильного оборудования) используются только для выделения конденсата после компримирования газа до требуемого давления и последующего охлаждения. Они наиболее просты в исполнении и применимы практически в любых условиях. Эти методы отличаются отсутствием потерь газа, кроме конденсата, подлежащего утилизации, применяются как дополнение к другим методам.

Качество подготовки нефтяного газа невысокое, особенно при низких давлениях компримирования. Эффект подготовки достигается только за счет удаления части конденсирующихся компонентов при давлении и температуре проведения сепарации. Для эффективной работы требуется наличие значительного избыточного давления, что предполагает предварительное компримирование до давления, значительно выше потребляемого.

При низких исходных давлениях эти методы малоэффективны. Сернистые соединения и  $\text{CO}_2$  этими методами не удаляются, методы нечувствительны к изменению состава газа.

Газодинамические методы основаны на газодинамических процессах, в которых потенциальная энергия давления высоконапорного газа при расширении преобразуется в звуковые и сверхзвуковые течения (газодинамические осушители, вихревые сепараторы, сверхзвуковые сепараторы (Twister), трубки Ранка-Хилша или трехпоточные вихревые трубки и др.). Оборудование, необходимое для реализации этих методов, характеризуется простотой в эксплуатации и низкой стоимостью, однако отдельно практически никогда не используется. Для эффективной работы, как и для предыдущих методов, требуется наличие значительного избыточного давления, значительно выше потребляемого (как правило, в 2–4 раза). При низких исходных давлениях методы малоэффективны. Сернистые соединения и  $\text{CO}_2$  не удаляются, требуется предварительная осушка газа, либо введение значительных избыточных количеств метанола. Методы очень чувствительны к изменению объема подготавливаемого газа.

Сорбционные методы позволяют решить любые проблемы подготовки, рассчитаны на большие потоки и очень плохо адаптируются к полевым условиям эксплуатации. Поскольку требуется обязательная предварительная глубокая осушка газа, практически всегда установки размещают после гликолевой осушки. Для подготовки нефтяного газа практически не применяются.

В отдельную группу можно выделить мини-НТС (НТС – низкотемпературная сепарация).

Это достаточно условно объединенные методы низкотемпературной сепарации, в которых применяются различные технические решения, повышающие эффективность извлечения из газовой фазы тяжелых углеводородов (например, за счет дополнительного орошения газового потока жидкой фазой, состоящей из двух селективных абсорбентов, или использования холодильного оборудования с относительно высокой температурой хладагента с эффективной рекуперацией тепла). Как и классические криогенные, эти методы предполагают обязательную предварительную осушку газа.

Гликолевая осушка является наиболее распространенным методом осушки углеводородных газов. Этот узкоспециализированный метод (обычно применяется как дополнение к другим способам) предназначен исключительно для удаления воды.

Потери газа могут составлять 0,5–3%.

Методы обессеривания (аминовая отмывка, щелочная очистка, процесс «Серокс» и др.) позволяют очистить газ как от сернистых компонентов, оксида углерода, так и от CO<sub>2</sub>. Общим недостатком этих методов являются 100%-ная влажность подготовленного газа и ограничения по максимальному давлению очищаемого газа. Методы наиболее эффективны при очистке нефтяного газа с низкой концентрацией углеводородов C<sub>4</sub>+. При их использовании требуется утилизация отходов.

Из приведенных характеристик основных традиционных методов подготовки нефтяного газа видно, что ни один из них не позволяет решить проблему его комплексной подготовки для дальнейшей утилизации. Даже одновременная осушка от воды и углеводородов в одном процессе, как правило, невозможна.

В связи с этим необходимы эффективные методы и соответствующее оборудование для предварительной подготовки нефтяного газа. Одним из таких методов может быть мембранная технология разделения газовых смесей, получившая в последнее время значительное развитие.

## 2.4 Мембранная технология обработки ПНГ

«Мембранная технология основана на различии скоростей проникновения индивидуальных компонентов газовой смеси через мембрану. В результате на выходе из мембранного аппарата получают два потока газа, обогащенные соответственно легко- и труднопроникающими компонентами разделяемой газовой смеси. Принципиальная схема распределения газовых потоков в мембранном модуле приведена на рисунке 10» [13].

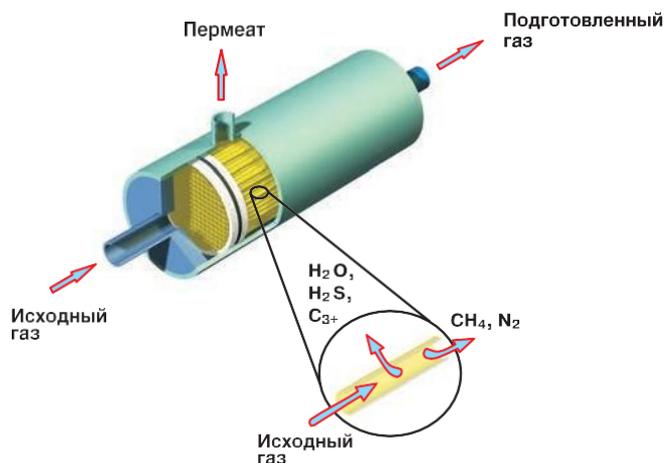


Рисунок 10 – Схема распределения потоков в мембранном модуле

«До последнего времени мембранные технологии разделения газов широко применялись в процессах получения азота, выделения водорода из водородсодержащих газовых смесей, выделения гелия и CO<sub>2</sub> из природного газа, но не использовались для утилизации нефтяного газа. Это было обусловлено следующими причинами» [13]:

– «присутствием в нефтяном газе соединений, разрушающих и/или пластифицирующих традиционные мембраны» [13];

– «селективными свойствами традиционных мембран: концентрацией тяжелых углеводородов в «подготовленном газе и метана в проникшем потоке, что приводило к необходимости компримирования газа для дальнейшего использования» [13].

«В результате традиционные мембраны применялись только для удаления из нефтяного газа  $\text{CO}_2$  и воды» [13].

«Разработка принципиально новой полуволоконной мембраны CarboPEEK, которая не имеет недостатков, присущих традиционным мембранам, позволила использовать ее для подготовки нефтяного газа с высоким содержанием тяжелых углеводородов, воды и серосодержащих примесей. Отличительными особенностями новой мембраны являются полуволоконная конфигурация, принципиально другая последовательность скоростей проникновения компонентов нефтяного газа (рисунок 11), высокая химическая устойчивость практически ко всем компонентам углеводородных смесей, высокая селективность высших углеводородов, диоксида углерода, сероводорода, меркаптанов и воды по отношению к метану» [13].

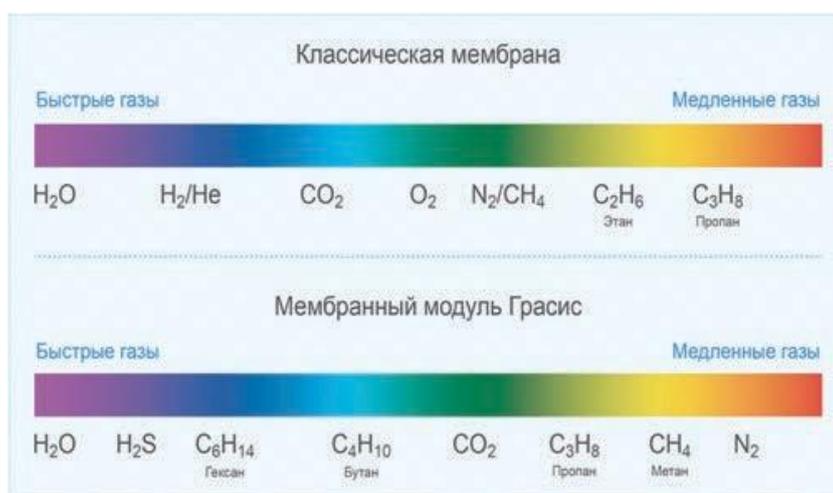


Рисунок 11 – Скорость проникновения газов через традиционную мембрану и мембрану «Грасис»

«Установки, изготовленные на основе мембранных модулей с мембраной CarboPEEK, позволяют» [13]:

– «провести осушку газа и уменьшить температуру точки росы (ТТР) по воде на 15–60°С относительно изначального значения» [13];

– «снизить ТТР по углеводородам на 10–40°С относительно начального значения; при этом возможны повышение метанового числа на 10–40 единиц и значительное уменьшение низшей теплотворной способности газа» [13];

– «снизить содержание сернистых соединений (сероводорода, меркаптанов) в 10–40 раз, при реализации схем с рециклом – до 100–150 раз» [13];

– «уменьшить содержание CO<sub>2</sub> в 2–5 раз» [13].

«Важнейшим преимуществом мембранной системы на основе мембраны CarboPEEK является то, что все процессы очистки нефтяного газа от примесей происходят одновременно. Образующийся пермеатный поток (поток низкого давления, обогащенный водой, сероводородом, CO<sub>2</sub> и тяжелыми углеводородами) в большинстве случаев может быть дополнительно переработан (например, на второй ступени мембранной установки), использован в качестве топлива для газомоторных приводов компрессоров или переработан с получением жидких продуктов» [13].

«Технологическая схема рассчитывается индивидуально для условий конкретной площадки. Применяемые комплексные технические решения позволяют достичь утилизации 95–99% нефтяного газа. Кроме того, химическая стойкость материала подложки мембраны (полиэфиркетона) дает возможность конструировать контакторные аппараты для селективной абсорбции вредных примесей через мембрану в аминах» [13].

«Сравнение мембранного и традиционного методов подготовки нефтяного газа приведено в таблице 6. Из нее видно, что мембранные методы подготовки нефтяного газа обладают преимуществами по сравнению с традиционными» [13].

Таблица 6 – Сравнение мембранного и традиционного методов подготовки нефтяного газа

Методы подготовки ПНГ	Осушка по воде и углеводородам	Удаление CO <sub>2</sub> и сернистых соединений	Применение и технологические ограничения	Адаптируемость к полевым условиям
1	2	3	4	5
Сепарационные	Невысокие характеристики и подготавливаемого ПНГ, особенно при низком давлении;	Не удаляются	Используются в дополнение к другим методам, эффективны в узком диапазоне производительностей	Применим в любых условиях
Газодинамические	Неэффективны при низком давлении	Не удаляются	Необходимо предварительное компримирование.	Хорошая
Сорбционные	Эффективная осушка по воде и углеводородам	Возможна при невысоких концентрациях сероводорода,	В одном процессе невозможна осушка и по воде и по углеводородам и обессеривание, потери газа 8–30%	Плохо адаптируем к полевым условиям

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5
Криогенные	Да	Удаляются	Обязательная предварительная осушка; для больших потоков газа; плохо адаптируем к полевым условиям	Плохо
Гликолевая осушка	Только осушка газа по воде	Не удаляются	В дополнение к другим методам; потери газа 0,5–5%	Средняя
Обессеривание	100% влажность подготовленного газа, на углеводороды не влияет	Удаляются	Только обессеривание	В зависимости от процесса
Мембранная	Позволяет осуществлять в одном процессе	Удаляет (до в 100 раз)	Нет технологических ограничений	Хорошая

В течение 5 лет проводились испытания новой мембраны на различных промышленных площадках нефтяных и газовых компаний. В частности, промышленные мембранные модули были испытаны на площадках Когалымской компрессорной станции (КС) ТПП «Когалымнефтегаз», Славянской НГДП-4000 и УПГ «Ключевая» ООО НК «РН-Краснодарнефтегаз». Испытания подтвердили высокую эффективность применения мембранной

технологии для очистки нефтяного газа от воды, высших углеводородов, CO<sub>2</sub> и сероводорода.

На рисунке 12 представлена первая промышленная мембранная газоразделительная установка МГБ-2.5-95.0-150.



Рисунок 12 – Мембранная газоразделительная установка МГБ-2.5-95.0-1500

«Установка предназначена для подготовки влажного, серосодержащего нефтяного газа для сдачи в ГТС» [13].

«Установка размещена в стандартном контейнере, оснащённом всем необходимым технологическим и вспомогательным оборудованием (системами отопления и вентиляции, анализаторами воздушной среды, охранной и пожарной сигнализациями, системой/ средствами пожаротушения). Основным технологическим оборудованием являются два мембранных газоразделительных блока, соединённых последовательно по схеме с рециклом. Пермеатный поток первого блока используется для питания компрессоров, второго блока – возвращается на всасывающую линию компрессора. Таким образом, перерабатывается весь объём нефтяного газа. В установке использованы мембраны CarboPEEK» [13].

При сезонных изменениях объёмов нефтяного газа проводятся отключения/ включения модулей на первом и втором газоразделительных блоках. Число модулей в блоках выбирается таким образом, чтобы подготовленный газ соответствовал требованиям ОСТ 51.40-93 по лимитирующим компонентам: воде, тяжёлым углеводородам, сероводороду и меркаптанам. При эксплуатации установки в течение 20 месяцев изменений производительности мембран замечено не было. В таблице 7 для примера

представлены типичные параметры процесса подготовки нефтяного газа в одном из режимов.

Таблица 7 – Типичные параметры процесса подготовки нефтяного газа в одном из режимов

Параметр	Сырьевой газ	Подготовленный газ	Требования ОСТ 51.40-93 по лимитирующим компонентам, не более
1	2	3	4
Содержание компонентов, % моль			
метан	88,9	89,1	
этан	3,21	5,14	
пропан	2,4	3,26	
бутаны	1,39	0,97	
пентаны	0,51	0,12	
гексаны и выше	0,12	0,004	
СО <sub>2</sub>	3,23	0,8056	
азот	0,234	0,60	
сероводород	0,006	0,0004	
Сероводород, мг/м <sup>3</sup>	47	3	7
Меркаптаны, мг/м <sup>3</sup>	61	6,0	16
Температура точки росы по воде (при рабочем давлении), °С	12,7	-30	- 5
Температура точки росы по углеводородам (при рабочем давлении), °С	7,2	-30	0

В настоящее время также еще две промышленные мембранных установки запущены в эксплуатацию и осуществляют подготовку нефтяного газа.

Установка на площадке ООО «РН-Ставропольнефтегаз» (рисунок 13) подготавливает газ до требований СТО ОАО «Газпром» 089-2010.



Рисунок 13 –Промышленная мембранная газоразделительная установка для ООО «РН-Ставропольнефтегаз

Поток исходного газа до 9700 м<sup>3</sup>/час. Установка на площадке ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» (рисунок 14) предназначена для подготовки нефтяного газа с целью его дальнейшего использования в местной бытовой сети. Поток исходного газа – 1200 м<sup>3</sup>/час



Рисунок 14 – Промышленная мембранная газоразделительная установка для ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»

В целом, применительно к основным конкретным направлениям подготовки нефтяного газа газамембранными установками с мембраной CarboPEEK можно отметить следующее.

При подготовке топливного газа для газопоршневых электростанций мембранные установки обеспечивают:

- увеличение метанового числа на 15–40 единиц;
- доведение низшей теплотворной способности до требуемой величины;
- снижение содержания тяжелых углеводородов до требуемой величины;

- уменьшение содержания сероводорода до требуемой величины.

При подготовке топливного газа для газотурбинных электростанций мембранные установки позволяют:

- получить требуемые ТТР по воде и углеводородам;
- снизить содержание тяжелых углеводородов до требуемой величины;
- уменьшение содержания сероводорода до требуемой величины.

При подготовке газа для закачки в ГТС ОАО «Газпром» мембранные установки обеспечивают:

- получение требуемых ТТР по воде и углеводородам, в том числе в соответствии с СТО ОАО «Газпром» 089-2010 или ОСТ 51.40-93 для холодных климатических районов;

- снижение содержания CO<sub>2</sub> до требуемой величины;
- уменьшение содержания сероводорода и меркаптанов в 10–50 раз, в том числе до требований СТО ОАО «Газпром» 089-2010 или ОСТ 51.40-93.

Можно сделать вывод, что при использовании мембранной технологии на основе установки CarboPEEK возможно осуществлять подготовку нефтяного газа при низких затратах, таких как капитальные вложения и эксплуатационные затраты.

## Заключение

В работе проведен анализ проблемы образования попутного нефтяного газа на рассмотрена УПН «Жигулевская», мероприятия по обеспечению безопасности окружающей среды, которые осуществляются на предприятии.

Количество источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 1.01.2017 составило – 1993 шт., а выбросы загрязняющих веществ без очистки за 2016 год составили – 14800,097 тонн, из этого объема сероводорода – 6,726 тонн, углеводородов (без летучих органических соединений) – 4,209 тонн, летучих органических соединений – 4341,060 тонн.

Основными источниками загрязнения являются: резервуары товарного парка, выбросы продуктов горения от свечей, факелов, разливов в местах порывов нефтепроводов и водоводов.

Проведено сравнение использования мембранных и традиционных методов подготовки нефтяного газа. И определено, что мембранные методы подготовки нефтяного газа обладают преимуществами по сравнению с традиционными. В результате выбрана технология мембранной обработки ПНГ на основе установки CarboPEEK, что обеспечит экономическую эффективность для организаций.

## Список используемых источников

1. Рогова О.Л. Финансовые горизонты нефтегазодобытчиков // ЭКО. - 1998. - №2. - с. 21-24.
2. Зайкин Ю.А., Зайкина Р. П, Надиров Н. А. // Нефть России, 1997. №5 - 6. - с.72 - 73.
3. Кутепова Е. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России / Е. Кутепова, А. Книжников, К. Кочи // Ежегодный обзор. Вып. 3. – Всемирный фонд дикой природы (WWF) – М., 2012. – 35 с.
4. Темишев О.М., Фахрутдинов Р.З. Проблемы производства и газоснабжения в Республике Казахстан // Вестник Казанского технологического университета. -2013. – Т16, №22. - С83-85.
5. Коржубаев А.Г. Пути попутного газа // Нефть России. – 2006. – № 2. – С. 33–38.
6. Иванова И.Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П., Петров Н. А. // Малая энергетика Севера: Проблемы и пути развития. Новосибирск: Наука, 2002.- 188 с.
7. Булаев С.А. Сжигание попутных нефтяных газов. Анализ прошлых лет и государственное регулирование // Вестник Казанского технологического университета. - 2013. –Т16, №1.-С202-205.
8. Книжников А.Ю., Пусенкова Н.Н. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Рабочие материалы ежегодного обзора проблемы в рамках проекта ИМЭМО РАН и WWF России «Экология и Энергетика. Международный контекст». 2015. Вып. 1.
9. Джоголик А.К. Попутный нефтяной газ: состав. Природный и попутный нефтяной газ [Электронный ресурс]. URL: <http://fb.ru/article/177498/poputnyiy-neftyanoy-gaz-sostav-prirodnyiy-i-poputnyiy-neftyanoy-gaz> (Дата обращения 17.05.2018 г.)
10. Статистика газового комплекса // Министерство энергетики Российской Федерации. [Электронный ресурс]. URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/gas/> (Дата обращения 23.03.2018 г.)

11. World Energy Outlook 2015. – IEA, 2015. URL: <http://www.worldenergyoutlook.org/> (дата обращения: 10.10.2018).

12. Соловьянов А.А. Стратегия Использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. М.: «Редакция газеты «Кворум», 2008.

13. Есетов Ж.А. Технология подготовки попутного нефтяного газа на основе мембранного разделения // Итоговая научно-образовательная конференция студентов Казанского федерального университета 2016 года Сборник статей Том 1 [Электронный ресурс]. URL: [http://kpfu.ru/portal/docs/F849168952/325\\_12\\_Itog.nauchno\\_obraz.konf..Stati..T.1..Blok\\_ChB\\_31.01.17.pdf](http://kpfu.ru/portal/docs/F849168952/325_12_Itog.nauchno_obraz.konf..Stati..T.1..Blok_ChB_31.01.17.pdf) (Дата обращения 23.03.2018 г.)

14. Кутепова Е., Книжников А., Кочи К. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России: ежегодный обзор. Вып.4. М.: WWF России, КПМГ, 35 с, 2015.

15. Игитхьян И. А., Боярко Г. Ю. Утилизация попутного нефтяного газа на месторождениях Томской области // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2015. Вып. 12. С. 19–22.

16. Кирюшин П.А. Попутный нефтяной газ в России «Сжигать нельзя, перерабатывать!» / П.А. Кирюшин, К.В. Книжников, К.В. Кочи, Т.А. Пузанова, С.А. Уваров // Аналитический доклад об экономических и экологических издержках сжигания попутного нефтяного газа в России. Всемирный фонд дикой природы (WWF). – М., 2015. – 88 с.

17. Афанасьев С.В. Развитие предприятий нефтехимического кластера как способ решения экологических проблем региона // Проблемы экологии городского округа Тольятти и пути их решения: сб. докладов конф. с участием предприятий, учреждений, организаций городского округа Тольятти, 25 ноября 2015 г. / [науч. ред. С. В. Афанасьев] Тольятти: Кассандра, 2015. С. 156-159

18. Левшин П.М., Мерициди И.А., Шотиди К.Х., Халиков П.Р. Технико-экономические и экологические аспекты утилизации попутного нефтяного газа (программный комплекс). Территория нефтегаз, № 8, (2015).

19. Журнал «Интерэкспогео-Сибирь» Издательство: «Сибирский государственный университет геосистем и технологий (Новосибирск). Т.3, 2014, С. 59-63.
20. Журнал «Экспозиция нефть газ». Издательство: ООО «Экспозиция Нефть газ» (Набережные Челны) ISSN: 2076-6785. № 1(26), 2015. С. 8-10.
21. Коржубаев А.Г. Газ вне доступа: Перспективы использования попутного газа захватывающи. Однако нефтяные компании по-прежнему предпочитают его сжигать // Эксперт- Сибирь. – 2014. – № 32. – С. 18–20, 22.
22. Понкратов В.В. Совершенствование системы налогообложения добычи нефти и газа с учетом углеводородного потенциала российской экономики // Налоги и финансовое право. 2015. № 7. С. 223–229.
23. Богак Т. В., Игитханян И. А. Возможность перехода НГК РФ на новые экологические стандарты моторного топлива // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2013. Вып. 12. С. 95–98.
24. Классификация запасов и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов // Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. [Электронный ресурс] : URL: <http://www.mnr.gov.ru/> (Дата обращения 21.03.2018 г.).
25. Что такое попутный нефтяной газ. URL: <http://www.gazprominfo.ru/articles/associated-gas/>
26. Богак Т. В. Применение инновационных технологий при разработке нефтегазовых месторождений // Вестн. Томского гос. пед. ун-та (Tomsk State Pedagogical University Bulletin). 2014. Вып. 9. С. 11–13.
27. Нефтяники гасят факела. Нефтяные ведомости. №2. 14.02.2015.
28. Данные Ц ДУ ТЭК по добычи нефтяного газа в России. [Электронный ресурс] URL: <http://www.cdu.ru/upload/iblock/91b/16.pdf> (дата обращения: 10.05.2018).
29. Производство и переработка попутного нефтяного газа в России в 2015 году / Аналитический отчет отраслевого информационно-аналитического центра RUPEC. [Электронный ресурс] :URL: <http://www.rupec.ru/analytics/27860/> (дата обращения: 03.05.2018).

30. Энергетическая стратегия России на период до 2020г. [Электронный ресурс] :URL: [www.prime-tass.ru/news/show](http://www.prime-tass.ru/news/show) (дата обращения:10.05.2018).

31. Коржубаев А.Г. Проблемы и перспективы эффективного использования попутного нефтяного газа в России / А.Г. Коржубаев, Д.А. Ламерт, Л.В.Эдер // Бурение и нефть. – 2014. – № 04

32. Беркутов Л.Р Технологии монетизации газа и повышения уровня использования попутного нефтяного газа / Итоговая научно-образовательная конференция студентов Казанского федерального университета 2016 года Сборник статей Том 1 [Электронный ресурс] : URL: [http://kpfu.ru/portal/docs/F849168952/325\\_12..Itog..nauchno\\_obraz..konf..\\_Stati..T.1..Blok\\_ChB\\_31.01.17.pdf](http://kpfu.ru/portal/docs/F849168952/325_12..Itog..nauchno_obraz..konf.._Stati..T.1..Blok_ChB_31.01.17.pdf) (дата обращения 03.02.2018)

33. Associated Petroleum Gas Flaring Study for Russia, Kazakhstan, Turkmenistan and Azerbaijan. 2013 [Электронный ресурс] : URL: <http://www.carbonlimits.no> (дата обращения 13.04.2018)

34. Guidance Document Flaring Estimates Produced by Satellite Observations Lockheed Martin Artist's Concept of a Defense Meteorological Satellite Program satellite. – [Электронный ресурс] : URL: <http://www.lockheedmartin.com/us/products/dmsp.html> (дата обращения 08.05.2018)

35. Kobayashi H. Climate change and future options for carbon sequestration. Foresight vol.6. -2004. -№3.-p.153-162.

36. Gerner F. Global Gas Flaring Reduction. – World Bank, 2012. – p.108.

37. Uniting on climate. // A guide to the climate change convention and the Kyoto protocol. UNFCCC. -2007.