

Казахский национальный исследовательский технический университет  
имени К.И. Сатпаева

УДК 622.279: 665.6/.7

На правах рукописи

**КОЙШЫБАЕВ АДИЛЕТ ДАУРЕНОВИЧ**

**Обоснование выбора эксплуатационных объектов и системы утилизации  
попутного нефтяного газа на месторождении Кенлык и аналогичных  
залежах Южно-Тургайской впадины**

6D070800 – Нефтегазовое дело

Диссертация на соискание академической степени  
доктора философии PhD

Научный консультант:  
Енсеппбаев Т. А.  
PhD, к.г.-м.н., профессор

Зарубежный научный консультант:  
Панфилова И.В.  
Доктор ф.-м.н., доцент

Республика Казахстан  
Алматы, 2020

## СОДЕРЖАНИЕ

Нормативные ссылки	4
Определения, обозначения и сокращения	5
Введение	6
1 Изучение состояния вопроса, выбор цели и постановка задачи	
1.1 Существующие методы технологии утилизации нефтяного газа и подготовки газа	11
1.2 Анализ научно-исследовательских работ направленных на совершенствования методов и технологии утилизации нефтяного газа и подготовки газа в промысловых условиях	
1.2.1 Определение и обоснование факторов, влияющих на выбор методов утилизации нефтяного газа на нефтедобывающих промыслах	20
1.2.2 Обоснование выбора эксплуатационных объектов для закачки нефтяного газа в условиях системы подготовки газа	29
1.3 Выбор цели и постановка задачи, методика проведения исследования	41
Выводы по разделу 1	42
2 Теоретические исследования технологических процессов и подготовки газа в промысловых условиях	
2.1 Установление рациональных параметров низкотемпературной сепарации газа с применением системы динамического моделирования	44
2.2 Определение рациональных параметров и режимов работы установки низкотемпературной сепарации газа	
2.2.1 Математические описания технологического оборудования	46
2.2.2 Алгоритмы расчета динамических моделей элементов низкотемпературной сепарации	53
2.2.3 Определение критических параметров при низкотемпературной сепарации	54
Выводы по разделу 2	57
3 Экспериментальные исследования технологических процессов и подготовки газа в промысловых условиях	59
3.1 Экспериментальное установление зависимости низкотемпературной сепарации газа	62
3.2 Влияние управляющих параметров на эффективность работы установки низкотемпературной сепарации	67
3.3 Показатели экономической эффективности	71
Выводы по разделу 3	72
4 Экологические аспекты системы утилизации и подготовки газа	
4.1 Оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Кенлык	74
4.2 Оценка состояния окружающей среды	81
Выводы по разделу 4	84

5	Разработка научных рекомендации по совершенствованию подготовки газа	85
5.1	Применение моделирующих систем в расчетах технологии низкотемпературной сепарации	86
5.2	Основные направления совершенствования низкотемпературной сепарации	86
	Выводы по разделу5	92
	Заключение	94
	Список использованных источников	96
	Приложение А – Акт внедрения (использования) результатов	103

## Нормативные ссылки

В настоящей диссертации использованы ссылки на следующие стандарты:

Закон Республики Казахстан «О науке» от 18.02.2011 г. № 407-IV ЗРК;

ГОСО РК 5.04.034-2011: Государственный общеобязательный стандарт образования Республики Казахстан. Послевузовское образование. Докторантура. Основные положения (изменения от 23 августа 2012 г. № 1080);

Правила присуждения ученых степеней от 31 марта 2011 года № 127; межгосударственные стандарты: ГОСТ 7.32-2001 (изменения от 2006 г.). Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления;

ГОСТ 7.1-2003. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления.

## Определения, обозначения и сокращения

АВО	- аппарат воздушного охлаждения;
БМА	- блок местной автоматики;
БР	- блок реагентов;
ВНК	- водонефтяной контакт;
ГНК	- газонефтяной контакт;
ГОСТ	- государственный стандарт;
ГПЗ	- газоперерабатывающий завод;
ГУ	- групповая установка;
ГС	- газосепаратор;
ГТУ	- газотурбинная установка;
ГТЭС	- газотурбинная электростанция;
ДНС	- дожимная насосная станция;
ДКС	- дожимная компрессорная станция
ЗВ	- загрязняющиеся вещества;
КУ	- компрессорная установка;
ЛЭП	- линия электропередачи;
МГЭИК	- межправительственной группой экспертов по изменению климата;
МРП	- минимальный расчетный показатель;
МООС	- министерство охраны окружающей среды;
МЭиМР	- министерство энергетики и минеральных ресурсов
НГС	- нефтегазовый сепаратор;
НГСВ	- нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;
НТС	- низкотемпературный сепаратор;
ОГ	- отстойник горизонтальный;
ПАЭС	- передвижная автоматизированная электростанция;
ПГ	- парниковый газ;
ПНГ	- попутный нефтяной газ;
ПДК	- предельно-допустимая концентрация загрязняющего вещества;
ППН	- печь прямого нагрева;
ПТБ	- печь трубчатая блочная;
СГБ	- стабильный газовый бензин;
СОГ	- сухой отбензиненный газ;
СПБТ	- смесь пропан-бутана технический;
СУГ	- сжиженный углеводородный газ;
УПГ	- установка подготовки газа;
ХС	- холодный сепаратор;
ЦКР	- центральная комиссия по разработке;
ЦППН	- центральный пункт подготовки нефти;
ЭГ	- электродегидратор;
ШФЛУ	- широкие фракции легких углеводородов;

## Введение

### **Оценка современного состояния решаемой научной или научно-технологической проблемы**

Правительство Республики Казахстана ставит перед нефтегазодобывающими предприятиями отрасли задачу организации рационального природопользования, предотвращающего вредное воздействие хозяйственной и иной деятельности на естественные экологические системы. Так как в структуре добычи преобладает попутный нефтяной газ (ПНГ), в связи с этой одной из актуальных проблем является вынужденное сжигание значительных объемов извлекаемого газа.

В настоящее время, несмотря на все возрастающую потребность в газообразном топливе и ценном углеводородном сырье, получаемого из нефтяного попутного газа, значительная его доля сжигается на газовых факелах.

Помимо экономических потерь, это приводит к значительному загрязнению воздушного бассейна и изменению экосистемы нефтедобывающих регионов, а также окружающих территорий. Загрязнение природной среды промышленными выбросами оказывает вредное воздействие на людей, флору и фауну, почву, снижает прозрачность атмосферы, повышает влажность воздуха, увеличивает число дней с туманами, уменьшает видимость, вызывает кислотные дожди.

Большое количество производных углеводородных соединений являются потенциальными мутагенами и канцерогенами. К ним относятся галогенопроизводные метан, этан и пропан, некоторые хлорсодержащие, а также кислород и азотсодержащие соединения.

Комплексным решением этого вопроса, является полная утилизация попутных газов, при этом согласно поправкам, внесенным в Закон РК "О нефти", с 1 января 2005 года запрещено сжигать ПНГ в факелах, в исключительных случаях допускается с разрешения уполномоченного органа по использованию и охране недр и по согласованию с центральным исполнительным органом Республики Казахстан в области охраны окружающей среды сжигание попутного или природного газа, при испытании скважин и при пробной эксплуатации месторождений с общим сроком, не превышающим трех лет [1].

Загрязняющими веществами, поступающими в атмосферный воздух от вышеуказанных источников, являются продукты сгорания газа: метан, оксид азота, диоксид азота, оксид углерода, диоксид серы [2, 3].

Подобная обстановка вынуждает рассматривать дополнительные пути эффективной утилизации газа непосредственно на месте его добычи.

### **Основание и исходные данные для разработки темы**

Основанием для разработки темы диссертации является отсутствие универсальных методов выбора утилизации попутного нефтяного газа на месте его добычи, в том числе эффективной сепарации газа.

В качестве исходных данных для разработки темы исследований выбраны: геолого-физические характеристики месторождения Кенлык, которое расположено в Южно-Тургайской впадине; технологические параметры установки подготовки газа, где происходит процесс утилизации нефтяного газа.

### **Обоснование необходимости проведения данной научно-исследовательской работы**

Для стабильной утилизации газа и бесперебойной работы газотурбинных установок необходимо устранить возможность любой конденсации жидкостей или твердых веществ (поддержание точки росы в заданном диапазоне) в процессе нормальной работы установки, а также при переходных режимах. Качественные показатели газов, подаваемых в магистральные газопроводы, определяются в соответствии с СТ РК 1666-2007 и техническими условиями, разработанными на их основе.

Выбор технологии утилизации газа определяется в первую очередь составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов и обуславливает проведение в каждом конкретном случае всесторонних технико-экономических проработок.

**Сведения о планируемом научно-техническом уровне разработки, о патентных исследованиях и выводы** определяются проведением научного анализа современного состояния научно-технической проблемы и патентных исследований по повышению эффективности утилизации, в том числе сепарации нефтяного газа.

В планируемую научно-техническую разработку входило теоретическое обоснование и практическое подтверждение эффективности предлагаемой динамической модели, построенной на основе закономерностей фазовых превращений углеводородных систем и процессов теплопередачи в динамических условиях работы промышленной установки. Научно-технический уровень разработки подтверждается использованием современных методов исследования и анализа литературных данных и патентных материалов в области развития низкотемпературной сепарации.

Патентный поиск в направлении развития низкотемпературной сепарации и их исследования показал наличие ряда запатентованных работ, близких к предложенным техническим решениям:

Пат. 2592131, МПК F25J 3/02. Способ подготовки попутного нефтяного газа. Изобретение относится к способам подготовки углеводородных газов путем низкотемпературной сепарации и может быть использовано для подготовки попутного нефтяного газа в нефтегазовой промышленности. Недостатками известного способа являются большие энергозатраты на охлаждение газа сторонним хладагентом с конденсацией флегмы.

Пат. 116981U1, МПК F25J 3/02. Установка извлечения углеводородных компонент из попутного газа. Настоящая полезная модель относится к установкам переработки попутных газов и может быть использована в газоперерабатывающей отрасли. Недостатком указанной установки является невозможность обеспечения высокой эффективности разделения компонентов

попутного газа, при изменении состава входного попутного газа в широком диапазоне концентраций компонентов тяжелее этана.

Пат. 93801 U1, МПКС10G 9/38. Заявляемая полезная модель относится к области добычи, сбора и транспорта продукции нефтяных скважин на месторождениях и может быть использовано при подготовке нефти и утилизации попутных нефтяных газов, выделяемых из продукции скважин на промышленных объектах подготовки нефти. Недостатком данной установки является недостаточная эффективность, обусловленная сложностью регулирования рабочим процессом и сложностью установки.

Однако, в результате исследования патентных материалов, видно, что авторы своих изобретений не подошли к решению проблемы повышения уровня утилизации нефтяного газа.

### **Сведения о метрологическом обеспечении**

Исследования по теме диссертации выполнены с использованием современных приборов и оборудования. Эксперименты были обеспечены контрольно-измерительными приборами по замеру весовых характеристик, приборов по измерению давления и расходомеров DigitalFlow XGM868i и Micro Motion Flow.

Исходными материалами для исследования служили аналитическая лаборатория ТОО «KazFrac» оснащённая современным хроматографом Хроматэк Газ. Результаты, полученные в работе, основывались на известных апробированных инженерных методов расчета, методов математической статистики при обработке данных с использованием ПК. Сходимость экспериментальных данных и теоретических расчетов подтверждена актами испытания и внедрения.

### **Актуальность темы**

Сегодня не решена многофакторная технико-экономическая задача, позволяющая обеспечить наиболее эффективную утилизацию нефтяного газа в объеме 95%. Необходимо разработать методологические приемы, позволяющие связать многообразие существующих методов утилизации нефтяного газа с индивидуальными особенностями месторождений.

В работе предложен новый подход к выбору наиболее эффективных методов утилизации нефтяного газа и созданию в стране условий, стимулирующих реализацию этих методов на нефтедобывающих месторождениях с учетом условий их эксплуатации.

Для решения проблемы утилизации газа на месторождениях Казахстана предусматривается использовать ПНГ в целях получения электроэнергии для нужд нефтепромысла (газотурбинная установка) и товарного продукта, виде сжиженного углеводородного газа, оставшуюся часть сухого газа сжигают на факелах.

Таким образом, в сравнении со стандартной технологией подготовки газа к сжиганию, добавляется технология по удалению тяжелых фракций углеводорода во избежание налипания этих фракций на поверхностях установок с образованием пробок и поддержания оптимальных условий горения топлива. При этом специфика состоит в том, что, несмотря на

существующие в крупнотоннажных производствах многоступенчатые технологии подготовки нефтяного газа, для использования в малой энергетике вопрос подготовки должен решаться в пользу малозатратных, но эффективных установок.

**Научная новизна темы** заключается в разработке системы утилизации попутного нефтяного газа с созданием условий эффективного процесса разделения углеводородов в аппаратах установки комплексной подготовки газа с уменьшением содержания тяжелых углеводородов  $C_{3+}$ .

Определены условия и факторы, влияющие на выбор техники и технологии добычи нефти, системы утилизации попутного нефтяного газа;

Обоснованы аргументы по улучшению низкотемпературной сепарации газа и по извлечению тяжелых углеводородных компонентов из нефтяного газа;

Установлено, что в динамических условиях давление и температура технологической системы, расход и состав углеводородных потоков изменяются нелинейно под действием инерционных процессов и обратных связей при переходе в устойчивое состояние.

На основе лабораторных и экспериментальных исследований установлено, использование предложенных параметров низкотемпературной сепарации газа позволит обеспечить наиболее эффективную утилизацию нефтяного газа в объеме 95 %.

**Цели исследования** — обоснование выбора системы и повышение уровня утилизации попутного нефтяного газа на месторождениях Южно-Тургайской впадины за счет выбора эффективных методов его использования; создание условий эффективного процесса разделения углеводородов в аппаратах установки комплексной подготовки газа с уменьшением содержания тяжелых углеводородов  $C_{3+}$ .

#### **Объект и предмет исследования**

Объектом исследования являются – месторождение Кенлык и аналогичные залежи Южно-Тургайской впадины, а предметом – системы промышленного сбора и утилизации попутного нефтяного газа.

#### **Задачи исследований, их место в выполнении научно-исследовательской работы в целом**

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи исследований:

– выявить характерные особенности добычи и утилизации нефтяного газа при эксплуатации нефтяных месторождений;

– разработать критерии выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих реализацию этих методов на месторождениях;

– установить причины неполной утилизации нефтяного газа;

– исследовать процесса низкотемпературной сепарации газа и установление закономерностей изменения параметров фазового равновесия, связанных с установлением термобарических условий и расходов жидкостей и газа, и их влияния на переходные режимы работы аппаратов в динамических условиях.

– оценить выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении.

Исследования проводились на действующей установке УПГ «Кенлык» и в аналитической лаборатории ТОО «KazFrac», в лаборатории энергетики и теоретической и прикладной механики (LEMTA) Университета Лотарингии (г. Нанси, Франция) совместно с зарубежным научным консультантом.

#### **Методологическая база исследований**

Результаты исследования получены на основе теоретических и практических положений теории на основе закономерностей фазовых превращений углеводородных систем и процессов теплопередачи в динамических условиях. Экспериментальные исследования проводились на действующей установке с использованием оригинальных методик и современной измерительной аппаратуры, методов математического и физического моделирования.

#### **Положения, выносимые на защиту:**

– новый системный подход, разработанный для выбора эффективных методов использования нефтяного газа по критериям, учитывающим индивидуальные особенности разрабатываемых месторождений;

– результаты теоретических и экспериментальных исследований по установлению закономерностей изменения параметров фазового равновесия, связанных с установлением термобарических условий и расходов жидкостей и газа в динамических условиях;

– разработанная динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа позволяющая оценивать время достижения нового установившегося режима, учитывающая все сопутствующие колебания параметров работы аппаратов, входящих в состав установки;

– условия влияния управляющих параметров на эффективность работы установки низкотемпературной сепарации и зависимости выхода целевых продуктов от основных рабочих параметров сырьевого газа.

## **1 Изучение состояния вопроса, выбор цели и постановка задачи**

### **1.1 Существующие методы технологии утилизации нефтяного газа и подготовки газа**

Процессы подготовки нефти — это обезвоживание, обессоливание, а также стабилизация нефти. Сущность стабилизации нефти заключается в отделении от нее летучих углеводородов (пропан-бутановой фракции), а также растворимых в нефти сопутствующих газов, что сокращает потери нефти от испарения, снижает интенсивность процесса коррозии аппаратуры, оборудования и трубопроводов по пути движения нефти от месторождения до нефтеперерабатывающего завода, а также позволяет получать ценное сырье для нефтехимии. При вакуумной сепарации от нефти отделяется широкая газовая фракция, в которой наряду с пропан-бутановой фракцией содержится большое количество более высокомолекулярных углеводородов, извлечение которых из нефти улучшает качества попутного нефтяного газа. Поэтому с точки зрения рентабельности, удобства обслуживания и наличия на месторождения УПГ или УППНГ целесообразно во многих случаях применять оптимальную сепарацию при стабилизации нефти [4].

Попутный нефтяной газ представляет собой смесь углеводородов с наименьшей молекулярной массой (метан, этан, пропан, бутаны и др.). Содержится в пластовой жидкости и выделяется из неё путём сепарирования. ПНГ – ценный углеводородный ресурс, используется и как топливо, и как сырьё для получения различных химических веществ.

Процесс разгазирования пластовой нефти, т.е. выделение из неё попутного газа, может начинаться уже в насосно-компрессорных трубах нефтяных скважин. По мере движения продукции из скважин по нефтегазопроводам также происходит выделение нефтяного газа. Таким образом, поток пластовой нефти переходит из однофазного состояния в двухфазное – разгазированная нефть и попутный нефтяной газ. Это происходит в результате падения давления и изменения температуры пластовой жидкости. При этом объём газа, выделяемого из пластовой нефти, увеличивается.

Однако совместное хранение или транспортировка нефти и ПНГ экономически нецелесообразно. Как правило, объём выделяемого газа в несколько раз превышает объём жидкости. Потребовались бы огромные герметичные ёмкости и трубопроводы большого диаметра. Поэтому на объектах добычи и подготовки нефтегазовый поток разделяют на два – нефтяной и газовый. Разделение потока происходит в специальных аппаратах – сепараторах, в которых создаются условия для более полного отделения ПНГ от нефти. Разгазирование нефти при определённых регулируемых давлениях и температурах называется сепарацией.

На каждом нефтяном месторождении нефть, поступающая со скважин, проходит предварительную подготовку на дожимных насосных станциях (ДНС), либо установках подготовки нефти (УПН). Далее она транспортируется в центральные пункты подготовки нефти (ЦППН). Дело в

том, что в нефти содержится ПНГ и вода, которые необходимо извлечь с целью повышения её товарного качества. На данный момент попутный нефтяной газ извлекается из нефти путём её сепарации в один или несколько этапов.

Для извлечения ПНГ используются сепараторы различных типов (в основном горизонтальные цилиндрические). На объектах подготовки нефти и газа сепарация нефти, как правило, осуществляется в несколько этапов (ступеней). Ступенью сепарации называется отделение газа от нефти при определённом давлении и температуре. Многоступенчатая сепарация позволяет получить более стабильную нефть, нежели одноступенчатая. Количество ступеней сепарации зависит от физико-химических свойств добываемой нефти, пластового давления, обводнённости и температуры флюида, а также требований, предъявляемых к товарной нефти.

Эффективность многоступенчатой сепарации особенно ощутима для месторождений лёгкой нефти с высокими газовыми факторами и давлениями на головках скважин. Регулируемые давление и температура создают условия для более полного отделения газа от нефти. Давление на сепараторе 1-й ступени всегда больше, чем на сепараторах 2-й и последующих ступеней. Показатели давления на ступенях сепарации зависят от многих факторов, которые учитываются при разработке месторождения и вносятся в технологическую схему. Количество сепараторов зависит от объёма добываемой нефти.

Однако, если многоступенчатая сепарация будет применяться в негерметичных системах сбора и транспорта, легкие углеводороды, оставленные в нефти, будут постепенно испаряться из нее, и эффект сепарации будет сведен к нулю. При многоступенчатой сепарации газ первых ступеней может перемещаться к потребителю под собственным давлением. При дальнейших этапах сепарации в газе уменьшается содержание тяжелых компонентов ( $C_{5+}$ ), что уменьшает вероятность выпадения конденсата при транспортировке. Так как углеводороды  $C_4$  и частично  $C_3$  остаются в нефти, то уменьшается количество газа, отделяемого от нефти [5].

Поэтому с точки зрения рентабельности, удобства обслуживания и наличия поблизости от месторождения установки утилизации попутного нефтяного газа наиболее оптимальным является применение трехступенчатую сепарацию. Выделившийся на первой ступени сепарации газ под собственным давлением направляется на местные нужды в котельные, для отопления жилых и производственных зданий и т.п. Газ же, получаемый на второй и третьей ступенях сепарации, будет жирным, поэтому он вначале направляется на УПГ для подготовки сухого топливного газа и для получения сжиженного углеводородного газа (СУГ).

Тот факт, что при проведении сепарации в оптимальных условиях нефти может быть получено на 3-5% больше, не всегда учитывается на промыслах.

Выбор оптимальных условий сепарации определяется целью по двум основным критериям:

- 1) максимально возможный выход нефти из единицы объема смеси;

2) максимальное содержание тяжелых углеводородов – пропан-бутановых ( $C_3$ - $C_4$ ) фракций, в газе сепарации.

В первом случае газ используется как топливо. Во втором – газ идет на переработку и ее эффективность в значительной мере зависит от наличия пропан-бутановых компонентов в ПНГ промысла. Потери в весе товарной нефти в данном случае окупаются получением товарного продукта виде СУГ.

Можно отметить, что содержание тяжелых углеводородов в пробах ПНГ, отобранных в различные периоды эксплуатации УПГ, уменьшается со временем. Содержание этана, пропана, суммы бутанов и суммы пентанов меняется значительно и тенденции к изменениям прослеживаются, содержание суммы компонентов легких углеводородов растет. Тем самым не оптимальная сепарация нефти приводят к перераспределению компонентов газа: в начальный период эксплуатации УПГ нефтяной газ поступает объемом, содержащий большее количество тяжелых углеводородов и меньше группы компонентов  $C_{1+2}$ ; в более поздний период наоборот содержание пропана и бутана уменьшается, легкие углеводороды возрастают.

Информация об объеме попутного газа и его компонентном составе по ступеням сепарации имеет большое практическое значение. В частности, на основе этих данных принимаются решения о комплектовании объектов добычи и подготовки нефти и газа необходимым оборудованием, как по мощности, так и по набору используемых установок. Ведь процесс газоподготовки складывается из комплекса технологических операций. Поэтому внимание специалистов привлекает высокоэффективное и надёжное оборудование для подготовки и рационального использования попутного газа, разработанное на основе индивидуальных требований недропользователей.

В наших условиях целевым продуктом является СУГ – смесь пропан-бутан технический (СПБТ) и стабильный газовый бензин (СГБ). Поэтому остановимся на вопросе определения оптимальных условий сепарации нефтегазовой смеси для второго случая.

Наиболее близким по технической сущности является способ стабилизации нефти путем нагрева и сепарации ее в присутствии углеводородной добавки на стабильную нефть и газовую фазу.

К причинам, препятствующим достижению указанного выше технического результата при использовании способа, относится то, что в известных способах не достигается требуемая глубина разгазирования исходной нефти. Глубина газообразных компонентов в обычных технологиях сепарации на нефтепромысловых пунктах подготовки нефти ограничена условием термодинамического равновесия исходной газожидкостной смеси при давлении и температуре сепарации нефти. Для глубокой стабилизации ее подогревают, что сопряжено с большими материальными и энергетическими затратами. Технический результат – увеличение глубины разгазирования исходной нефти. Указанный технический результат при осуществлении исследования достигается тем, что в известном способе стабилизации нефти путем нагрева и сепарации ее в присутствии углеводородной добавки на

стабильную нефть и газовую фазу, при этом нефть после сепарации подвергают дегазации под давлением, обеспечивающим ее вскипанию в зоне разгазирования. Таким способом достигается увеличение глубины разгазирования исходной нефти, а именно за счет обработки происходит вскипание нефти, т. е. дополнительное выделение газа и более глубокая дегазация нефти. Блок схема УПГ приведена в рисунке 1.1.

Попутный нефтяной газ является одним из востребованных источников энергии, требующий определенной подготовки перед использованием в промышленности или быту. Установки подготовки газа (УПГ) обеспечивают выполнение определенных требований к качеству утилизируемого или транспортируемого газа, основные из них – обеспечение необходимой температуры точки росы (ТТР) по воде и углеводородам.

В попутном газе, поступающем на установку подготовки, кроме метана также содержатся более тяжелые углеводороды ( $C_2-C_{6+}$ ), пары воды и метанола. Иногда присутствуют инертные газы, азот и диоксид углерода, а также компоненты, содержащие серу, такие как  $H_2S$ , органические серосодержащие соединения и малые количества ртути. При подаче попутного газа без предварительной очистки в газотранспортной системе могут образовываться жидкости. Углеводороды в присутствии воды способны образовывать гидраты, которые могут забивать клапаны и трубопроводы, что приводит к увеличенным потерям давления, вплоть до полной непроходимости труб, а также к сбоям в работе клапанов, сепарационного, теплообменного и прочего оборудования, и иногда приводят к аварийным остановкам.

Для стабильной утилизации газа и бесперебойной работы газотурбинных установок необходимо устранить возможность любой конденсации жидкостей или твердых веществ (поддержание точки росы в заданном диапазоне) в процессе нормальной работы установки, а также при переходных режимах. Качественные показатели газов, подаваемых в магистральные газопроводы, определяются в соответствии с СТ РК 1666-2007 и техническими условиями, разработанными на их основе [6].

Утилизация газа по газопроводу сопровождается изменением его давления и температуры, в результате чего возможно образование в системе жидкой фазы. Для предотвращения образования жидких фракций углеводородов состав попутного газа может быть улучшен с помощью технологий разделения углеводородов по ТТР за счет снижения содержания тяжелых углеводородов в составе газа, таких как  $C_{6+}$ . Для улучшения состава углеводородов и одновременного удаления воды существует несколько технических способов. Наибольшие распространение получили следующие технологии: низкотемпературная сепарация - получение низких температур при дросселировании или турборасширения газа высокого давления, на установках искусственного холода, за счет абсорбция и адсорбция или их сочетание.

Выбор технологии обработки газа определяется в первую очередь составом сырья, требуемой глубиной осушки, степенью извлечения целевых компонентов и обуславливает проведение в каждом конкретном случае

всесторонних технико-экономических проработок. Для осушки «тощих» газов применяются абсорбционные и адсорбционные процессы. В случае «жирного» газа его подготовка и выделение газового конденсата осуществляется с применением низкотемпературных процессов. При этом на стадии охлаждения происходит также конденсация водяных паров за счет снижения равновесной влагоемкости газа [7].

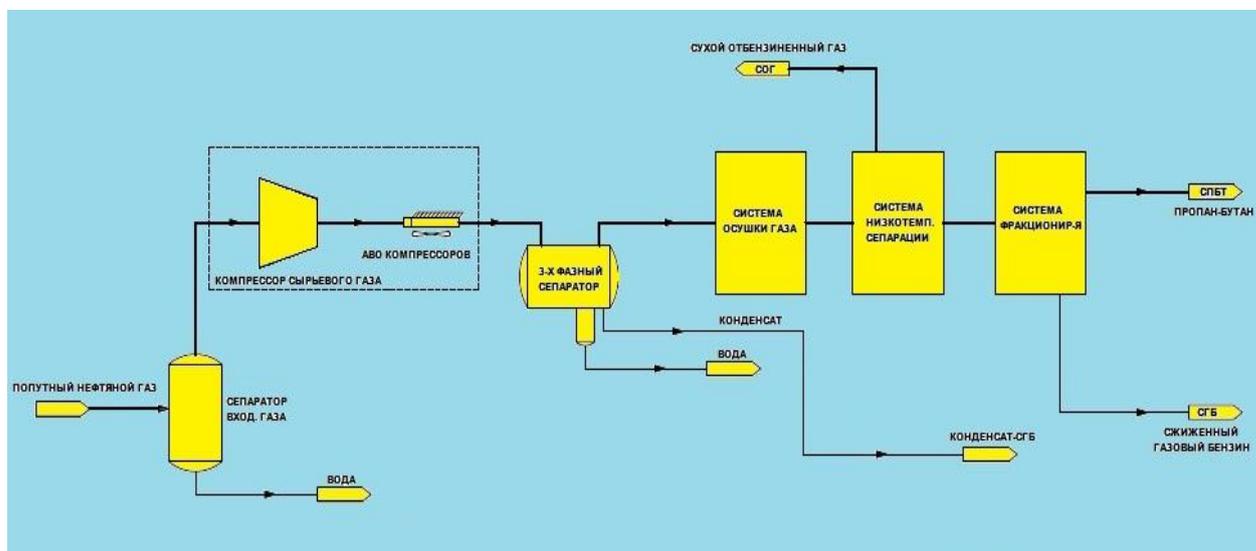


Рисунок 1.1 - Блок схема УПГ «Кенлык»

Основные технологии, применяемые при подготовке газа и газового конденсата, описаны ниже.

Технология низкотемпературной сепарации (НТС) газа

Процесс низкотемпературной сепарации (НТС) широко используется в газовой промышленности при подготовке конденсат содержащих газов в нескольких различных технологических конфигурациях. Основным критерием, определяющим режим работы промышленных установок НТС, является обеспечение надежности утилизации и транспортировки газа путем глубокого извлечения конденсата и воды.

Извлечение из газа тяжелых углеводородов осуществляется за счет его охлаждения путем дросселирования (эффект Джоуля - Томпсона), вследствие чего конденсируются тяжелые углеводороды и вода, а затем образовавшаяся жидкая фаза отделяется в низкотемпературном сепараторе

В современных схемах для целей охлаждения газа может быть использован внешний холодильный цикл. Для обеспечения безгидратного режима работы установки НТС в поток газа вводится раствор ингибитора гидратообразования (метанол). Если не вводить ингибитор гидратообразования, то при соответствующем давлении степень охлаждения часто ограничивается температурой образования гидратов.

Технология низкотемпературной конденсации (НТК)

Для более эффективного использования перепада давления газа на промышленной установке можно произвести замену дросселирования газа через

клапан расширением его в турбодетандере (охлаждение газа происходит за счет совершения газом работы), с возможным включением колонны ректификации – процесс низкотемпературной конденсации газа (НТК). Это позволит достигнуть более низких температур охлаждения газа (до минус 120 °С). Турбодетандер – машина, по устройству схожая с турбокомпрессором. В ней на общем валу расположены газовая турбина и компрессор, сжимающий газ, направляемый в транспортный газопровод. Расширяющийся газ вращает турбину, в результате чего происходит его охлаждение.

Процесс НТК начал внедряться на предприятиях в 1960-е годы, когда повысился спрос на этан, являющийся одним из основных источников сырья для нефтехимии. Для увеличения степени извлечения из попутного газа этана (более глубокая очистка от тяжелых углеводородов) потребовалось перейти на более низкие температуры охлаждения. Наряду с дросселированием стали применять искусственное охлаждение. В результате стало возможным извлекать из газа 85-87 % этана, 99 % - пропана и 100 % всех остальных углеводородов [8].

Термины НТК и низкотемпературная сепарация (НТС) фактически взаимозаменяемы, и каждый из них, обозначает один и тот же тип технологического процесса низкотемпературной части блока отбензинивания газа [9].

Газ, поступающий на установку НТК, проходит последовательно сепарацию первой ступени, узел охлаждения, сепарацию второй ступени, турбодетандер, узел ректификации. Полученный конденсат поступает в колонну ректификации. Из колонны с верхней части отбирается деэтанализованный газ, с нижней – ШФЛУ.

Адсорбционный способ подготовки нефтяного газа

Наиболее эффективными процессами осушки газа сложного химического состава являются адсорбционные процессы. Процесс адсорбции известен и широко применяется в нефтегазовой промышленности (рисунок 1.2). Можно рассчитать скорость адсорбции, время насыщения, однако в случае, когда газ, такой как ПНГ, имеет сложный химический состав, который меняется во времени и в зависимости от температуры окружающей среды, достоверными могут быть лишь данные, полученные непосредственно в ходе эксперимента в натуральных условиях. Молекулярные сита представляют собой кристаллические алюмосиликаты, известные как цеолиты. Их уникальная структура позволяет легко удалять кристаллизационную воду, сохраняя при этом пористую кристаллическую структуру вещества. Эти поры или «ячейки» обладают высокой способностью повторно адсорбировать воду или другие полярные молекулы. Другим свойством молекулярных сит является их способность разделять газы или жидкости в зависимости от размера и полярности молекул. Степень раскрытости пор или «ячеек» соответствует размеру различных молекул. Так например, в случае парафинов, обычные молекулы с прямой цепью могут проникать в поры и адсорбироваться, в то время как молекулы с

разветвлённой цепью не могут войти в поры, и, следовательно, проходят через слой молекулярных сит без адсорбции.

Один из современных способов и устройство для осушки и очистки природных газов включает смешение с рециркулируемым газом регенерации, сепарацию от капельной жидкости и механических примесей, двухступенчатую адсорбцию паров тяжелых углеводородов и воды на синтетическом углеродном адсорбенте и адсорбенте композитного типа, соответственно, при одновременном косвенном охлаждении адсорбентов хладагентом до температуры адсорбции, регенерацию адсорбентов при пониженном давлении путем косвенного нагрева адсорбентов теплоносителем до температуры регенерации, и отдува десорбирующихся паров очищенным газом, рециркуляцию газа регенерации с помощью жидкостно-кольцевого насоса с использованием конденсата водяного пара в качестве рабочей жидкости, а регенерированные адсорбенты охлаждают путем косвенного охлаждения хладагентом до температуры адсорбции [10].

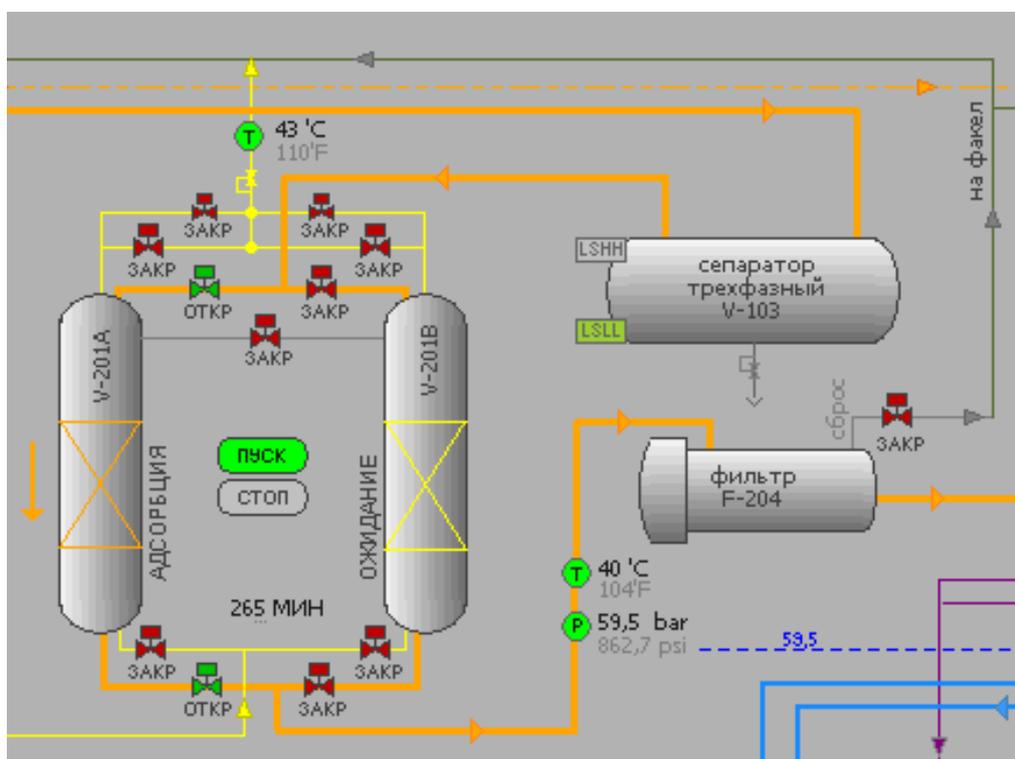


Рисунок 1.2 - Мнемосхема технологического процесса адсорбции на УПГ

Несмотря на многолетнюю эксплуатацию адсорбционных установок (рисунок 1.3), следует отметить её «минусы» – неэффективная глубина осушки газа, «чувствительность» к примесям, небольшой срок службы адсорбента, что вызывает необходимость его частой замены. Постепенное необратимое снижение адсорбционной ёмкости цеолита с каждым циклом «адсорбция-регенерация» вызвано образованием в нем нерегенерируемых отложений, образующихся за счет деструкции различных примесей осушаемого газа.

Неравномерное распределение потока газа приводит к неодинаковой выработке адсорбента и избыточной нагрузке определенных зон в адсорбере [11].

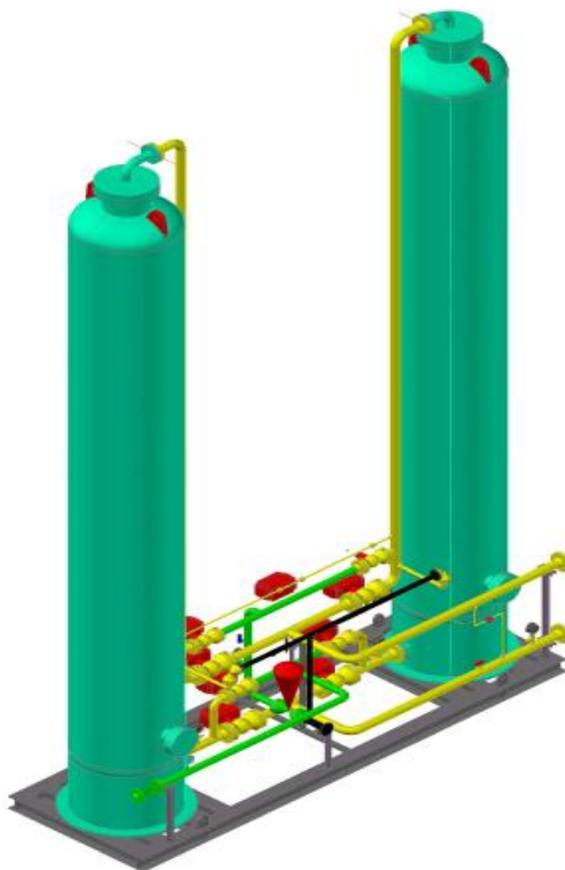


Рисунок 1.3 - Молекулярно-ситовые осушители газа

#### Ректификация нефтяного газа

Ректификацией называется диффузионный процесс разделения жидких смесей взаимно растворимых компонентов, различающихся по температурам кипения, который осуществляют путем противоточного, многократного контактирования неравновесных паровой и жидкой фаз [12].

Наиболее эффективно разделение компонентов газовых смесей осуществляют комбинированными установками, например, низкотемпературной конденсации или технологии глубокого охлаждения. Благодаря этому можно получить на выходе широкий ряд продуктов (гелиевый концентрат, этан, ШФЛУ). Основное распространение технология ректификации получила на предприятиях газопереработки [13].

Установка низкотемпературной ректификации углеводородного сырья, включающая последовательно установленные рефлюксная емкость, охладитель верхнего продукта, ребойлер, ректификационно-отпарную колонну приведена на рисунке 1.4 и 1.5.

Рассмотренные технологии утилизации ПНГ и подготовки сухого газа и сжиженного углеводородного газа достаточно широко применяются в газовой



## **1.2 Анализ научно-исследовательских работ направленных на совершенствования методов и технологии утилизации нефтяного газа и подготовки газа в промысловых условиях**

### **1.2.1 *Определение и обоснование факторов, влияющих на выбор методов утилизации нефтяного газа на нефтедобывающих промыслах***

По результатам анализа существующих технико-технологических решений по утилизации нефтяного газа, нормативно-правовых документов, регулирующих его добычу и утилизацию и фактических показателей добычи и использования нефтяного газа в стране и за рубежом и их динамики, выявлено, что низкий уровень утилизации в стране объясняется нерентабельностью внедряемых мероприятий по утилизации нефтяного газа из-за специфических особенностей его добычи и использования и отсутствия при этом соответствующей законодательной базы, стимулирующей использование газа [14, 15].

При существующих в настоящее время налоговой политике и законодательной базе для многих недропользователей экономически не выгодно использовать утилизацию, т.к. большинство проектов в этом направлении остаются инвестиционно непривлекательными и непосильными для них. В стране нужна действенная государственная политика, принуждающая недропользователя использовать весь добытый газ. Мировая практика недропользования показывает, что высокий уровень утилизации нефтяного газа можно достичь только путем принятия жестких законодательных ограничений на сжигание нефтяного газа, реализуемых в виде штрафных санкций и вместе с тем с целью сохранения ресурсов и экологической безопасности необходимо применять и поощрительные санкции для реализации неэффективных мероприятий. Причем эти меры дают положительный эффект только при строго адресном дифференцированном подходе к каждому конкретному месторождению [16].

Высокие капитальные затраты на строительство объектов подготовки и утилизации нефтяного газа обусловлены их специфической особенностью и объясняются в основном следующими причинами: отсутствием соответствующей инфраструктуры в районе расположения месторождений; разобщенностью месторождений; низкими давлениями газа различных ступеней сепарации; высоким содержанием в газе неуглеводородных включений: сернистых соединений, влаги и тяжелых углеводородов. Утилизация газа требует создания разветвленной трубопроводной сети газосбора, многоступенчатой системы компримирования и применения специальных технологий по его очистке и осушке. В конечном итоге себестоимость подготовки и утилизации попутного газа в зависимости от величины месторождений, места их расположения и качественных показателей во много раз выше по сравнению с подготовкой природного газа [17].

С целью учета всех этих особенностей предлагается воспользоваться критериями ПНГ по каждому конкретному месторождению применительно как

к выбору способа утилизации нефтяного газа, так и к административно-правовому отношению к нему со стороны государственных структур. Научно-обоснованные критерии ПНГ позволят закрепить на законодательном и административном уровнях положения нормативно-правовых актов, указаний, инструкций, стимулирующих мероприятия по его утилизации [18].

Анализ фактических показателей добычи и утилизации нефтяного газа в стране и за рубежом, литературный обзор публикаций и монографий в этой области показал, что к основным факторам, определяющим выбор мероприятий по утилизации нефтяного газа, и оценивающим их рентабельность, относятся шесть основных показателя (критерия) [19]:

**А** – инфраструктура района расположения месторождения;

**Б** – стадия разработки месторождения;

**В** – характеристика газа по объему;

**Г** – характеристика газа по составу;

**Д** – экономическая характеристика;

**Е** – институциональные характеристики.

**Критерий А — Инфраструктура района расположения месторождения.** Себестоимость добычи и утилизации по регионам значительно отличается. Суровые климатические условия, отсутствие инфраструктуры, отсутствие потребителей газа, разобщенность месторождений и малые дебиты скважин значительно повышают стоимость внедряемых мероприятий по сбору, подготовке и утилизации газа.

Важным критерием оценки ПНГ для решения проблем утилизации нефтяного газа и основным критерием, определяющим себестоимость внедряемых технологий, является наличие в районе добычи углеводородов соответствующей инфраструктуры, к которой можно отнести наличие дорог, в том числе автодорог, железной дороги или водного транспорта; наличие и близость магистральных нефтегазопроводов, населенных пунктов, ГПЗ, НПЗ, КС. Особенно значимо наличие ГПЗ, магистральных нефтегазопроводов и компрессоров, строительство которых требует больших капитальных вложений и сроков реализации.

Месторождения, расположенные в районах с развитой инфраструктурой, отнесены к группе А1.

Известно, что наиболее экономически выгодным методом утилизации ПНГ является его переработка, чем более глубокой переработке подвергается газ, тем экономически выгоднее. В настоящее время на территории Кызылординской области функционирует пять ГПЗ с суммарной мощностью, превосходящей объем извлекаемого нефтяного газа. Многие имеющиеся установки не ориентированы на переработку нефтяного газа.

Строительство ГПЗ для многих крупных компаний экономически доступно, например, строительство завода с объемом 100 млн. м<sup>3</sup>/год обходится 20-25 млн. долларов. Окупаемость затрат на строительство завода сама по себе быстрая — порядка 5-6 лет. Но, к сожалению, ГПЗ сам по себе не является самодостаточным, необходима соответствующая инфраструктура по

транспортировке жидкостей, которые получаются в результате переработки ПНГ; по транспортировке сухого отбензиненного газа по газопроводом до потребителя газа и т.д.

Расположить завод так, чтобы ПНГ и магистральный газопровод были близко расположены, практически невозможно. В результате из-за необходимости строительства внешней инфраструктуры окупаемость проектов по строительству ГПЗ увеличивается до 10-11 лет.

Проблема эта может быть решена путем разработки и реализации комплекса мер по государственному стимулированию транспортировки и переработки ПНГ на газоперерабатывающих заводах, в том числе, используя различные формы частно-государственного партнерства с возможностью реализации совместных инвестиционных проектов с привлечением средств инвестиционного фонда для строительства инфраструктуры.

Газоперерабатывающие заводы расположены в основном около крупных месторождений, на которых добываются большие объемы газа. Нефтяной газ, добываемый на мелких, малодебитных и отдаленных месторождениях, невозможно доставить до существующих ГПЗ, т.к. строительство газопроводов при малых объемах газа на большие расстояния нерентабельно, для них важно хотя бы наличие промысловых нефтегазопроводов для осуществления сбора газа и внедрения для собранного газа на центральных сборных пунктах альтернативных методов утилизации газа на местах, к которым можно отнести: выработка электроэнергии на собственные нужды или для поставки на местные электросети; переработка на УУПНГ с получением из сухого газа сжиженной пропан-бутановой фракции, бензиновой фракции, которые можно использовать на собственные нужды и т.д. Такие месторождения по критериальной оценке отнесены к группе с недостаточно развитой инфраструктурой А2.

К последней группе месторождений по критериальной оценке, расположенной в районе с неразвитой инфраструктурой А3, отнесены месторождения, в которых отсутствуют все необходимые для утилизации ПНГ внешние и внутренние условия, отмеченные выше, в том числе отсутствуют потребители газа, автодороги и т.д. В этом случае нефтяной газ может использоваться на собственные топливные и производственно-технологические нужды, при добыче тяжелых нефтей можно отбить из газа фракции С5+выше и подавать в нефть для улучшения потребительских свойств нефти и уменьшения её вязкости при перекачке.

Результаты исследований, проведенных по нефтегазодобывающим предприятиями, показали, что для внедрения методов использования газа в районах с неразвитой инфраструктурой, попутный газ в которых оценивается критерием А3, требуются в 3-4 раза больше инвестиций по сравнению с реализацией этих же методов в районах с развитой инфраструктурой (критерий А1).

Критерий Б — Стадия разработки месторождения. Недостаточная экономическая эффективность методов утилизации ПНГ объясняется не только их высокой стоимостью и несоответствием цены на газ и затратами на его утилизацию, но и изменчивостью его количественных и качественных характеристик в период эксплуатации месторождения.

Разработка месторождений нефти и газа характеризуется четко выраженной неравномерностью объемов добычи в различные периоды. Это обусловлено природными особенностями этих видов полезных ископаемых и организационно-техническими условиями их освоения.

За время эксплуатации месторождения происходит изменение также и качественных характеристик нефтяного газа, например, появляется или увеличивается в газе содержание воды, сероводорода, углекислого газа и т.д. Оборудование, внедряемое для утилизации газа, на период эксплуатации месторождения будет загружено неравномерно: в начальной стадии будет наблюдаться резерв мощности, в дальнейшем запас мощностей будет соответствовать, и на поздней стадии необходимо будет внедрять другие методы использования газа из-за нехватки газа для функционирования существующей техники.

По результатам исследований было установлено, что удельные капитальные вложения и показатели экономической эффективности методов использования газа, внедряемых на начальной (критерий Б1) и средней (критерий Б2) стадиях разработки месторождений практически не отличаются. При реализации этих же методов на поздней стадии разработки месторождения, характеризующейся падающей добычей, удельные капитальные вложения внедряемых методов утилизации ПНГ увеличиваются в 1,5-2,0 раза, при этом большинство из них из-за больших сроков их окупаемости становятся убыточными.

Внедрение методов, позволяющих использовать любые объемы газа и любого качества - это идеальное техническое решение, к сожалению таковых нет. В этом случае использование блочного оборудования с возможностью поэтапного подключения или отключения блоков позволит в какой-то мере урегулировать отмеченную особенность утилизации попутного газа. Однако и эти мероприятия также экономически малоэффективны при малых объемах газа.

Единственной мерой, позволяющей устранить влияние неравномерности добываемых объемов углеводородов и их качественных показателей на текущие результаты производственно-хозяйственной деятельности нефтедобывающих предприятий, является введение тоже неравномерной динамичной системы налоговых ставок. При этом подвижную шкалу налогообложения следует рассматривать не как установление льгот, а как введение специального налогового режима. То есть налогообложение нефтегазодобычи должно быть выделено из общей системы налогообложения и отнесено к категории специальных налоговых режимов. Правомерность

подобного шага диктуется значимостью налоговых поступлений от нефтегазодобычи в бюджет страны [20].

Налогообложение нефтегазодобычи имеет ряд технологических особенностей, оказывающих влияние на формирование потока наличности. В первые годы после получения лицензии идет процесс строительства нефтепромысловых объектов, бурятся скважины, наращиваются основные фонды. При этом постепенно начинает увеличиваться и добыча нефти. В результате удельные затраты на тонну нефти в первые годы промышленной добычи растут, затем к концу периода начинают медленно уменьшаться. Этот период обычно занимает 5-7 лет. По критериальной оценке этот период отнесен к группе Б1 — начальная - развитие добычи. Затем наступает период стабильной добычи, капиталовложения практически уже завершены, удельные затраты остаются на низком уровне. Этот период, оцениваемый как Б2 — средняя (зрелая) - максимальная добыча, длится примерно столько же. Затем добыча начинает падать, что приводит к возрастанию удельных затрат. Наступает третий этап, называемый периодом падающей добычи - период Б3, который может растягиваться на 10-15 лет, иногда и более. По мере снижения объемов добычи эксплуатационные расходы также снижаются, но значительно медленнее, так как падение добычи нефти сопровождается ростом обводненности скважин. В результате общий объем извлекаемой жидкости почти не меняется. Очевидно, чем более длителен этот период, тем больше нефти будет извлечено из недр. Однако добыча в любом случае будет идти только до того момента, пока недропользователь считает, что это ему выгодно. Урегулирование некупаемых затрат на добычу нефти и утилизацию нефтяного газа в зависимости от периода эксплуатации месторождений можно осуществить только путем дифференцированного налогообложения или льгот.

Рассматривая механизм установления льгот для недропользователей, необходимо предусмотреть возможность прогнозирования их введения уже на стадии проектирования, обустройства и разработки месторождения. Это принципиально новое, но чрезвычайно важное положение, поскольку, как показывают расчеты, оно позволит несколько увеличить конечный коэффициент нефтеотдачи. При этом, во-первых, должны быть оговорены гарантии получения льгот, что можно, в частности, зафиксировать как одно из положений лицензионного договора, и, во-вторых, не должно исключаться введение дополнительных льгот по результатам фактической разработки на стадии падающей добычи [21].

Установление льготного налогового режима в принципе должно идти по трем направлениям:

- формирование целевых инвестиционных и других подобных фондов;
- бюджетное (безвозвратное, беспроцентное, льготное и т.п.) финансирование отдельных программ;
- снижение налоговых ставок или освобождение от уплаты налогов, режим раздела продукции.

**Критерий В – Количественная характеристика газа.** Капитальные затраты объектов подготовки и утилизации нефтяного газа зависят, кроме вышесказанного, от его количественных показателей. Практика недропользования в стране показывает, что добыча и утилизация газа малых, территориально разобщенных месторождений с небольшим ресурсом ПНГ требует значительных экономически не окупаемых затрат. Транспорт газа с малодобитных месторождений, имеющих низкие давления, осуществить самотеком затруднительно, необходимо для этого внедрять на промыслах различные методы, позволяющие транспортировать низконапорный газ (компримирование, эжектирование) или осуществлять совместный транспорт нефтегазовой смеси по одной трубе с помощью многофазных насосов (МФН). Необходимо отметить, что в настоящее время совместный транспорт продукции скважин в виде нефтегазовой смеси с помощью многофазных насосов находит широкое применение на промыслах.

Срок окупаемости методов использования нефтяного газа, внедряемых для утилизации газа с большими объемами (критерии В1, В2), в 1,5-2 раза короче, чем на месторождениях с малыми объемами (критерии В3, В4).

Рентабельность внедряемых технологий по утилизации ПНГ напрямую зависит от объемов газа, и при объемах менее 1 млн м<sup>3</sup>/год любые затраты по утилизации газа становятся не окупаемыми, кроме затрат на использование газа на собственные топливные и производственно-технологические нужды.

Передовые технологии, позволяющие получать из ПНГ на местах синтетическую нефть, сжиженные углеводороды, дизельное топливо, бензин, экономически выгодно внедрять при объемах газа не менее 50-100 млн. м<sup>3</sup>/год.

В связи с этим для количественной оценки добываемого ПНГ предлагается 1 - критерий В с уровнями: В1- объемы газа от 100 млн. м<sup>3</sup>/год и более; В2 - от 50 до 100 млн. м<sup>3</sup>/год; В3 - от 5 до 50 млн. м<sup>3</sup>/год; В4- до 5 млн. м<sup>3</sup>/год; В5- до 1 млн. м<sup>3</sup>/год.

**Критерий Г – Качественная характеристика газа.** Компонентные составы нефтяного газа, определяющие физико-химические и потребительские свойства Hill, по разным месторождениям значительно отличаются. По сравнению с природным газом, который на 85...95 % состоит из метана, объемное содержание углеводородов и их соотношение в попутном газе различных месторождений варьируется в широких пределах: содержание метана - от 30 до 85 %, этана - от 5 до 25 %, пропан-бутановой фракции - от 1 до 35 %, суммарное содержание пентана и высших углеводородов - от 0,6 до 5,0 %, азота - от 0 до 85 %, сероводорода - от 0 до 7,0 %.

Требования к качеству газа для магистрального транспорта нормируются по СТ РК 1666-2007, для промышленного и коммунально-бытового назначения - по ГОСТ 5542-87.

Для транспорта СУГ, использования его в качестве топлива или для переработки требуется подготовленный газ. Газ должен быть осушен от влаги, очищен от механических примесей и сернистых соединений, должен иметь ограниченное содержание высококалорийных углеводородов C<sub>5</sub><sup>+</sup> и выше.

Присутствие влаги в газе при температуре ниже 15 °С приводит к образованию кристаллогидратов  $\text{CH}_4 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ , забивающих трубопроводы, оборудование и стволы скважин, причем наличие в газе сероводорода и углекислого газа усиливает этот процесс. Осушка газа до необходимых значений точки росы осуществляется путем использования жидких и твердых поглотителей или путем переохлаждения, сжатия и вымораживания воды. Точка росы характеризует наивысшую температуру, при которой в данном газе образуются капли воды.

В магистральные газопроводы, которые предназначены для транспорта природного газа, можно подавать только сухой, бессернистый, отбензиненный нефтяной газ с давлением не менее 0,6 МПа. Нефтяной газ для этого должен быть подготовлен. Кроме очистки и осушки он должен подвергаться отбензиниванию до достижения точки росы по углеводородам в пределах от (0) до (-10) °С, при необходимости - обессериванию до содержания сероводорода не более 0,007 г/м<sup>3</sup> и компримированию при давлении менее 0,6 МПа. Все эти процессы дорогостоящие и их внедрение рентабельно при объемах газа более 300...500 млн м<sup>3</sup>/год.

Топливные качества нефтяного газа, характеризуются следующими показателями: теплотой сгорания, метановым числом, числом Воббе. Значения этих показателей зависят от компонентного состава газа и определяются количественным соотношением углеводородов и неуглеводородных включений.

Нефтяной газ отличается от природного газа по перечисленным показателям, газ более калорийный, метановые числа более низкие, а число Воббе значительно превышает допустимые значения. Низшая теплота сгорания ПНГ по месторождениям варьируется в пределах от 42 до 60 МДж/м<sup>3</sup>, в то время у природного газа - от 34 до 36 МДж/м<sup>3</sup>.

Газопоршневые агрегаты любых типов комплектуются приводными двигателями внутреннего сгорания, которые по конструкционным материалам и условиям теплообмена рассчитаны для работы на природном газе с низшей теплотворной способностью от 34 до 36 МДж/м<sup>3</sup>. При использовании нефтяного газа с повышенной теплотворной способностью перегрев двигателя неизбежен. Детонация и перегрев двигателя не позволяют реализовать номинальную нагрузку. Потери мощности достигают от 50 до 60 % [22].

Нефтяные газы имеют низкие значения метановых чисел, определяющиеся содержанием в них метана. Этот показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива, очень важная характеристика для использования газа в качестве топлива на газопоршневых агрегатах, чем меньше его величина, тем легче возникает детонация. Метановое число газовой смеси определяется расчетным путем по компонентному составу газа, единой методики в настоящее время не существует, сколько изготовителей оборудования по использованию газа, столько и расчетных методик. Метановое число грубо можно оценить по

содержанию углеводородов, для различных углеводородов значения метановых чисел составляют:

$\text{CH}_4$  - 100;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 43,7;  $\text{C}_3\text{H}_8$  - 34;  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  - 15; п- $\text{C}_4\text{H}_{10}$  - 10;  $\text{H}_2$  - 0.

Возможность использования нефтяного газа в качестве топлива в газотурбинных установках оценивается числом Воббе, равному отношению низшей теплотворной способности топлива квадратному корню из отношения плотностей газа и воздуха при нормальных условиях. Этот показатель характеризует однородность газа. Использование газа с числом Воббе более 49 МДж/м<sup>3</sup> в газотурбинных установках весьма проблематично, и изготовитель оборудования должен быть об этом проинформирован.

Таким образом, затраты на подготовку нефтяного газа для его транспорта и использования по месторождениям и предприятиям в зависимости от состава газа значительно отличаются и для некоторых удаленных, малодобитных месторождений, с высоким содержанием азота или сернистых соединений эти затраты не окупаются. Такой газ для недропользователя выгодно сжечь или рассеять. В таких случаях с целью сохранения энергетических ресурсов страны и её экологической безопасности для утилизации газа нужна действенная адресная поддержка государства.

Для оценки качественных показателей газа применительно к его использованию для промышленного и коммунального назначения предлагается критерий Г с уровнями: Г1 - газ соответствует требованиям ГОСТ 5542-87 «Газы горючие природные для промышленного и коммунального назначения»; Г2 - газ не соответствует требованиям ГОСТ 5542-87, с подуровнями, оценивающих попутный газ по нормируемым показателям ГОСТ 5542-87.

Для оценки качественных показателей «Hill» применительно к транспорту предлагается критерий Г3 - газ соответствует требованиям СТ РК 1666-2007 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам» и Г4 - газ не соответствует требованиям СТ РК 1666-2007. В случае если ПНГ оценивается критериями Г2 и Г4, то необходимо для использования привести его качество в соответствии с требованиями существующих стандартов путем реализации мероприятий по его подготовке и сероочистки.

**Критерий Д – Экономическая характеристика.** Факторы, влияющие напрямую – это вышеперечисленные технологические факторы, которые жёстко ограничивают возможности использования тех или иных методов утилизации. Технологические факторы имеют свойство большой инерционности - так, строительство трубопровода (а отсюда факт наличия/отсутствия) доступа к ГТУ имеет длительный характер и процесс перемены состояния занимает длительный срок.

Косвенными факторы в данном рассмотрении будут пониматься факторы, которые влияют на выбор недропользователя, но не ограничивают его. Такими факторами можно назвать экономические факторы. Они изменяются во времени, и могут изменяться интенсивно, но при этом влияние имеет определённый временной лаг, который будет изучен в данной работе.

Экономические факторы, которые могут влиять на уровень утилизации попутного газа – это в первую очередь ценовые факторы. Исходя из определения ПНГ как попутного от нефтедобычи газа, и отсутствием рынка ПНГ как такового, на утилизацию будут влиять цены нефти. Главным ценовым фактором казахстанской нефтедобычи является стоимость на международном рынке барреля нефти марки Brent, и именно этот фактор будет исследоваться в данной работе. Исходя из предположения, что при росте цен на нефть количество добываемой нефти возрастает, а, следовательно, растёт и количество добываемого попутного газа, который является не основным продуктом – рост стоимости барреля нефти должен уменьшать процент утилизации попутного газа.

Цены на продукты, которые могут быть связаны с утилизацией ПНГ – электроэнергия, природный газ, и полимеры. Гипотеза влияния данных показателей такова: цена на электроэнергию, на природный газ, на полиэтилен – рост утилизации.

**Критерий Е – Институциональные характеристика.** Институциональные факторы, рассматриваемые в данной работе – это факторы внутренней и внешней среды предприятий. Внутренняя среда характеризуется формой организации и формой собственности. Это могут быть крупные вертикально интегрированные компании (с точки зрения формы организации), либо независимые производители. Так же форма собственности может быть государственной либо частной.

Исходя из предположения о том, что крупные вертикально интегрированные компании (ВИНК) имеют больше возможностей и финансовых средств к осуществлению программ по утилизации, выдвинем гипотезу, что принадлежность предприятия к ВИНК увеличивает уровень утилизации. Относительно формы собственности сделаем предположение, что государство является менее эффективным собственником, а так же государственные предприятия имеют больший вес в отношениях с регуляторами - таким образом, предположим, что государственная форма собственности ведёт к снижению уровня утилизации.

Внешними факторами служат законодательная база, регламентирующая данную сферу, а так же наличие взаимосвязей предприятий с другими экономическими субъектами. Исходя из того, что общая логика политики правительства направлена на снижение количества сжигания попутного газа, законодательные акты должны быть направлены на увеличение степени утилизации. Связи с другими предприятиями и прочими потребителями служат дополнительной степенью свободы в утилизации попу того газа и так же должны увеличивать степень утилизации ПНГ.

Таким образом, по институциональным факторам можно сделать следующие предположения влияния на степень утилизации ПНГ: изменение законодательства, связи с предприятиями и прочими потребителями - рост утилизации, государственная собственность, вертикальная интеграция - падение утилизации.

### **1.2.2 Обоснование выбора эксплуатационных объектов для закачки нефтяного газа в условиях системы подготовки газа**

Современные технологии дают возможность использовать попутный газ в нефтехимии, производстве химических продуктов, получении электро- и теплоэнергии. Несмотря на это в Казахстане пока проще избавляться от попутного газа, чем отправлять его на переработку. Одним из вариантов полезного использования попутного нефтяного газа является его обратная закачка в пласт.

Закачка попутного нефтяного газа рассматривается как один из методов повышения добычи нефти. Применение закачки добытого газа осуществляется для поддержания пластового давления, что способствует максимальному извлечению из недр нефти и такого ценного сырья, как конденсат. Способ закачки газа имеет много технических особенностей. В процессе развития этого способа за рубежом накоплен значительный опыт, который может быть использован при реализации подобных проектов в Казахстане. Эксплуатирующими и экологическими организациями за рубежом проводится мониторинг возможных утечек закачанного газа. До сих пор не наблюдалось проблемных случаев, экономическая и экологическая эффективность мероприятий по закачке газа признается положительной.

Сжигание ПНГ приводит к значительному ущербу окружающей среде и способствует парниковому эффекту, наносит вред здоровью населения, а также в целом экономике страны [23]. Газовые методы воздействия на нефтяные пласты в мировой практике применяются достаточно давно. Закачка газа высокого давления применяется с 1949 г. при вытеснении остаточной нефти в обводненных пластах. Эффективным методом является закачка растворенного газа, содержащего промежуточные углеводороды ( $C_2-C_4$ ). Эффективность вытеснения во многом определяется составом газа: чем больше этан-пропан-бутановых компонентов, тем выше эффективность. При закачке газа высокого давления часть газа растворяется в нефти, а часть нефтяных компонентов испаряется в паровую фазу [24]. Благодаря такому компонентному обмену в пласте образуется смесь углеводородов переменного состава, что приводит к изменению свойств фаз, а именно их гидродинамических характеристик. Наибольшая эффективность газового воздействия достигается в условиях смешивающегося режима вытеснения, когда паровая и жидкая фазы перемешиваются, образуя один суперкритический флюид. Под попутным нефтяным (растворенным) газом понимается смесь легких и средних углеводородов, находящихся в пластовых условиях в растворенном состоянии в нефти. Содержание растворенного газа может колебаться от нескольких единиц до нескольких тысяч кубических метров на тонну нефти. Растворенный газ содержит кроме метана более 15% (мольных долей) этана, пропана, бутана и других углеводородов.

Всего в мире повторно закачивается около 11% добываемого газа. Доля газа, закачиваемого в пласт (по отношению к валовой добыче в стране), наиболее велика в Алжире, Норвегии, Венесуэле, Иране и ОАЭ. Более 15 %

добытого в США газа вновь закачивается в пласт для поддержания пластового давления и повышения нефтеотдачи [25]. В Казахстане этот метод редко используется, так как это высокочрезвычайно затратный процесс.

Автор данной работы провел исследования по закачке ПНГ в пласт для месторождения Кенлык в Кызылординской области. В процессе применения данного способа за рубежом накоплен значительный опыт, который может быть использован при реализации подобных проектов в Казахстане. В Канаде и в России на многих промыслах процесс осуществляется в климатических условиях, соответствующих условиям Кызылординской области [26]. По своим свойствам ПНГ является ценным углеводородным сырьем, однако его использование может быть нерентабельно для недропользователей по причине высокого содержания примесей, малых объемов добычи (недостаточных для продажи) и т.д.

Кроме того, для использования ПНГ необходимо транспортировать его на ближайший газоперерабатывающий завод, что требует строительства новых объектов трубопроводного транспорта, а значит, немалых капиталовложений, которые могут и не окупиться, особенно для небольших или отдаленных месторождений. Вследствие вышесказанного до недавних пор большие объемы газа сжигались на факелах в пределах промысла. В последние годы резко обострился интерес мирового энергетического, экологического и делового сообщества к проблеме утилизации попутного газа, как из экологических, так и из финансовых соображений. С одной стороны, сжигание попутного газа в факелах дает около 1% всех мировых выбросов парникового углекислого газа [27]. С другой стороны, это уничтожение ценных невозобновляемых природных ресурсов. В статье предлагается рассмотреть вопросы, связанные с оценкой эффективности вытеснения нефти и снижения обводненности продукции добывающих скважин помощью ПНГ при его утилизации. Для оценки эффективности предлагаемой технологии рассматривалась гидродинамическая модель в программном комплексе Eclipse.

#### Общие сведения о месторождении

Промышленная нефтегазоносность на месторождении Кенлык установлена в двух нижнемеловых продуктивных горизонтах (М-II-2 и М-II-1), в толще пород арыскупского горизонта и продуктивном горизонте в коре выветривания в верхней части разреза доюрских отложений (Ф-I).

Исходные данные по объекту исследования были взяты из данных геолого-физической характеристики месторождения Кенлык, Кызылординской области. Построенная гидродинамическая модель представляет собой продуктивный пласт с характеристиками горизонта М-II-1. Породы данной части объекта исследования представлены Мезозойской группой мелового периода и в основном сложены из известняков с прослоями песчаников и доломитами. Тектоническая структура месторождения Кенлык представлена поднятием Аксайской горст-антиклинали и осложнена небольшими локальными сводами. В связи с этим численная модель будет основываться на антиклинальной структуре, соответствующей глубине выбранного горизонта

[28, 29]. В таблице 1.1 представлена краткая геолого-физическая характеристика модели.

Таблица 1.1 – Геолого-физическая характеристика модели

Параметр	Значение
Средняя глубина залегания, <i>м</i>	1461
Пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$	64,7
Начальное пластовое давление, <i>МПа</i>	11,0
Пористость, <i>д.ед.</i>	0,21
Средняя проницаемость по керну, <i>mD</i>	25,3
Коэффициент песчаности, <i>д.ед.</i>	0,43

Данные, относящиеся к петрофизическим свойствам коллектора, относительным фазовым проницаемостям и коэффициентам сжимаемости пород были взяты для характерных типов пород данного объекта и могут иметь некоторую степень неточности.

#### Характеристика пластовых флюидов

При обосновании выделения эксплуатационных объектов была проведена оценка определяющих критериев выделения объектов, к которым отнесены: характер насыщения продуктивных залежей, объем сосредоточенных в них запасов, площадь нефтеносности, эффективные нефтенасыщенные толщины, размер, форма и конфигурация залежей, степень их совпадения в плане, продуктивные и фильтрационные свойства пластов и характер их распределения по площади, физико-химические свойства насыщающих флюидов.

Нефтенасыщенность исследуемого горизонта в среднем составляет 61%. Это означает достаточно большое содержание остаточной насыщенности воды. Остаточная вода моделируется как связанная, то есть является неподвижной [30].

Таблица 1.2 – Физико-химические свойства нефти, средние значения для горизонта М-II-1

Параметр	Значение
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	814
Плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$	677
Вязкость нефти в поверхностных условиях, <i>мПа*с</i>	6,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, <i>мПа*с</i>	0,65
Пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$	64,7
Объемный коэффициент нефти, <i>д.ед.</i>	1,313
Давление насыщения нефти газом, <i>МПа</i>	6,67
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	120,23

Нефть характеризуется как легкая, парафинистая, малосернистая, с большим содержанием растворенного газа в пластовых условиях. Данные по пробам нефти с горизонта М-П-1 имеют достаточно большой разброс в значениях, поэтому результатами исследования нефти считаются осредненные значения по нескольким скважинам. Основные характеристики нефти этого объекта приведены в таблице 1.6.

Компонентный состав нефтяного газа определен по результатам анализов проб с месторождения. Плотность газа принята как  $1,07 \text{ кг/м}^3$ , что представляет собой среднее значение для скважин соответствующего горизонта залегания. Данные по вязкости газа в пластовых условиях будут получены в результате численного эксперимента на симуляторе Eclipse.

#### Построение геологической модели

Численная модель объекта имеет антиклинальную структуру. Она построена неравномерной структурной сеткой с помощью геостатического симулятора Gosad. Размер сетки модели представляет собой  $50 \times 38 \times 25$  ячеек. Ячейкам сетки присвоены средние значения свойств пород для горизонта М-П-1. Профильный разрез модели представлен на рисунке 1.6.

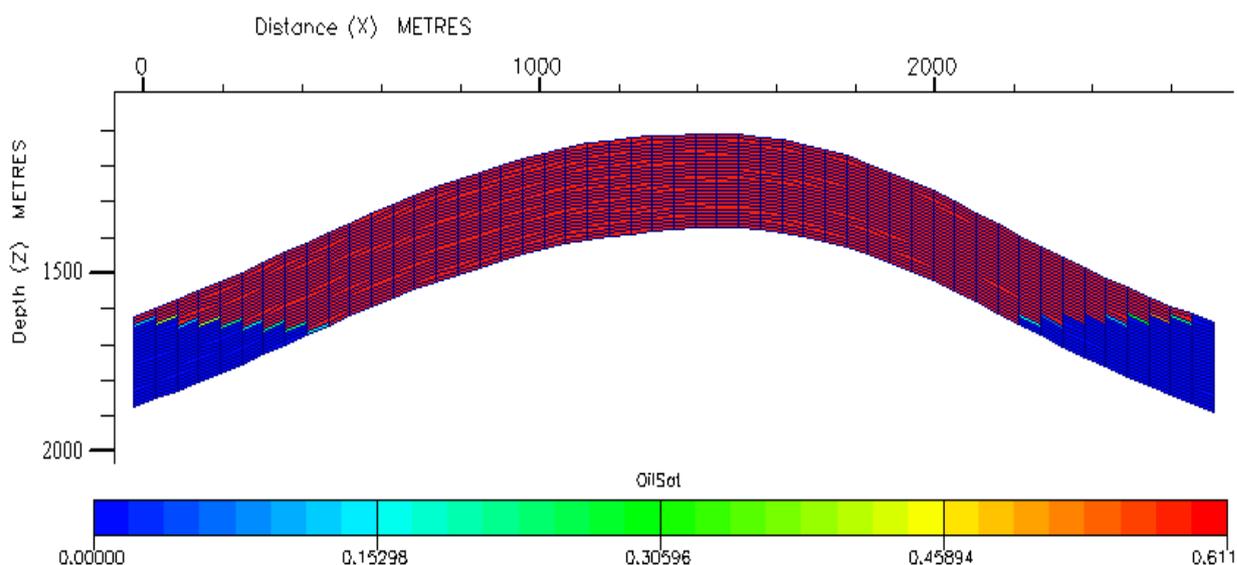


Рисунок 1.6 – Профильный разрез гидродинамической модели; цветовой шкалой обозначена нефтенасыщенность

#### Гидродинамическая модель Blackoil

Для гидродинамических расчетов в данной работе был использован гидродинамический симулятор ECLIPSE, установленный в Лаборатории энергетики и теоретической и прикладной механики (ЛЕМТА) Университета Лотарингии. Мы использовали симулятор E100, который соответствует термодинамической модели Blackoil. Основной гипотезой модели Blackoil является упрощенное моделирование состава нефти, как тяжелого и легкого компонентов. Такое приближенное поведение нефти применимо в случае, когда изменение состава нефти при фазовых переходах является незначительным.

Большинство нефтей отвечает данному условию и моделируется термодинамической моделью Blackoil. Нефть месторождения Кенлык также соответствует данным критериям [31].

Композиционные изменения состава нефти в модели Blackoil рассчитываются по количеству растворенного газа в нефти (газосодержание), которое изменяется с изменением давления в пласте.

Для построения модели фазового поведения пластового флюида был применен модуль PVTi пакета ECLIPSE. Для модели пластового флюида использовался усредненный состав нефти для горизонта М-II-1, давление насыщения нефти и плотность нефти. По данным состава была построена композиционная модель с тремя псевдо-компонентами, отвечающими за поведение средних и тяжелых углеводородов [32]. Затем поведение данной композиционной модели было коррелировано по свойствам к поведению нефти из горизонта М-II-1, а именно по давлению насыщения, по плотности нефти, по количеству растворенного газа в нефти и по вязкости нефти в условиях пласта. По этим данным была построена фазовая диаграмма поведения углеводородной системы в координатах давление – температура, которая представлена на рисунке 1.7. На данной диаграмме вертикальной линией обозначена постоянная температура в резервуаре,  $T=337,85$  °К; серой линией обозначена линия насыщения нефти газом, или bubble point line, а черной линией обозначена линия росы, dew point line. На рисунке 1.7 точкой обозначена критическая точка, которая имеет значения  $P_c=58,57$  bar и  $T_c=572,05$  °К ; пунктирная линия обозначает процентное отношение 50:50 жидкой и газовой фаз.

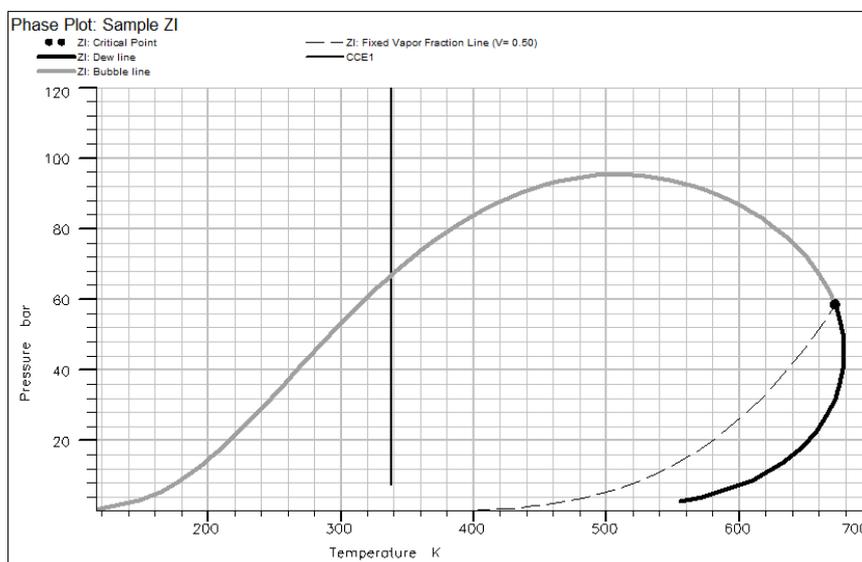


Рисунок 1.7 – Фазовая диаграмма поведения углеводородной системы месторождения Кенлык, горизонта М-II-1

Далее, с помощью модуля PVTi, данная композиционная модель была переведена в модель Blackoil. Т.к. температура в резервуаре остается неизменной в течение всего периода эксплуатации, то вместо решения

уравнений фазового состояния в модели Blackoil использует таблицы параметров состояния нефти и газа как функций от давления. На рисунке 1.8 показано поведение объемного коэффициента нефти как функция от давления и газосодержания [33].

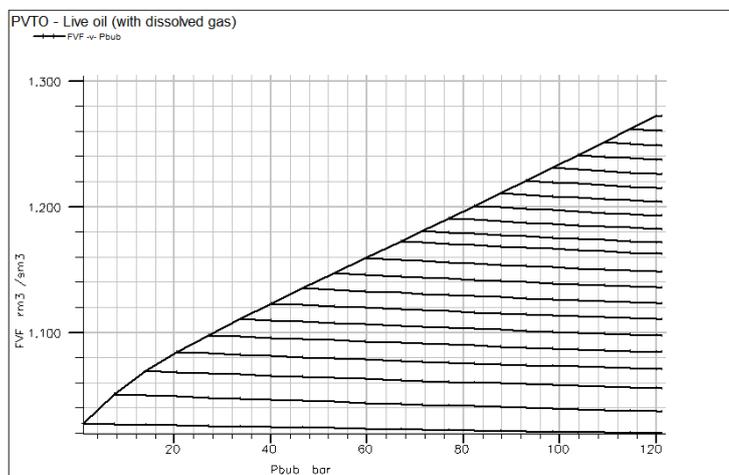


Рисунок 1.8– Поведение объемного коэффициента для нефти (FVF) для горизонта М-П-1

На рисунках 1.9, 1.10 и 1.11 представлены свойства нефти и газа, рассчитанные по термодинамической модели Blackoil для углеводородной системы месторождения Кенлык, горизонта М-П-1.

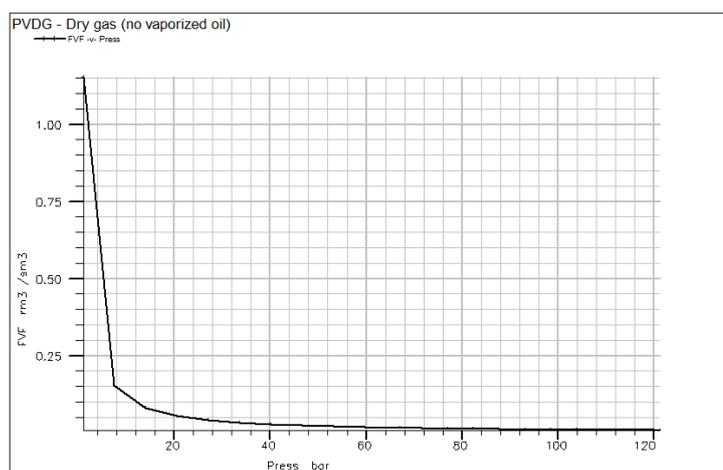


Рисунок 1.9 – Объемный коэффициент для нефтяного газа

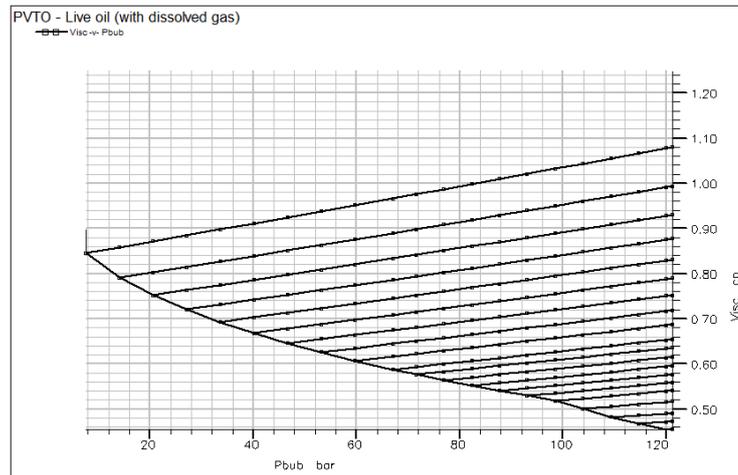


Рисунок 1.10 – Вязкость нефти  $\mu_o$  для различных давлений насыщения

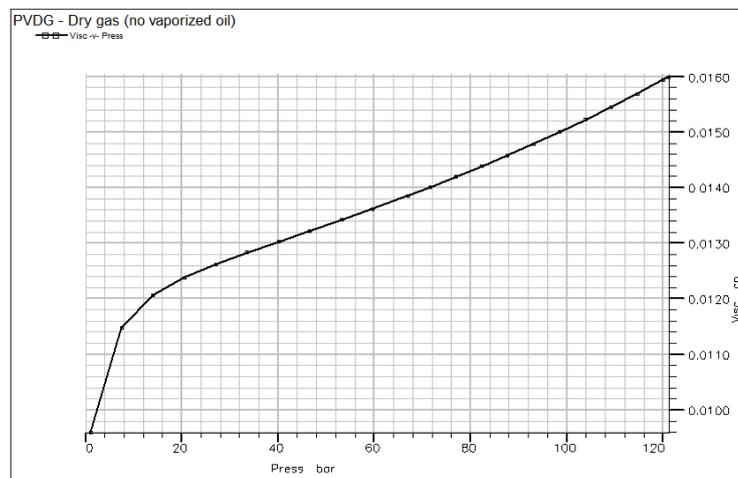


Рисунок 1.11 – Поведение вязкости газа  $\mu_g$  как функции давления

Для воды приняты следующие свойства: плотность воды в пластовых условиях равна 1000,0 кг/м<sup>3</sup>, ее вязкость – 0,4 мПа\*с, объемный фактор для воды равен 1 д.ед., коэффициент сжимаемости для воды равен 1.e-4 1/bar.

Математическая формулировка

Уравнения сохранения массы для трех фаз имеют следующий вид:

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_w}{B_w} \right) + \text{div} \left( \frac{V_w}{B_w} \right) = q_w, \quad \phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_o}{B_o} \right) + \text{div} \left( \frac{V_o}{B_o} \right) = q_o, \quad (1.1)$$

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_s S_o}{B_o} \right) + \text{div} \left( \frac{V_g}{B_g} + \frac{R_s V_o}{B_o} \right) = q_g$$

где  $\phi$  - пористость,  $S_i$  - насыщенность i-й фазы, соответственно воды, нефти или газа (w, o, g),  $V_i$  - скорость Дарси для i-й фазы, соответственно (w, o, g),  $B_i$

- объемный коэффициент  $i$ -й фазы, соответственно (w, o, g),  $R_s$  - коэффициент газосодержания в нефти,  $Q_i$  - внешний источниковый член, соответствующий объемному дебиту закачки или отбора для  $i$ -й фазы, соответственно (w, o, g).

Уравнения для скоростей фаз записываются в следующем виде :

$$\vec{V}_i = -\frac{K k_{ri}}{\mu_i} [\text{grad } P_i - \rho_i g]. \quad i = w, o, g \quad (1.2)$$

где  $K$  – абсолютная проницаемость пласта,  $\mu_i$  - динамическая вязкость для  $i$ -й фазы,  $k_{ri}$  - относительная проницаемость для  $i$ -й фазы,  $\rho_i$  - плотность  $i$ -й фазы,  $P_i$  - давление в  $i$ -й фазе, соответственно в воде, нефти или газе (w, o, g).

Функции относительных фазовых проницаемостей построены для пород, характерных для исследуемого объекта и они учитывают заземленные насыщенности для каждой фазы [34].

Уравнения сохранения массы (1.1) и количества движения (1.2) дополнены уравнениями состояния для флюидов и пористой среды, который описаны выше.

Плотности фаз в условиях резервуара рассчитаются по следующим зависимостям:

$$\rho_o^{RES} = \frac{\rho_o^{ST} + R_s \rho_g^{ST}}{B_o}, \quad \rho_g^{RES} = \frac{\rho_g^{ST} + R_v \rho_o^{ST}}{B_g}, \quad \rho_w^{RES} = \frac{\rho_w^{ST}}{B_w}. \quad (1.3)$$

где  $\rho_i^{RES}$  - плотность  $i$ -й фазы в условиях резервуара,  $\rho_i^{ST}$  - плотность  $i$ -й фазы при стандартных условиях,  $B_i$  - объемный коэффициент  $i$ -й фазы,  $R_v$  - коэффициент содержания испаренной нефти в газе (0 для сухого газа),  $R_s$  - коэффициент содержания газа в нефти, соответственно (w, o, g).

Для расчета изменения объемов фаз в условиях резервуара данная модель учитывает сжимаемость пород, коэффициент сжимаемости пород равен  $C = 1 \cdot 10^{-4}$  1/bar [35].

Условия для гидродинамической модели

По кровле подземный резервуар ограничен непроницаемой границей, представленной глинистыми пропластками вышележащего горизонта М-П-2. По периферии резервуар имеет контакт с пластовой водой. Во время эксплуатации месторождения замечено существенное влияние вторгающейся воды в резервуар, поэтому модель аналитического акифера присоединена по периферии внешнего контура ВНК. Для акифера использована модель Carter-Трасу, с ограниченным радиусом влияния [36]. Параметры для модели акифера выбраны в соответствии с данными об умеренном темпе вторжения воды в залежь.

Начальное распределение фаз в модели задано относительными фазовыми проницаемостями и положением ВНК. В начальном состоянии резервуар не содержит свободного газа, то есть нефть ненасыщенная, так как

начальное давление 11,0 МПа выше чем давление насыщения нефти,  $P_{\text{нас}}=6,67$  МПа.

#### Расчеты и результаты

Симулятор Eclipse был применен для гидродинамических расчетов, с целью исследовать закачку ПНГ в конкретном секторе месторождения. Декартовы координаты с геометрией угловой точки были выбраны для пространственного ориентирования модели. Эффективные значения пористости и проницаемостей учитывают наличие системы трещин в резервуаре. На рисунке 1.8 показан горизонтальный план модели резервуара. Для расчетов использовалось семь добывающих скважин и одна нагнетательная, расположенная в наивысшей части кровли пласта [37].

Так же в данной работе рассматривались вопросы, связанные с оптимизацией объемов закачки воды. Поэтому решение проблемы снижения обводненности продукции скважин было рассмотрено на уровне проведения комплекса мероприятий, таких как изменение дебитов скважин и их зон перфорации [38].

Технологические параметры для расчетов, такие как дебит добывающей скважины, темп закачки рабочего агента в нагнетательную скважину, а также размеры увеличения вторичной газовой шапки подбирались исходя из геолого-физических характеристик модели и расположения добывающих и нагнетательной скважин модели [39].

Добыча нефти и нагнетание ПНГ осуществлялись со следующими технологическими параметрами: дебит добывающей скважины  $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$  в пластовых условиях, ограничение по забойному давлению 140 bar; темп закачки рабочего агента в нагнетательную скважину от  $100000 \text{ нм}^3/\text{сут}$  до  $400000 \text{ нм}^3/\text{сут}$  при ограничении забойного давления до 200 bar. Ограничение на газовый фактор добывающих скважин принято равным  $1500 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и служит граничным условием для срока разработки. На практике принятое ограничение связано с соответствием скважин дополнительным требованиям по герметичности и давлению на устье скважин. Срок разработки в данном расчетном варианте составил 10 лет, и представлены в рисунке 1.12 и 1.13. Разработка считается законченной по достижении значения обводненности скважинной продукции 98%.

Расчеты закачки ПНГ (модель XXX\_E100) сравнивались с базовым вариантом (модель XXX\_E100-NOINJ), когда попутный газ не использовался для обратной закачки в пласт, а просто являлся часть добываемой продукции [40].

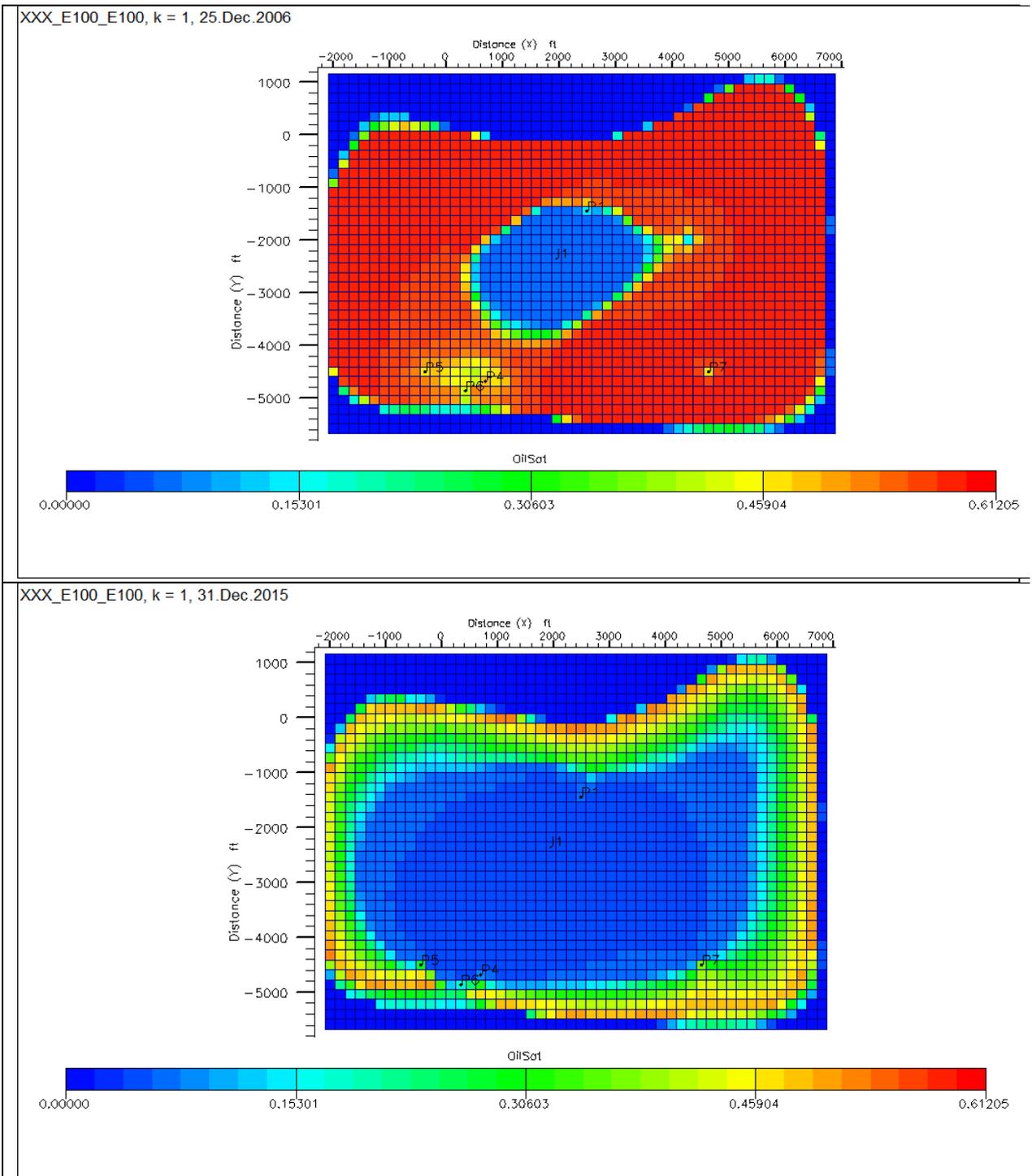


Рисунок 1.12 – Начальные и текущие значения нефтенасыщенности для модели с закачкой газа со сроком разработки 10 лет (2006 – 2016 гг.)

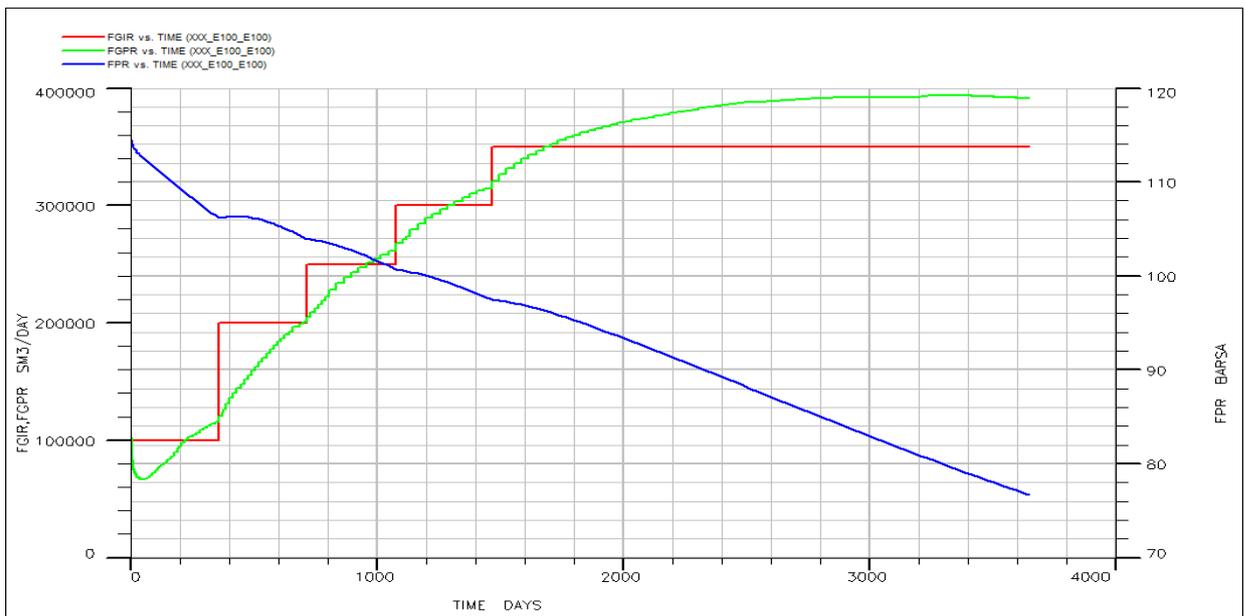


Рисунок 1.13 – Начальные и текущие значения темп нагнетания дебит газа и среднего давления для модели со сроком разработки 10 лет

В результате выполненных численных расчетов и их анализа установлено, что большая часть фонда скважин будет работать с обводненностью, которая превысит 85% (7 скважин). По всем скважинам получены расчетные данные эксплуатации, отражающие изменение обводненности, дебитов нефти и жидкости с течением времени. Таким образом, выделены 4 скважины, находящиеся в исследуемой зоне, на которых наблюдается резкое увеличение обводненности. Это скважины Р4, Р5, Р6 и Р7. Графики эксплуатации скважины Р4 с закачкой (зеленая кривая) и без закачки газа (синяя кривая) приведены на рисунке 1.14. Основными требованиями при подготовке нефти в пластовых условиях в настоящее время считается получение следующих факторов: снижение поверхностного натяжения на границе нефть-вода и нефть-порода; снижение капиллярного эффекта; расстановка скважин на линиях максимальных градиентов давлений; выбор наиболее целесообразных расстояний между скважинами (рядами); создание наиболее благоприятных условий фильтрации в призабойных зонах добывающих скважин [41].

Известно, что бесконтрольная и нерегулируемая эксплуатация скважин может приводить к повышению темпов обводненности продукции. Создание высоких депрессий на пласт в сложных геолого-физических условиях, определяемых высокой неоднородностью коллектора и значительной вязкостью нефти, может приводить к прорыву воды по высокопроницаемым пропласткам и преждевременному обводнению продукции [42,43,44].

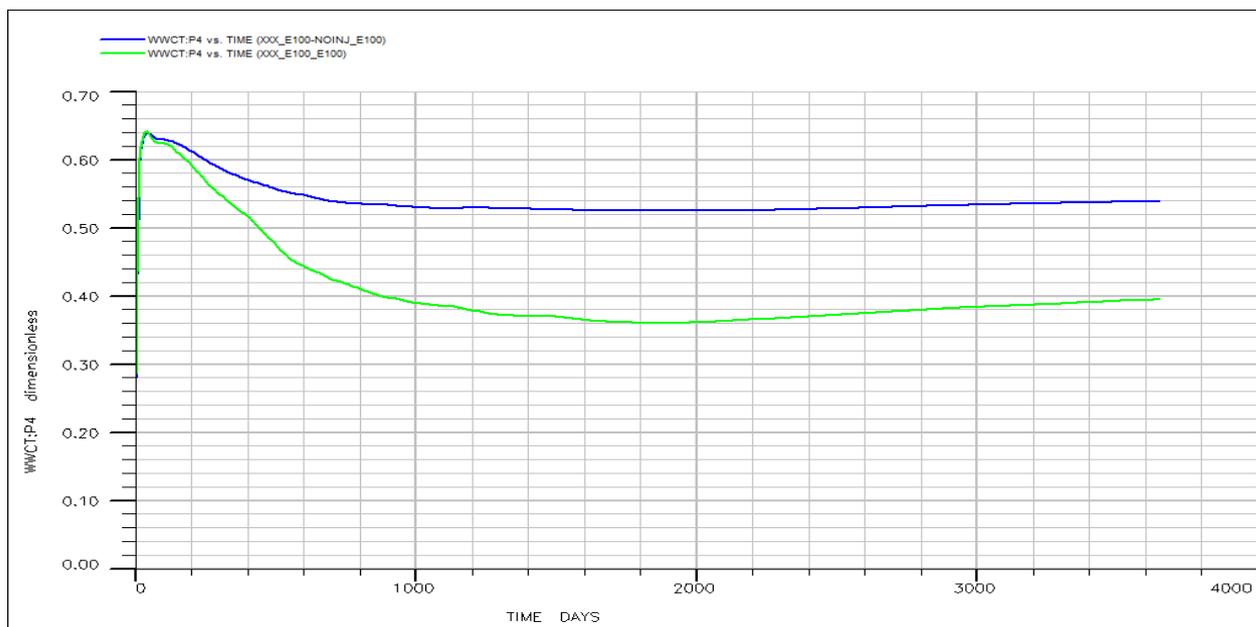


Рисунок 1.14 – График обводненности скважины P4

О нефти и воде, как о несмешивающихся между собой жидкостях можно привести очень весомые факторы, хотя до настоящего времени ученые-нефтяники признают смешанность или накопление воды рядом с нефтяным пластом. Но факты весьма упрямы и подтверждают то, что вода одновременно с нефтью не должна встречаться, так как в глубоких слоях земной коры она вообще отсутствует [45].

Исключение из эксплуатации высокообводненных скважин ведет к потерям текущих отборов нефти и снижению коэффициентов нефтеизвлечения. Проблема выбора рационального режима эксплуатации скважин, при котором не происходит преждевременное обводнение скважин при сохранении их высокой производительности, актуальна для каждого нефтяного месторождения [46].

Данный вариант применения ПНГ возможен при неприемлемых затратах на транспортировку газа или продуктов его переработки к месту дальнейшего использования. Также условием выбора данного варианта является наличие технической и геологической возможностей для результативной закачки ПНГ в пласт. Одним из важных условий использования данного варианта применения попутного газа является его достаточный объем для результативного поддержания пластового давления. Потребность в суточной закачке газа определяется суммированием извлекаемых объемов нефти, воды, газа, приведенных к пластовым условиям [47].

Представленные результаты показали, что в сравнении с базовым вариантом, метод обратной закачки газа в пласт на выбранном участке месторождения Кенлык приводит к снижению обводненности по месторождению на 4% (рисунок 1.15) и к увеличению коэффициента извлечения нефти на 4% (рисунок 1.16) за расчетные 10 лет.

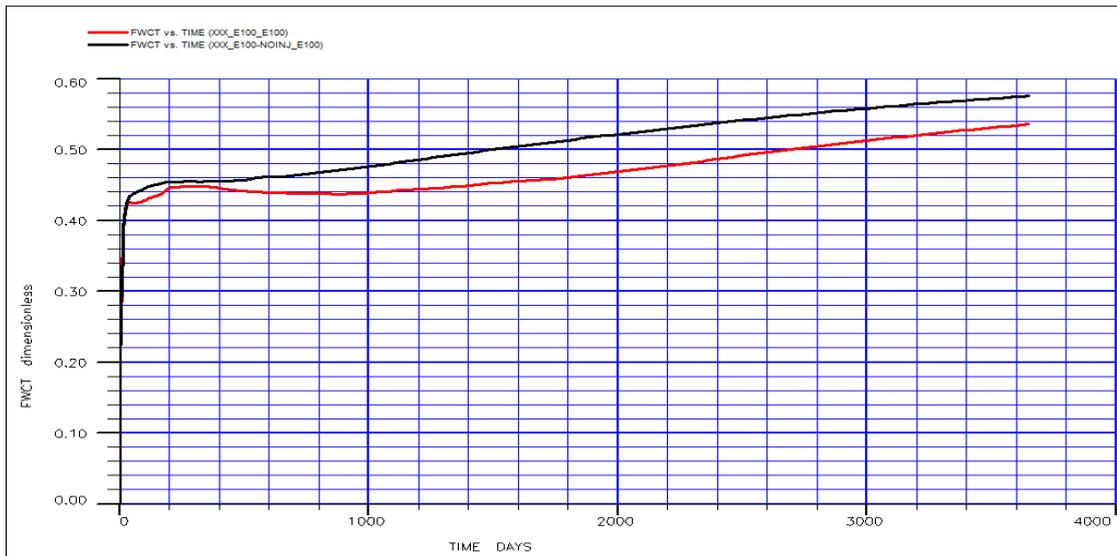


Рисунок 1.15 – График обводненности месторождения с закачкой и без закачки газа

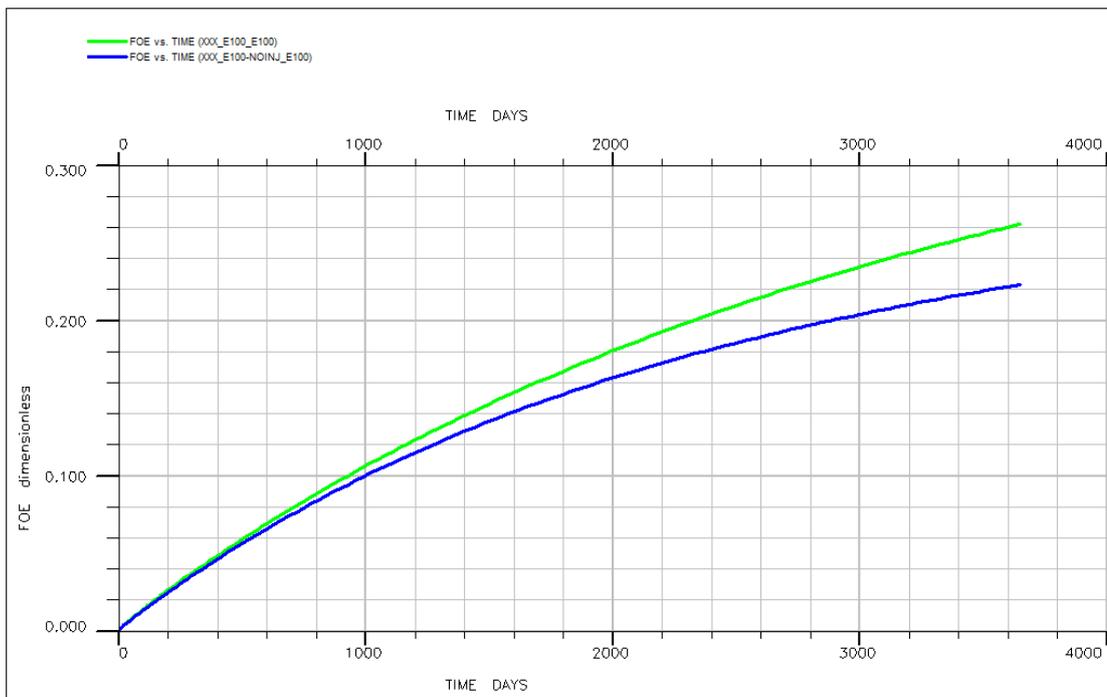


Рисунок 1.16– График нефтеотдачи пласта с технологией закачкой газа в пласт

### 1.3 Выбор цели и постановка задачи, методика проведения исследования

Современный уровень развития технологии, а также накопленный опыт позволяют решать комплексные задачи, стоящие перед производителями, возникающие при добыче, подготовке и утилизации нефтяного газа.

Сегодня предложены и реализованы технические решения, позволяющие на различных этапах разработки, конструирования, оптимизации работы

оборудования, а также при подготовке рабочего персонала добиваться высоких результатов при минимальных сроках.

В качестве исследования был выбран процесс низкотемпературной сепарации газа в связи с распространенностью данной технологии при подготовке газа. Однако существует ряд проблем, которые характерны для низкотемпературной сепарации. В первую очередь это невозможность работы на постоянном установившемся режиме, как следствие постоянного снижения давления на месторождении, постоянный ввод в эксплуатацию и отключения скважин, работы по оптимизации и ремонту системы сбора промышленной продукции, поступление жидкостных пробок из системы сбора и многое другое. Изменение параметров на входе в установку, происходящие с различными характерными временами – от секунд до дней и месяцев, требует грамотного подхода к расчету корректирующих действий для сохранения оптимальных режимов работы установки и гарантирования требуемого качества продукции на выходе. Кроме того, так как в данной технологии применяются низкие температуры и высокие давления, в оборудовании и трубопроводах образуются гидратные пробки [48, 49].

Одна из проблем при обслуживании действующей установки является управление и прогнозирование работы установки в условиях переходного режима, т.е. в промежутке времени, необходимого для перехода из одного стационарного режима в другой. Данные явления на действующих установках подготовки газа встречаются повсеместно – это такие процессы, как запуск, остановка оборудования, изменение режима работы, связанные со снижением давления на месторождении, подключением дополнительного числа скважин, изменение состава сырья, поступающего на переработку, и т.д. По факту, любое возмущение в системе приводит к переходному состоянию.

Поэтому **целью работы** является создание условий эффективного процесса разделения углеводородов в аппаратах установки комплексной подготовки газа с уменьшением содержания тяжелых углеводородов  $C_{5+}$  учитывающей закономерности фазовых превращений углеводородных систем.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- разработать критерии выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих реализацию этих методов на месторождениях;

- установить причины неполной утилизации нефтяного газа;

- исследовать процесс низкотемпературной сепарации газа и установление закономерностей изменения параметров фазового равновесия, связанных с установлением термобарических условий и расходов жидкостей и газа, и их влияния на переходные режимы работы аппаратов в динамических условиях;

- расчет физических свойств (вязкость, плотность, теплоемкость) смесей на входе в аппараты. Определение термодинамических параметров процессов, протекающих в аппаратах технологической установки низкотемпературной сепарации (энтальпия, константа фазового равновесия);

– построение динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа, основанной на математических моделях отдельных аппаратов и установленных связях между ними. Проверка программно-реализованной имитационной динамической модели на адекватность отображения реальных процессов, протекающих в действующих аппаратах технологической схемы установки низкотемпературной сепарации газа в стационарных и динамических условиях.

### **Выводы по разделу 1**

Проведен анализ фактического состояния показателей добычи и утилизации нефтяного газа по нефтедобывающим предприятиям и регионам страны за период 2009-2016 г.г.

Выявлены факторы, влияющие на выбор эффективных методов утилизации ПНГ, к которым отнесены: инфраструктура района расположения месторождения, стадия разработки месторождения, количественная и качественная характеристика газа. Рассмотрены и проанализированы текущие и проектные (начальные) результаты проб анализ попутного нефтяного газа.

Выявлены характерные особенности добычи и утилизации нефтяного газа при эксплуатации нефтяных месторождений:

– рассмотрены и проанализированы существующие технологии подготовки и переработки попутного нефтяного газа, используемые для выделения тяжелых углеводородных газов применительно к промышленному обустройству нефтяных месторождений;

– определен ряд процессов, которые необходимо рассматривать при промышленной подготовке попутного нефтяного газа, направляемого на подготовку или переработку с целью извлечения из попутного нефтяного газа легких жидких углеводородов.

Разработан критерии выбора эффективных методов утилизации нефтяного газа и создания условий, стимулирующих реализацию этих методов на месторождениях.

При закачке ПНГ коэффициент обводненности двух скважин ниже, чем при текущей технологии заводнения, это, прежде всего, связано с охватом пласта технологией. Одним из факторов, влияющих на эффективность применения технологии газового воздействия, является неоднородность фильтрационно-емкостных свойств пласта. В неоднородном пласте газ в низкопроницаемом пропластке подвижней, чем вода. За счет этого повышается охват пласта технологией и, следовательно, увеличивается темп отбора от извлекаемого запаса нефти (НИЗ) и снижается обводненность скважины.

В представленных расчетных вариантах прирост нефтеотдачи (FOE) от применения технологии закачки газа по сравнению с технологией без закачки газа составляет 4%. Проведенные расчеты показывают, что повышение эффективности реализации газового воздействия при использовании в качестве газового агента ПНГ может быть достигнуто на основе последовательной закачки газа в условиях системы подготовки нефти и газа.

## **2 Теоретические исследования технологических процессов и подготовки газа в промышленных условиях**

### **2.1 Установление рациональных параметров низкотемпературной сепарации газа с применением системы динамического моделирования**

Основными факторами, определяющими режим работы установки в динамических условиях, являются: давление и температура, состав и количество поступающего сырья на переработку, конструкционные особенности оборудования.

#### **Давление и температура**

Данные параметры являются основными факторами, определяющими режим работы установки. Изменяя их в последовательно установленных аппаратах, можно добиться оптимальных режимов работы, способствующих достижению максимального выхода целевых продуктов и соответствия требованиям качества. Так, на увеличение выхода сухого отбензиненного газа и газового конденсата существенное влияние оказывает понижение давления в системе [50].

#### **Состав сырья, поступающего на сепарацию**

Средняя молекулярная масса сырья (зависящая от компонентного состава) значительным образом влияет на температуру конденсации. При увеличении молекулярной массы растет температура, при которой происходит конденсация.

Также состав влияет на нормальный режим работы. Так, наличие большого количества парафинов при относительно низких температурах вызывает образование пробок внутри аппаратуры. Влага является причиной образования гидратов, что также нарушает нормальную работу установки.

#### **Количество сырья, поступающего на сепарацию**

Для каждой конкретной установки существуют нормы технологического режима. Один из основных показателей работы – это количество поступающего сырья. Данный показатель влияет на эффективность сепарации, т.к. связан с временем пребывания сырья в аппарате. Оптимальное время пребывания обеспечивает максимальную эффективность процесса, при этом минимизируя унос жидкости и газа [51].

Также необходимо понимать, что конкретное оборудование рассчитано на определенные расходы. В случае необоснованного повышения расходов в аппаратах, эффективность сепарации снижается.

#### **Конструкция сепарационных аппаратов**

Основными аппаратами процесса НТС являются: сепараторы, дегазаторы, выветриватели. Правильно подобранная конструкция сепараторов определяет эффективность процесса разделения газа и жидкости. В зависимости от конкретных условий, в конструкцию могут входить циклоны, центробежные устройства, фильтры различного строения.

Таким образом, в рассмотренной технологической схеме основными узлами, определяющими эффективность процесса сепарации являются:

сепараторы, теплообменники. Математическое описание оборудования сводится к определению основных процессов, в них протекающих, а также учете различных факторов, которые являются причиной неидеальной работы оборудования. Так, для сепараторов основным процессом является разделение газовой и жидкой фаз, которое можно описать уравнениями фазового равновесия. Не идеальность процесса учитывается вводом коэффициентов уноса.

Исследование процесса низкотемпературной сепарации газа основано на использовании стратегии системного анализа и метода математического моделирования массообменных и тепловых процессов.

Построение имитационной математической модели, основано на составлении нестационарной математической модели химико-технологической системы, которая представляет собой систему уравнений материального и теплового балансов отдельных аппаратов и уравнения связей между элементами системы.

#### Материальный баланс

Пусть в  $i$ -й аппарат химико-технологической системы поступает сколько угодно множество потоков  $M$  и выходит сколько угодно множество  $R$  потоков.

Материальные потоки  $i$ -го аппарата химико-технологической системы. Согласно закону сохранения масс, в аппарате накапливается количество вещества за счет разности материальных потоков на входе в аппарат и на выходе из него (рисунок 2.1).

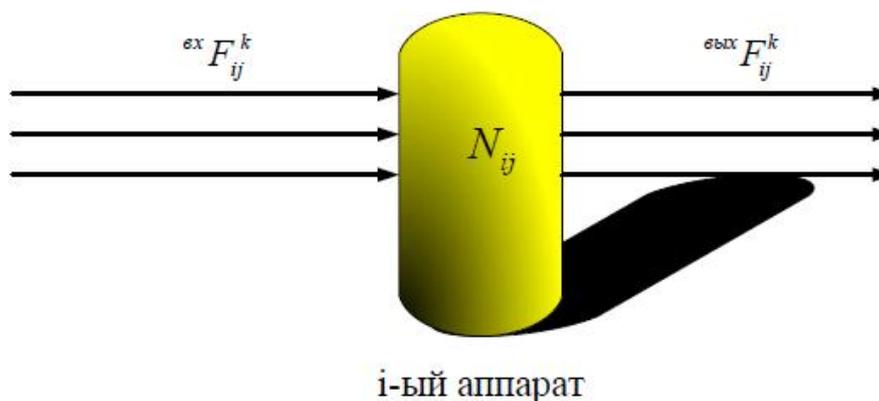


Рисунок 2.1 - Схема материальных потоков  $i$ -го аппарата химико-технологической системы

При известном количестве вещества и геометрических размерах аппарата можно рассчитать следующие параметры:

- 1) фазовое равновесие и распределение газовой и жидкой частей потока;
- 2) уровень жидкости в аппаратах;
- 3) давление в аппаратах.

На первом этапе для решения поставленной задачи был проведен комплексный анализ системы:

- Определена структура процесса НТС, а также количество объектов, для которых необходима разработка математической модели (сепараторы, теплообменники, разделители жидкости, эжекторы, трубопроводы и др.).

- Обоснованы методики расчета физико-химических свойств компонентов (плотность, текучесть и др.), поступающих в систему.

Также для описания системы произведен выбор методик для расчета основных термодинамических свойств веществ, а также процессов, протекающих в аппаратах (сепарация, теплообмен, фазовое распределение вещества). Далее на основе физико-химических закономерностей процессов в ходе НТС, построены математические модели аппаратов.

## 2.2 Определение рациональных параметров и режимов работы установки низкотемпературной сепарации газа

### 2.2.1 Математические описания технологического оборудования

Математическое описание сепарационного оборудования

При моделировании процесса сепарации газа предполагается, что в процессе сепарации достигается состояние фазового равновесия, т.е. такое состояние при котором скорость перехода частиц из газовой в жидкую фазу равны между собой.

Уравнение материального баланса сепаратора можно представить в виде:

$$F=G+ L, \quad (2.1)$$

или

$$F u_i = G y_i + L x_i, \quad (2.2)$$

где  $F$  – расход исходной смеси, кг/с;

$L$  – расход жидкой фазы, кг/с;

$G$  – расход пара, кг/с;

$u_i$  – концентрация  $i$ -го компонента в исходной смеси;

$x_i, y_i$  – концентрация  $i$ -го компонента в жидкой и газовой фазе соответственно.

Принимаем долю отгона  $e$  как

$$e = G/F \quad (2.3)$$

При расчете массообменных процессов обычно используют законы, на основании которых можно рассчитать составы разделяемых фаз.

Моделирование процесса низкотемпературной сепарации основывается на описании системы с использованием законов Дальтона, Рауля и Коновалова. Таким образом, согласно закону Рауля-Дальтона:

$$y_i = K_i * x_i \quad (2.4)$$

где  $K_i$  – константа фазового равновесия.

Параметры равновесия в многокомпонентных смесях (константы фазового равновесия) рассчитываются, исходя из экспериментальных данных для бинарных смесей. Это вызвано тем, что данных по равновесию для бинарных смесей накоплено уже достаточно много, в то время как исследование многокомпонентных смесей весьма трудоемко. Во многих случаях оправдано применение уравнения Вильсона. Применение метода Вильсона ограничивается нерасплаивающимися жидкими системами. Соотношение Ренона-Праусница связывает физическую модель Вильсона с теорией Скотта.

Совместным решением уравнений (3.3) – (3.4) получаем:

$$x_i = \frac{u_i}{1 + e(K_i - 1)}, \quad (2.5)$$

Уравнение (2.5) содержит два неизвестных параметра: массовые доли компонентов в жидкой фазе ( $x_i$ ) и долю отгона  $e$ . Для решения уравнения (2.6) использован метод итераций. При этом на каждой итерации должно выполняться условие:  $\sum x = 1$ .

Получив значения  $x_i$ , можно рассчитать состав газовой фазы, т.е. определить  $y_i$ .

Однако для промышленных аппаратов уравнение (2.5) не может быть использовано, так как в реальных системах не достигаются равновесные концентрации компонентов в жидкой и паровой фазах.

Кроме того, за счет присутствия в газовой фазе жидких углеводородов в виде капель малого размера процесс их осаждения осложнен, поэтому разделение жидкой и паровой фаз в сепараторе нечеткое.

Для учета факторов уноса жидкости с газом и газа с жидкостью в модели сепараторов используются дополнительные коэффициенты, отражающие это явление.

Коэффициент уноса жидкости с газом равен:

$$K_l = \frac{Q_{lg}}{Q_g}, \quad (2.6)$$

где  $K_l$  – коэффициент уноса жидкости с газом

$Q_{lg}$  – расход жидкости из аппарата, унесенной с газом, кг/ час.

$Q_g$  – расход газа из аппарата при достижении равновесных концентраций компонентов в паровой и жидкой фазе, кг/ час;

Коэффициент уноса газа с жидкостью равен:

$$K_{\varepsilon} = \frac{Q_{gl}}{Q_l}, \quad (3.7)$$

где  $K_g$  – коэффициент уноса газа с жидкостью;

$Q_{gl}$  – расход газа из аппарата, унесенного с жидкостью, кг/ час;

$Q_l$  – расход жидкости из аппарата при достижении равновесных концентраций компонентов в паровой и жидкой фазе, кг/ час.

Для определения значения коэффициентов уноса:

а) рассчитывается распределение по Слейчеру капель дисперсионной среды сплошной (конденсата и воды в газе, капель воды в конденсате, капель конденсата в воде);

б) определяется время удержания и скорость осаждения капель дисперсионной среды в сплошной;

в) определяется остаточное содержание дисперсионной среды в сплошной;

г) производится дополнительная корректировка значений коэффициентов уноса при использовании в аппарате внутрикорпусных устройств (каплеотбойников, коалесцирующих решеток и насадок, центробежных и сепарационных элементов и т.д.).

Расчет математической модели для Холодного и Низкотемпературного сепаратора на примере УПГ месторождения Кенлык

Для эффективного проведения процесса сепарации необходимо изменение термобарических условий в последовательно установленных аппаратах – понижение температуры и давления.

Парожидкостное равновесие определяет количественное распределение веществ в межфазной системе. Расчет производят через уравнения фазового равновесия.  $K_i$  – константа фазового равновесия для разного компонента приведены в таблице 2.1. Давление в ХС 58-60 бар, в НТС 23-25 бар. Параметры были определены исходя из экспериментальных данных.

Константа фазового равновесия определяется экспериментально или расчетными методами. При низких давлениях и температурах константы фазового равновесия углеводородов мало зависят от состава смеси.

Влияние выбора метода определения констант фазового равновесия компонентов. К сожалению, при определении констант равновесия всегда имеется элемент риска, так как по сравнению с экспериментом разные методы дают отклонения в величине констант фазового равновесия, особенно для наиболее легких и наиболее тяжелых компонентов смеси (таблица 2.1 и 2.2). Пределы изменения констант равновесия по разным методам могут быть: метана 6 %, этана 21 %, пропана 40 %, из чего следует погрешность в определении количеств материальных потоков плюс/минус 15-30 %, что приводит, как правило, к тому, что фактические показатели работы, например, установок подготовки и переработки углеводородных газов, не соответствуют проектным показателям. Приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.1 - константа фазового равновесия

Компоненты	K <sub>i</sub> для ХС	K <sub>i</sub> для НТС
Метан	2,0837	3,5739
Этан	0,4910	0,4226
Пропан	0,1747	0,0904
Изобутан	0,0830	0,0299
н-Бутан	0,0629	0,0200
н-Пентан	0,0253	0,0052
С6+	0,0032	0,0003
Азот	5,3532	13,8438
Углекисл.газ	0,9723	0,8000
Кислород	0,8100	1,1282

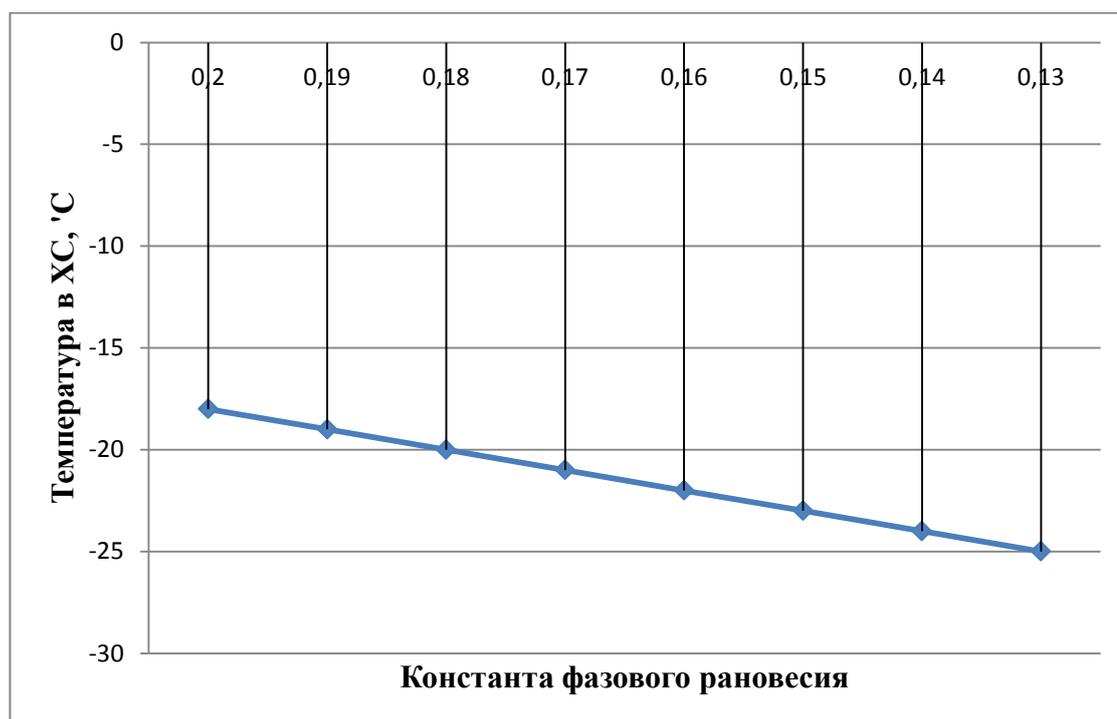


Рисунок 2.2 - Зависимость константа парового равновесия пропана в ХС от температуры

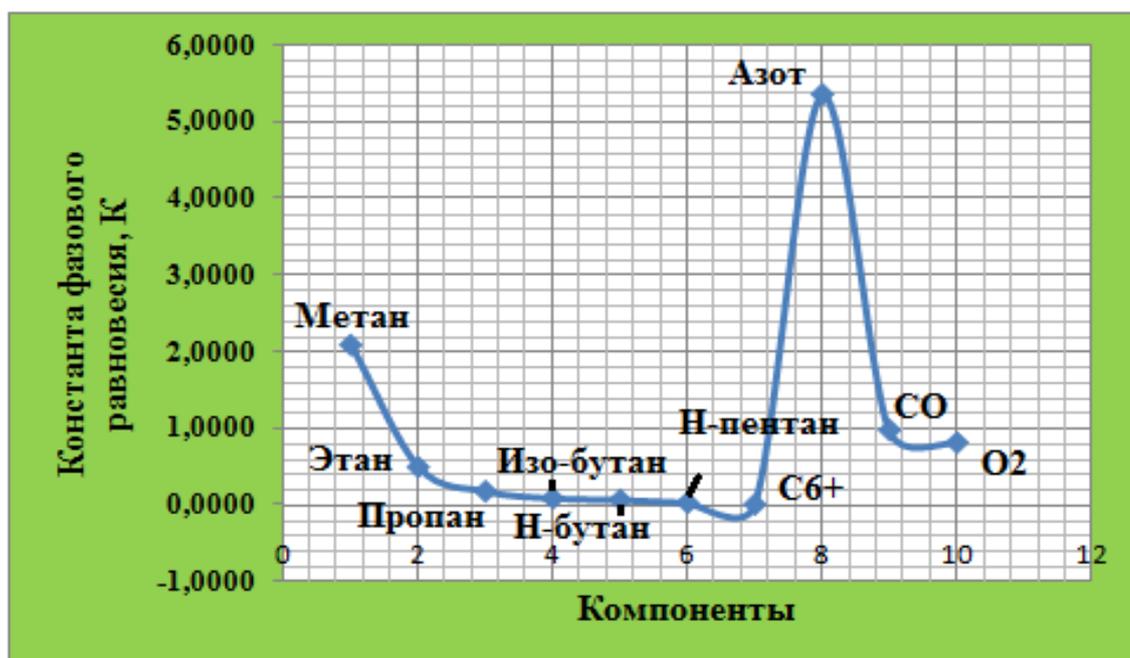


Рисунок 2.3 - График изменения константы фазового равновесия для каждого компонента

Расчетные методы исследования фазовых превращений позволяют решать такие задачи, ответы на которые невозможно получить при использовании только экспериментальных методов. Однако замена экспериментов расчетами на персональном компьютере возможна лишь при наличии адекватных математических моделей. Разработка комплекса математических моделей всех процессов первичной подготовки нефти, таких как: сепарация, обезвоживание, позволяет создать информационно-моделирующую систему. Расчеты динамической модели Холодного и Низкотемпературного сепаратора приведены в таблице 2.3.

На реальных установках комплексной подготовки газа сепаратор является аппаратом для физического разделения газожидкостной смеси на фазы. Изменение термобарических условий, при которых нарушается фазовое равновесие, сопровождаемое выделением из газа жидкости или наоборот, происходит до сепараторов: в теплообменниках, запорно-регулирующей арматуре, эжекторах, инжекторах, различного рода охлаждающих устройствах, включая детандеры, в местах смещения различных потоков, в том числе, при подаче различных реагентов. Образовавшаяся в данных условиях жидкая фаза состоит из мельчайших капель-зародышей, которые продолжают увеличиваться посредством коагуляции и/или конденсационного роста. Рост капель происходит до определенных размеров и определяется множеством обстоятельств: расходом газожидкостной смеси, размерами и конструкцией аппарата, содержанием жидкости в газе, физико-химическими свойствами фаз, наличием или отсутствием изменений термобарических условий.

Таблица 2.2 - Расчет динамической модели для Холодного сепаратора с разным компонентным составом ПНГ

Название компонентов	Доля компонента в исходной смеси, и, об.%	Константа фазового равновесия, К	Доля отгона, е	Доля в жидкой фазе, х, об.%	Доля в паровой фазе, у, об.%
Метан	57,150	2,084	0,53	36,300	75,639
Этан	14,370	0,491	0,53	19,679	9,662
Пропан	9,070	0,175	0,53	16,122	2,816
Изобутан	0,370	0,083	0,53	0,720	0,060
н-Бутан	1,780	0,063	0,53	3,536	0,222
н-Пентан	0,360	0,025	0,53	0,745	0,019
С <sub>6+</sub>	6,530	0,003	0,53	13,844	0,044
Азот	3,080	5,353	0,53	0,931	4,985
Углекис.газ	3,020	0,972	0,53	3,065	2,980
Кислород	3,270	0,810	0,53	3,636	2,945
Прочие	до 100			до 100	до 100
Метан	62,091	2,084	0,53	39,438	82,177
Этан	17,690	0,491	0,53	24,225	11,895
Пропан	7,392	0,175	0,53	13,139	2,295
Изобутан	1,403	0,083	0,53	2,730	0,227
н-Бутан	2,346	0,063	0,53	4,661	0,293
н-Пентан	0,418	0,025	0,53	0,865	0,022
С <sub>6+</sub>	5,048	0,003	0,53	10,702	0,034
Азот	3,121	5,353	0,53	0,944	5,052
Углекис.газ	0,421	0,972	0,53	0,427	0,415
Кислород	0,059	0,810	0,53	0,066	0,053
Прочие	до 100			до 100	до 100

Таблица 2.3 - Расчет динамической модели Низкотемпературного сепаратора с разным компонентным составом ПНГ

Название компонентов	Доля компонента в исходной смеси, и, об.%	Константа фазового равновесия, К	Доля отгона, е	Доля в жидкой фазе, х, об.%	Доля в паровой фазе, у, об.%
Метан	75,639	3,574	0,88	23,166	82,795
Этан	9,662	0,423	0,88	19,644	8,301
Пропан	2,816	0,090	0,88	14,113	1,276
Изобутан	0,060	0,030	0,88	0,408	0,012
н-Бутан	0,222	0,020	0,88	1,617	0,032
н-Пентан	0,019	0,005	0,88	0,151	0,001
C <sub>6+</sub>	0,044	0,001	0,88	0,368	0,000
Азот	4,985	13,844	0,88	0,405	5,610
Углекис.газ	2,980	0,800	0,88	3,617	2,893
Кислород	2,945	1,128	0,88	2,647	2,986
Прочие	до 100			до 100	до 100
Метан	82,177	3,574	0,88	25,169	89,951
Этан	11,895	0,423	0,88	24,182	10,219
Пропан	2,295	0,090	0,88	11,502	1,040
Изобутан	0,227	0,030	0,88	1,549	0,046
н-Бутан	0,293	0,020	0,88	2,131	0,043
н-Пентан	0,022	0,005	0,88	0,176	0,001
C <sub>6+</sub>	0,034	0,001	0,88	0,285	0,000
Азот	5,052	13,844	0,88	0,411	5,685
Углекис.газ	0,415	0,800	0,88	0,504	0,403
Кислород	0,053	1,128	0,88	0,048	0,054
Прочие	до 100			до 100	до 100

## 2.2 Алгоритмы расчета динамических моделей элементов НТС

Алгоритм расчета сепараторов представлен на рис. 2.4.



Рисунок 2.4 – Алгоритм расчета сепараторов (3-хфазных и 2-хфазных)

Алгоритм расчета двух- и трехфазных сепараторов с использованием построенной динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа включает следующие этапы:

1) Ввод исходных данных (расходы, составы, температура, давление, уровни легкой и тяжелой жидкости, геометрические размеры аппаратов и т.д.).

2) Расчет констант фазового равновесия с учетом температуры, давления и состава газа. Использовались методики расчета констант фазового равновесия

Шилова В.И. для углеводородов и уравнения Тека-Стила для полярных веществ.

3) Расчет технологических параметров (температуры, давления, уровней жидкостей с учетом геометрических размеров аппаратов).

4) Вывод результатов расчетов (расходов, составов, температуры, давления, уровней жидкостей). Результаты представляются в виде графиков и таблиц.

### **2.2.3 Определение критических параметров при низкотемпературной сепарации**

Область существования жидкого состояния ограничена критической точкой со стороны высоких и со стороны низких температур (последняя зависит от давления). Изменения свойств жидкостей при переходе к низким температурам (близким к точке отвердения) сводятся к росту коэффициента поверхностного натяжения и к сильному увеличению коэффициента внутреннего трения. У некоторых веществ рост вязкости приводит даже к тому, что жидкость приобретает некоторые признаки твердого тел и прежде всего способность сохранять не только объем, но и форму. Для обеспечения точки росы газа по углеводородам и числа Воббе из газа в процессе подготовки удаляют основную часть углеводородов  $C_{3+}$  и часть углеводородов  $C_2$ .

По проектным параметрам данная технология низкотемпературной сепарации должна извлекать компоненты из газа в чистом виде с высокой степенью извлечения. Реальные условия эксплуатации низкотемпературных аппаратов и их параметров, как правило, отличаются от средних расчетных, которые приводятся в проектных документах. Это обусловлено тем, что невозможно на стадии проектирования и изготовления оборудования учесть все возможных факторов, влияющих на эффективность работы аппарата и технологии [52].

Из проведенного анализа существующих низкотемпературных технологий разделения газа нет универсального решения: до какой температуры нужно охлаждать сырьевой поток. В процессах разделения углеводородных газов необходимо задаться конечной температурой охлаждения, позволяющей получать заданную степень конденсации.

Одной и той же степени конденсации исходного газа можно достичь различными комбинациями значений температуры и давления. С повышением давления в системе степень конденсации при постоянной температуре увеличивается, а избирательность процесса снижается. Интенсивность изменения степени конденсации не прямо пропорциональна изменению давления и температуры. В области низких давлений степень конденсации быстро меняется с изменением давления. При дальнейшем увеличении давления интенсивность конденсации снижается. Аналогичное влияние оказывает изменение температуры: наиболее интенсивно степень конденсации увеличивается с понижением температуры до определенного значения (в

зависимости от состава газа), ниже которого скорость конденсации замедляется.

При изменении величины давления или температуры все газы могут быть превращены в жидкость или из жидкости в пар. Для каждого газа существует определенная температура, выше которой, несмотря на применение любого высокого давления, он не может быть переведен в жидкое состояние. Эта температура называется критической, а давление, необходимое для сжижения газа при этой температуре, критическим.

Приведенные выше определения критических параметров справедливы для индивидуальных газов. Технические газы в большинстве случаев представляют собой сложные смеси, критическая температура которых всегда выше критической температуры самого низкокипящего компонента и ниже критической температуры высококипящих компонентов.

Критические параметры газовой смеси могут быть подсчитаны по правилу смешения, т.е. путем суммирования произведения абсолютных значений критического параметра отдельных компонентов, входящих в газовую смесь, на их мольную концентрацию.

Критические параметры газовой смеси вычисляются последующим аддитивным формулам:

$$P_{KP} = \sum_{j=1}^{j=n} x_j * P_{крj} \quad (2.8)$$

$$T_{KP} = \sum_{j=1}^{j=n} x_j * T_{крj} \quad (2.9)$$

где  $T_{крj}$ —критические температуры компонентов, входящих в газовую смесь;  $P_{крj}$ —критические давления компонентов, входящих в газовую смесь;  $x_j$ —объемные доли компонентов, составляющих газ.

Сложность прогнозирования или точного расчета критической температуры органических веществ состоит в том, что  $T_c$  изменяются нелинейно с изменением числа углеродных атомов в молекуле даже в отдельно взятой гомологической группе. Аддитивные методы для таких свойств оказываются неэффективными, поскольку нелинейность свойства сохраняется для значительного количества соединений при переходе от низших представителей гомологических групп к высшим. Это не позволит принять некоторое постоянное значение даже для парциального вклада, характеризующего гомологическую разность, т.е. вклад на  $CH_2$  группу.

По результатам протокола анализа ПНГ в период 2016-2017 г.г. была рассчитана критическая температура смеси. Расчет средней критической температуры ПНГ в Холодном сепараторе и Низкотемпературном сепараторе представлен в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Критическая температура ПНГ для ХС и НТС

Компоненты	Критическая температура, К	Объемная доля (ХС), %	Значение для ХС	Объемная доля (НТС), %	Значение для НТС
Метан	190,55	57,15	108,90	67,35	128,34
Этан	305,5	14,37	43,90	19,32	59,02
Пропан	369,8	9,07	33,54	4,45	16,46
Изобутан	407,9	0,37	1,50	0,37	1,50
н-Бутан	425,17	1,78	7,58	0,70	2,98
н-Пентан	469,78	0,36	1,69	0,15	0,70
С6+	500	6,53	32,66	0,57	2,85
Азот	126,25	3,08	3,89	2,64	3,33
Кислород	154,18	3,27	5,04	2,50	3,85
Углекисл. газ	304,19	3,02	9,17	1,54	4,68
Общая			247,88 К (-25,3°С)		223,72 К (-49,4°С)

Недостатком известных способов низкотемпературной сепарации является неполное выделение пропан-бутановых фракции из ПНГ. В предложенном методе решается задача повышения количества выделяемых тяжелых углеводородов из ПНГ, и соответственно уменьшения тяжелых углеводородов из СОГ. Этим планируется достичь уровня более 95% при утилизации ПНГ, и сжигать или потреблять только сухой газ.

Содержание в СОГ тяжелых фракций углеводородов ( $C_{3+}$  выше) достигает более 5%. При доставке СОГ по газопроводам вследствие изменения температурного режима происходит конденсация и выпадение из СОГ тяжелых углеводородов, т.е. конденсата. Наибольшее количество конденсата выпадает из СОГ в приемных и напорных газопроводах, на компрессорных станциях (КС) компримирования для выработки электроэнергии. Выпадение конденсата приводит к сбоям в работе оборудования, нарушает технологический процесс. Сжигание СОГ, содержащего значительное количество целевых углеводородных компонентов, в качестве топлива в промышленных условиях на простейших газогорелочных устройствах происходит в детонирующем режиме с низким КПД, сопровождается неполным сгоранием газа и значительным выбросом загрязняющих веществ в атмосферу. Для предотвращения выпадения тяжелых фракций углеводородов из СОГ в технологическом оборудовании проводят фракционирование ПНГ. Известные технические решения не в полной мере позволяют выделить из газа тяжелые углеводороды.

Для выявления границ эффективной применимости и недостатков технологии НТС необходимо использовать термодинамический анализ с

включением в этот анализ, помимо традиционных подходов, и элементов динамического моделирования.

Уже традиционный термодинамический анализ, включающий прогнозные расчеты термобарических параметров и составов контактирующих фаз в каждой точке технологической цепочки, наглядно показывает, что основные недостатки технологии НТС непосредственно вытекают из присущих ей особенностей:

- несовершенство термодинамического процесса однократной конденсации, при этом извлечение из природного газа целевых компонентов при заданных температуре и давлении в конечном низкотемпературном сепараторе зависят только от состава исходной смеси;

- в процессе эксплуатации давление и расход нефтяного газа падает, так что «свободный перепад» расход газа на дросселе уменьшается (происходит, как иногда образно говорят, «исчерпание» дроссель-эффекта) и, следовательно, повышается температура сепарации; в результате не только удельное количество, но и степень извлечения целевых компонентов уменьшается;

- термодинамическое несовершенство изохорного расширения газа как холодопроизводящего процесса (потенциальная работа, которую мог бы совершить расширяющийся газ, «усваивается» потоком в форме теплоты, тем самым эффективность охлаждения снижается).

Детальный термодинамический анализ схемы НТС применительно к несколько схематизированной технологии НТС, адаптированной для условий Южно-Тургайских месторождений, представлен ниже.

## **Выводы по разделу 2**

В разделе исследован процесс низкотемпературной сепарации газа и установление закономерностей изменения параметров фазового равновесия, связанных с установлением термобарических условий и расходов жидкостей и газа, и их влияния на переходные режимы работы аппаратов в динамических условиях.

Математические модели сепарационного оборудования технологической системы процесса подготовки газа, опираясь на фундаментальные законы фазового равновесия, теплопередачи и осаждения адекватно описывают процессы, происходящие в аппаратах установки подготовки газа.

Расчеты динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа, построенная на основе закономерностей фазовых превращений углеводородных систем и процессов теплопередачи в динамических условиях работы промышленных установок, позволяет прогнозировать работу действующих аппаратов технологической схемы с учетом их конструкции, а также уноса углеводородов при разделении.

Создание динамической модели для процесса низкотемпературной сепарации газа, включает в себя следующие этапы: анализ физико-химических закономерностей протекающих процессов, формирование динамической математической модели химико-технологической системы, алгоритм расчета

динамических моделей, автоматизацию и программную реализацию с учетом модульного принципа.

Основными факторами, влияющими на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа, являются: давление, температура, состав и расход сырья, конструкционные особенности аппаратов. Неидеальность работы аппаратов учтена путем использования коэффициентов уноса, зависящих от конструктивных особенностей оборудования. Распределение капель дисперсной фазы по диаметрам принята в виде лог-нормального распределения.

Приведенные выше определения критических параметров справедливы для индивидуальных газов. Технические газы в большинстве случаев представляют собой сложные смеси, критическая температура которых всегда выше критической температуры самого низкокипящего компонента и ниже критической температуры высококипящих компонентов.

Критические параметры газовой смеси могут быть подсчитаны по правилу смешения, т.е. путем суммирования произведения абсолютных значений критического параметра отдельных компонентов, входящих в газовую смесь, на их мольную концентрацию.

### **3 Экспериментальные исследования технологических процессов и подготовки газа в промышленных условиях**

В настоящее время все большую долю сырья в нефтехимической промышленности занимают природный и попутный нефтяной газы. В связи с этим разработка схем подготовки и переработки газа приобретает все большее значение и является важной и актуальной задачей развития всей отрасли. Решение данной задачи позволит приблизиться к качественно новому решению одной из актуальных проблем в нефтегазовом комплексе — утилизации ПНГ [53].

В качестве исследования был выбран процесс низкотемпературной сепарации газа в связи с распространенностью данной технологии при подготовке газа. Однако существует ряд проблем, которые характерны для низкотемпературной сепарации. В первую очередь это невозможность работы на постоянном установившемся режиме, как следствие постоянного снижения давления на месторождении, постоянный ввод в эксплуатацию и отключения скважин, работы по оптимизации и ремонту системы сбора промысловой продукции, поступление жидкостных пробок из системы сбора и многое другое. Изменение параметров на входе в установку, происходящие с различными характерными временами – от секунд до дней и месяцев, требует грамотного подхода к расчету корректирующих действий для сохранения оптимальных режимов работы установки и гарантирования требуемого качества продукции на выходе. Кроме того, так как в данной технологии применяются низкие температуры и высокие давления, в оборудовании и трубопроводах образуются гидратные пробки. Они способны перекрывать часть свободного сечения трубопроводов и приводить к негативным последствиям в результате ухода режима работы установки за рамки допустимых отклонений. Решением является поддержание необходимых термобарических параметров во всех узлах и аппаратах установки и добавление в поток ингибиторов гидратообразования (метанола) и, таким образом, предотвращение образования гидратов, но ингибиторы гидратообразования дорогостоящи, кроме того, являясь спиртами, относятся к летучим и токсическим веществам. Ведение процесса в безгидратном режиме является сложной задачей, так как прогнозировать параметры работы установки в переходном состоянии не просто и требуют высокой квалификации инженерно-технического персонала.

Низкотемпературная сепарация является наиболее эффективным процессом для выделения и отделения из ПНГ всех высококипящих компонентов. Универсальность и высокая эффективность низкотемпературной сепарации газа в сочетании с практически бесплатным холодом, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления (60-100 бар), делает этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах, где требуется осушить и обезжирить газ. Низкотемпературная конденсация обеспечивает глубокое извлечение и высокую чистоту товарных продуктов, она наиболее экономична из всех используемых ныне процессов [54].

Преобразование внутренней энергии в механическую при охлаждении осуществляется в основном одним из двух способов: либо сжатый газ подвергается расширению через отверстие (сопло), и его температура понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона, либо энергия отбирается путем совершения работы расширяющимся газом в двигателе. Сжижение газа возможно лишь при охлаждении его ниже критической температуры. Охлаждение до минус 100 °С (173 К) принято считать умеренным, а ниже минус 100 °С – глубоким [55].

Расширение идеального газа в пустоту не сопровождается изменением его температуры. Небольшое изменение температуры, наблюдаемое при точных измерениях, объясняется неидеальностью газа. Следующее видоизменение опыта по расширению газа, предложенное Джоулем и Томсоном, позволяет достичь заметного изменения температуры газа, в частности охлаждения, обусловленного его неидеальностью. Газ при достаточно большом, но постоянном давлении вынуждают протекать через теплоизолированную пористую перегородку. Это значит, что протекание газа происходит адиабатно. Гидродинамическое сопротивление перегородки приводит к тому, что на ней теряется часть давления газа и газ выходит из перегородки при более низком давлении. Газ, следовательно, расширяется или, как говорят в технике, дросселируется. Дросселем называется любое устройство, представляющее сопротивление для протекания газа. В технических установках для охлаждения газов вместо пористой перегородки часто используется достаточно узкие сопла.

Явление изменения температуры газа при его адиабатном расширении дросселированием от одного постоянного давления к другому называется эффектом Джоуля-Томсона. Изменение температуры неидеального газа в процессе Джоуля-Томсона объясняется тем, что при расширении газа увеличивается расстояние между молекулами и, следовательно, совершается внутренняя работа против взаимодействия между молекулами. За счет этой работы изменяется кинетическая энергия молекул, а, следовательно, и температура газа.

Количественно эффект Джоуля-Томсона характеризуется дифференциальным коэффициентом Джоуля-Томсона  $\mu$ , который определяется отношением изменения температуры газа  $\Delta T_k$  вызвавшему его изменение давления  $\Delta p$

$$\mu = \Delta T / \Delta p \quad (3.1)$$

Автором работы были проведены экспериментальные и лабораторные исследования по дальнейшему повышению эффективности низкотемпературной сепарации газа при утилизации ПНГ. Для того чтобы давление газа было стационарным, т.е. происходило при постоянных значениях давлений по обе стороны дросселя, необходим какой-либо компрессор, который поддерживал бы постоянными эти давления. Этот компрессор производит внешнюю работу сжатия газа, которая расходуется на преодоление

сопротивления дросселя. Этим процесс дросселирования отличается от расширения газа в пустоту, при котором внешняя работа равна нулю.

На момент проведения исследования подготовка и переработка ПНГ осуществлялась по следующей технологической схеме (рисунок 3.1): после доведения газа до необходимых параметров (точка росы минус 40 °С), газ с давлением 60 бар и с температурой 40 °С поступает в Многопоточный теплообменник. Многопоточный теплообменник является пятиходовым. Пройдя многопоточный теплообменник, газ охлаждается до температуры минус 11 °С и поступает в Пропановый охладитель, охлаждается до температуры минус 18 °С и поступает в Блок низкотемпературного и холодного сепаратора. Для охлаждения потока газа используется внешний холодильный цикл. В качестве хладагента используется пропан [56].

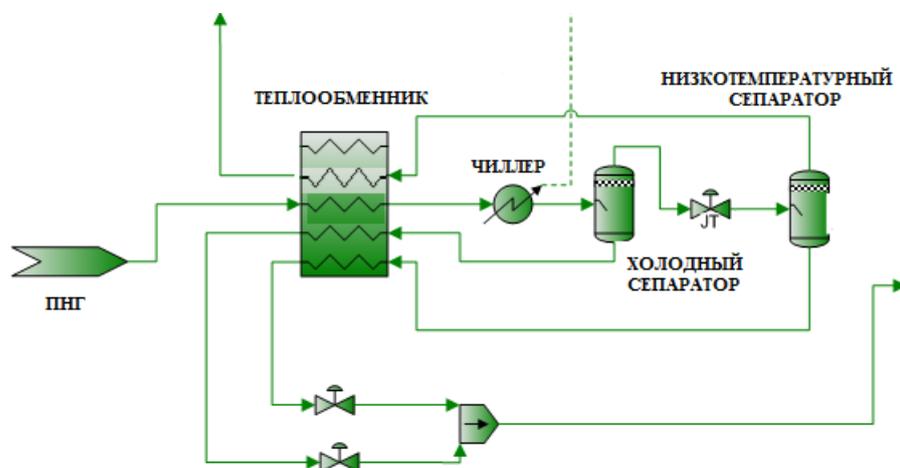


Рисунок 3.1 – Технологическая схема УПГ

Блок низкотемпературного и холодного сепаратора представляет собой емкостные аппараты вертикального типа – Холодный сепаратор и Низкотемпературный сепаратор, расположенные на одном блоке (рисунок 3.2). Основное назначение аппаратов – это отделение конденсата (тяжелых углеводородов) от газа. Газ с температурой минус 18 °С и с давлением 60 бар, выходит с верха холодного сепаратора, пройдя регулировочный клапан (ЖТ), поступает в низкотемпературный сепаратор. Газ, охлажденный до температуры минус 38 °С и со значительным перепадам давления (25 бар), выходит с верха низкотемпературного сепаратора поступает в многопоточный теплообменник. Конденсат, отделившийся в холодном и низкотемпературном сепараторе поступает двумя потоками в многопоточный теплообменник, и дальше на фракционирования. Параметры процесса приведены в рисунке 3.3.

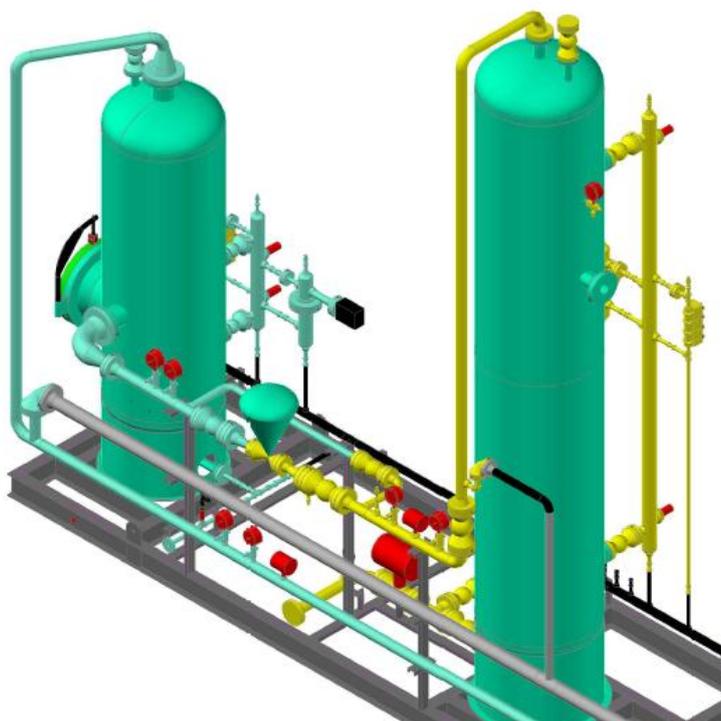


Рисунок 3.2 – Блок низкотемпературного и холодного сепаратора

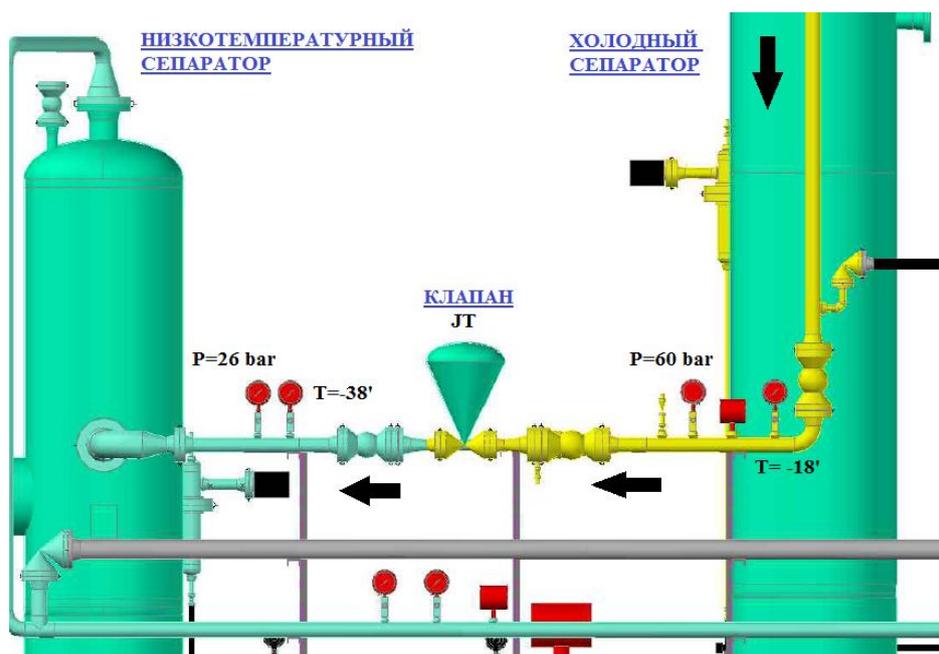


Рисунок 3.3 – Технология низкотемпературной сепарации газа

### 3.1 Экспериментальное установление зависимости низкотемпературной сепарации газа

При промышленной подготовке и утилизации газов наиболее часто используется технология низкотемпературной сепарации (НТС). Несмотря на то, что данная технология достаточно хорошо изучена, широко применяется на практике и является экономически обоснованной, возможно повышение

эффективности работы действующих установок и обеспечение требуемого качества и количества товарной продукции за счет оптимизации технологических режимов установки комплексной подготовки газов.

Выбор оптимальных режимов, которые при НТС определяются, в основном, сочетанием термобарических условий, является не простой задачей. Известно, что технология НТС предусматривает многоступенчатую сепарацию со сложной последовательно параллельной схемой обработки материальных потоков в сепараторах и разделителях жидкости, а также учитывает потоки, поступающие на установку деэтанзации. Таким образом, технологическая схема предусматривает широкий диапазон изменения режимных параметров. В связи с этим при подборе оптимальной технологии установки подготовки газа (УПГ) одним из возможных путей решения поставленных задач может служить оценка параметрической чувствительности основных показателей процесса к изменению температуры и давления в аппаратах. Мнемосхема УПГ представлена на рисунке 3.4.

Исследования, выполненные автором совместно с сотрудниками ТОО «KazFrac», показали, что существующая технология низкотемпературной сепарации с текущими параметрами не дает возможность эффективного использования ПНГ, в частности доведения до 95 % уровня утилизации.

С целью определения оптимальных технологических режимов УПГ, нами были проведены исследования с использованием технологической моделирующей системы. Моделирующая система подготовки ПНГ, имеет модульный принцип построения. Математические модели, составляющие основу технологической моделирующей системы, позволяют рассчитывать процессы: сепарации и разделения жидкостей.

При проведении исследований варьировались значения температуры и давления, как на отдельных ступенях сепарации, так и при одновременном изменении параметров на нескольких ступенях сепарации, относительно текущего режима работы промышленной установки. В таблицах 3.1, 3.2 и 3.3 приведены варианты варьирования технологических параметров при расчете процессов НТС относительно базового варианта.

Таблица 3.1 – Значения параметров текущего режима

Сепаратор	Параметр	
	Температура, °С	Давление, бар
Холодный сепаратор (ХС)	-18	59,8
Низкотемпературный сепаратор (НТС)	-38	24,5

Состав сырья и продуктов установки комплексной подготовки газа определялся методом газовой хроматографии.

Таблица 3.2 – Варианты варьирования температуры и давления при расчете ХС

Номер варианта	1	2	3	4	5	6
Варьируемый параметр: температура, °С	-18	-19	-20	-21	-22	-23
Варьируемый параметр: давление, бар	59,8	59,8	59,8	59,6	59,5	59,2

Таблица 3.3 – Варианты варьирования температуры и давления при расчете НТС

Номер варианта	1	2	3	4	5	6
Варьируемый параметр: температура, °С	-38	-39	-40,5	-42	-45	-49
Варьируемый параметр: давление, бар	24,7	24,5	24,1	23,8	23,5	23,2

Для оценки эффективности работы УПГ были рассчитаны такие показатели как выход СУГ, выход СОГ, содержание углеводородов  $C_{3+}$  в сухом газе, теплота сгорания и число Воббе сухого газа. Зависимость основного показателя работы установки – выхода СОГ от варьируемых технологических параметров представлена на рис. 3.5. По данным, полученным в результате эксперимента, выполнен анализ параметрической чувствительности и изменения показателей СОГ. Параметрическая чувствительность рассчитывалась, как отношение изменения расхода СОГ и теплоты сгорания по углеводородам (УВ) к интервалу изменения варьируемого параметра. Результаты протокола анализа СОГ приведены в таблице 3.4.

Оценка адекватности проводилась по хроматографическим исследованиям проб газа, отобранных после аппаратов Сепаратор входящего газа, Холодный сепаратор, Низкотемпературный сепаратор, Многопоточный теплообменник в пяти различных временных моментах путем сравнения с результатами расчетов модели при задании соответствующих режимов.

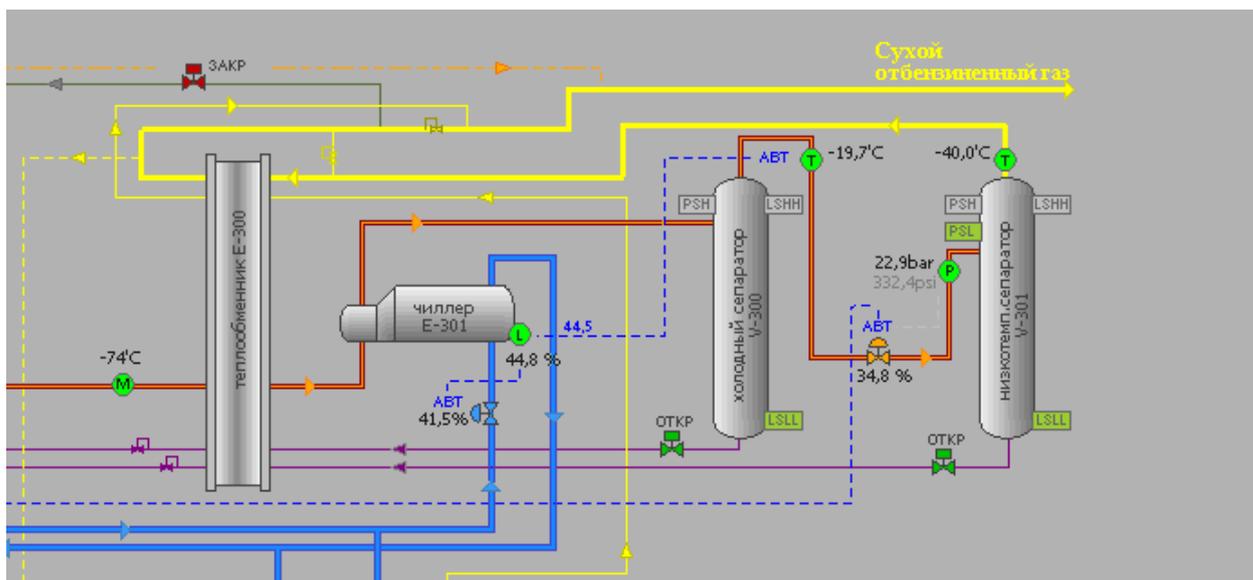


Рисунок 3.4 - Мнемосхема технологического процесса

Таблица 3.4 – Показатели СОГ при разных вариантах

Название компонентов	1	2	3	4	5
Пропан, об. %	6,62	5,69	4,86	4,78	2,46
н-Бутан, об. %	1,40	1,71	1,37	1,29	0,31
2-метилпропан, об. %	0,89	0,83	0,65	0,68	0,17
C5+, об. %	0,82	1,71	0,53	0,52	0,01
Теплота сгорания:					
высшая, МДж/м <sup>3</sup>	47,11	46,45	45,20	43,17	41,91
низшая, МДж/м <sup>3</sup>	42,86	42,24	41,03	39,20	37,94
Число Воббе, МДж/м <sup>3</sup>	51,45	50,97	52,50	49,56	51,16

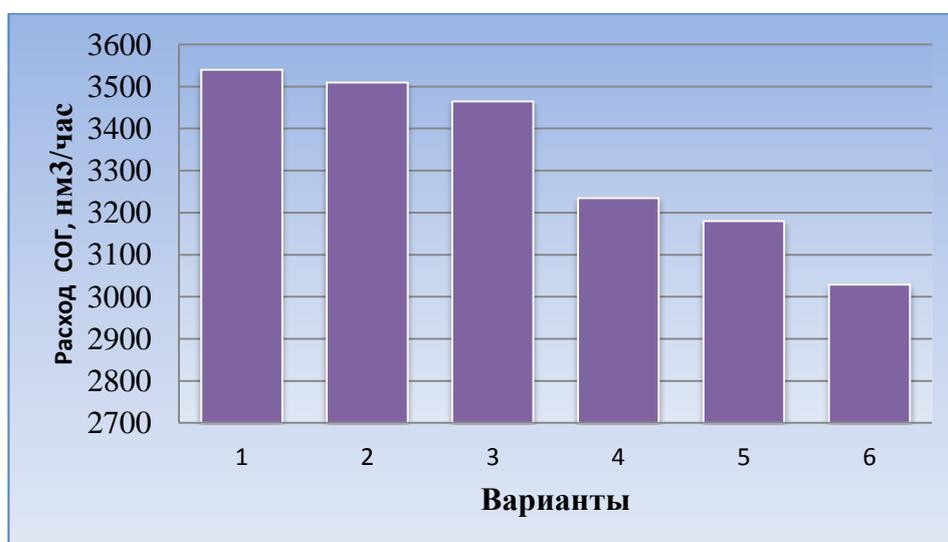


Рисунок 3.5 – Расход СОГ при различных технологических режимах

Показано, что на выход СОГ в исследованном диапазоне варьирования параметров заметное влияние оказывает изменение температуры и давления в низкотемпературном сепараторе, причём, параметрическая чувствительность по давлению выше, чем по температуре. Уменьшение температуры приводит к снижению выхода сухого газа. Показателями, которые характеризуют качество подготовки газа, являются содержание  $C_{3+}$ . Снижение температуры приводит к повышению качества подготовленного сухого газа по отделению тяжелых углеводородов. Снижение давления отрицательно влияет на качество подготовки газа и параметры потребления газа на ГТУ. Однако, при этом, значения теплоты сгорания соответствуют ГОСТ. Исследования показали, что при промышленной подготовке нефтяного газа целесообразно выполнять одновременное варьирование параметров на нескольких ступенях сепарации. Наиболее эффективные режимы работы установки с точки зрения выхода СОГ и показателей качества приведены в табл. 3.5.

Таблица 3.5 – Оптимальные режимы работы установки

Вариант	Параметр	Содержание $C_3H_8$ , об. %	Содержание $C_4H_{10}$ , об. %	Выход СОГ, $нм^3/час$
1	$t_{XC}=-18^{\circ}C$ $t_{HTC}=-38^{\circ}C$ $P_{HTC}=24,7$ бар	6,62	1,40	3540
4	$t_{XC}=-21^{\circ}C$ $t_{HTC}=-42^{\circ}C$ $P_{HTC}=23,8$ бар	4,78	1,29	3235
5	$t_{XC}=-22^{\circ}C$ $t_{HTC}=-45^{\circ}C$ $P_{HTC}=23,5$ бар	2,46	0,31	3180

Сравнительный анализ результатов расчета с текущим вариантом показал, что увеличение выхода товарного газа наблюдается при снижении температуры в ХС, одновременном снижении температуры в НТС. Наиболее эффективными из всех приведённых вариантов расчета являются технологические режимы, соответствующие 4 и 5 вариантам (табл. 3.5). Сочетание параметров в данных технологических режимах обеспечивает существенное увеличение выхода товарного газа при незначительном снижении показателей его качества, что допустимо и согласуется с ГОСТ. В результате исследований было показано, что наибольшее влияние оказывает изменение температуры и давления на второй ступени сепарации. Показано что зависимость параметрической чувствительности от температуры имеет экстремальный характер. Максимальное значение наблюдается в интервале температур  $-42...-45^{\circ}C$ . Дальнейшее снижение температуры уже не приводит к существенному изменению выхода товарного газа. При увеличении давления в  $C_{3+}$  выход товарного газа уменьшается, а параметрическая чувствительность на

отдельных интервалах значений давления характеризуется различной динамикой.

Таблица 3.6 – Параметрическая чувствительность выхода товарного газа от температуры и давления

Температура в НТС, °С	Давление в НТС, бар	Давление СОГ на ГТУ, бар	Выход товарного газа (СПБТ), кг/час
-38	24,7	11,8	221,6
-42	23,8	11,2	249,3
-45	23,5	10,6	262,5

Таким образом, анализ параметрической чувствительности позволяет выявить закономерности влияния изменения технологических условий при эксплуатации УПГ и использовать их при оценке оптимальных режимов работы установки.

Показано, что значение параметрической чувствительности может служить количественной оценкой выхода и качества товарной продукции процесса низкотемпературной сепарации. Установлено, что для данной установки подготовки нефтяного газа наиболее существенное влияние оказывает изменение температуры и давления на последней ступени сепарации. Определены оптимальные режимы работы УПГ «Кенлык», которые позволяют улучшить качество СОГ и увеличить выход товарного газа на 981 кг в сутки по сравнению с базовым вариантом при расходе ПНГ 6500 нм<sup>3</sup>/час.

### **3.2 Влияние управляющих параметров на эффективность работы установки низкотемпературной сепарации**

С помощью разработанной динамической модели выполнено исследование влияния управляющих параметров на режимы работы установки низкотемпературной сепарации.

При повышении температуры в сепараторе третьей ступени расход газа увеличивается, при этом расход жидкости падает. Это объясняется испарением более легких компонентов и перехода их в газообразное состояние (рис. 3.6).

При повышении давления в сепараторе третьей ступени расход газа уменьшается, при этом расход жидкости растет. Это объясняется конденсацией более тяжелых компонентов и перехода их в жидкое состояние (рис. 3.7).

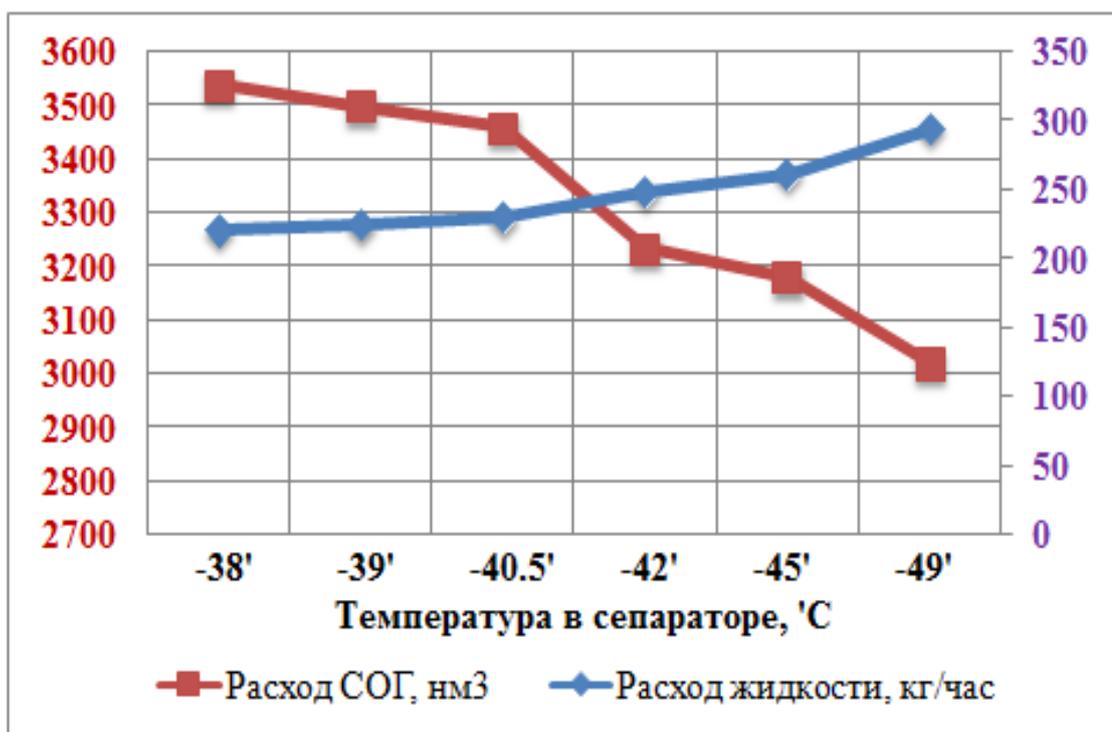


Рисунок 3.6 – Зависимость расхода жидкости и СОГ от температуры в сепараторе

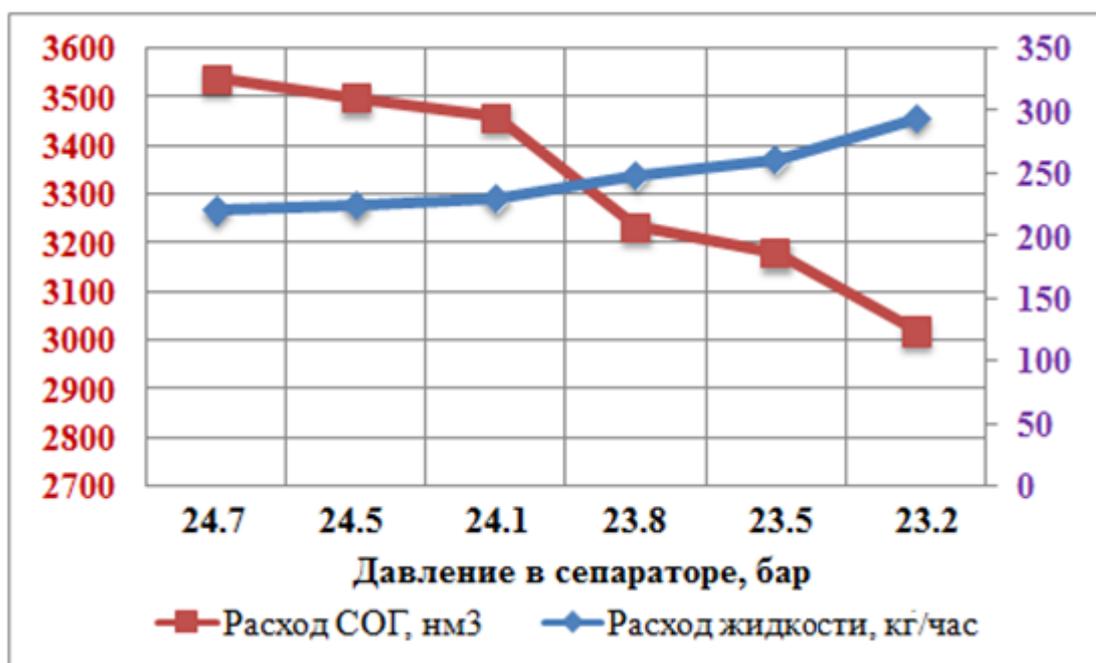


Рисунок 3.7 – Зависимость расхода жидкости и СОГ от давления в сепараторе

Для экспериментального определения концентраций углеводородов применяется метод хроматографии. Точность метода – до сотой доли % мас., погрешность метода  $\pm 5\%$ .

При повышении давления и при понижении температуры в сепараторе НТС качество СОГ улучшается. Это объясняется уменьшением концентрации

тяжелых углеводородов за счет конденсации и снижением влажности газа. График изменения приведен на рисунке 3.8.

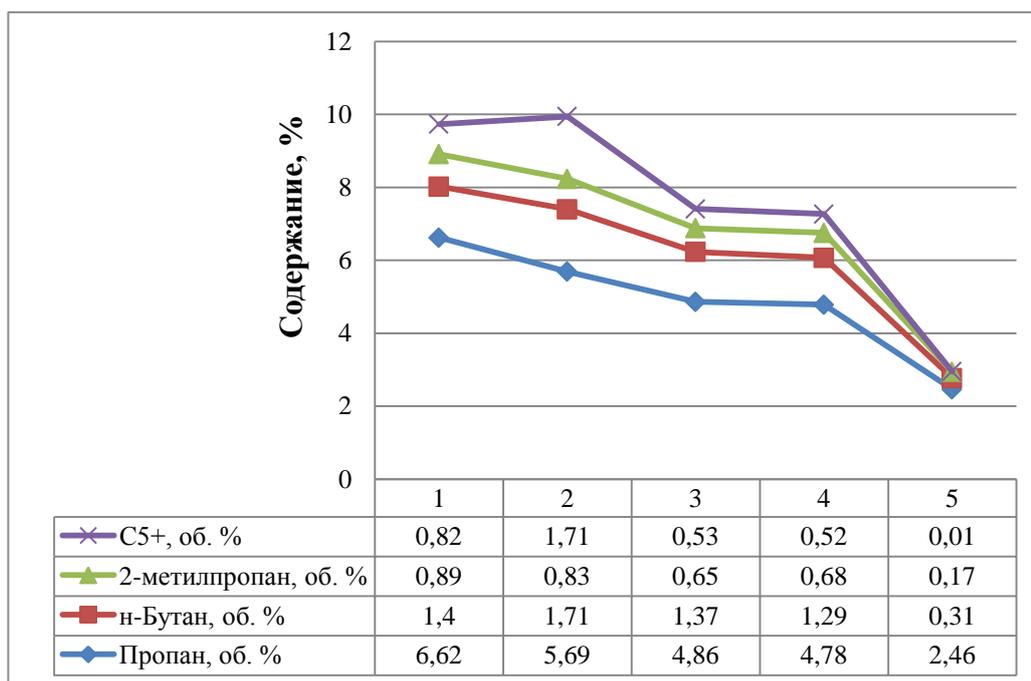


Рисунок 3.8 - Зависимость качества СОГ от параметров в сепараторе

#### *Сопоставление результатов моделирования процесса низкотемпературной сепарации газа*

Для получения предварительных результатов об адекватности проведенных численных исследований, выполнено сравнение основных показателей работы установки НТС, рассчитанных по модели, с одним из современных моделирующих пакетов химико-технологических процессов – HYSYS, широко распространённым в области проектирования новых объектов нефтегазовой отрасли и характеризующимся высокой адекватностью расчетов.

При использовании динамического моделирования в HYSYS Dynamics достигаются такие цели, как:

- сокращение цикла пуско-наладки и выхода на рабочий режим;
- настройка регуляторов и определение оптимальных эксплуатационных режимов;

- проверка безопасности работы производства в динамике.

Основные особенности HYSYS Dynamics:

- использование строгих термодинамических моделей;
- моделирования в стационарном и динамическом режиме;
- расчет свойств потока в динамическом режиме;
- расчет динамики работы отдельных аппаратов и установки.

Основным недостатком программного обеспечения - это его цена. Не каждая компания может себе позволить Aspen HYSYS (рисунок 3.9).

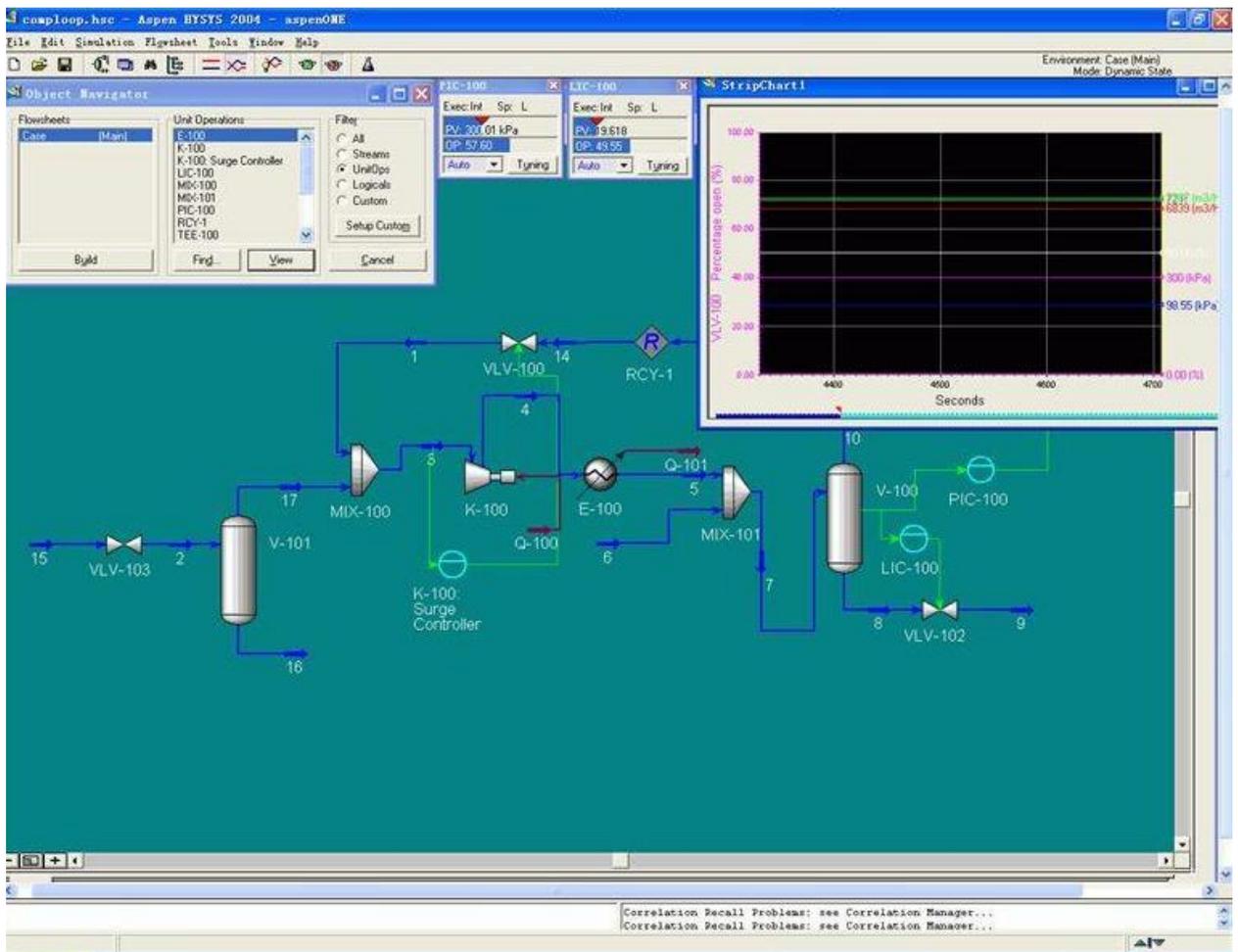


Рисунок 3.9 - Интерфейс Aspen HYSYS Dynamics

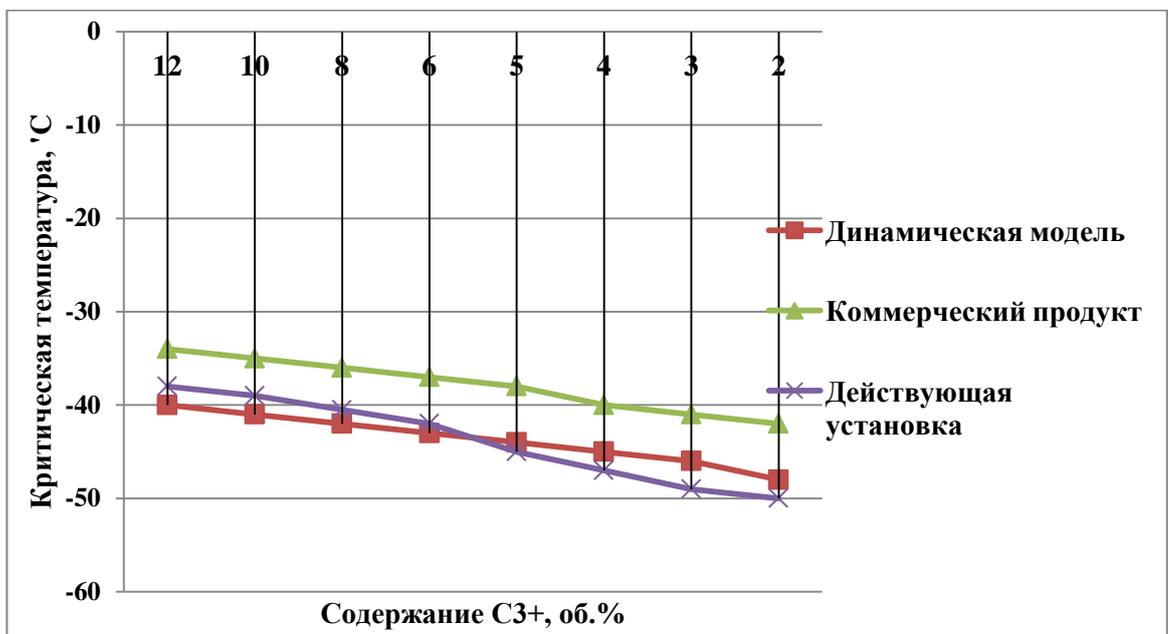


Рисунок 3.10 - Содержание C3+ в составе СОГ зависимости от критической температуры

Из рисунка 3.10 видно, что наибольшее расхождение наблюдается в области с высокой температурой. Это можно объяснить различием в методах расчета фазового равновесия, а также в способе учета явлений уноса в процессе сепарации. В целом, средняя погрешность составляет около 10%, что допустимо с точки зрения направлений использования разработанной динамической модели. Качественное изменение показателей технологии сепарации газа соответствует теоретическим закономерностям процесса НТС.

### 3.3 Показатели экономической эффективности

Расчет экономического эффекта при учете переходных процессов, возникающих на производстве, возможен только с использованием динамической модели, включающую в себя математическое описание нестационарных процессов подготовки газа (рис. 3.11).

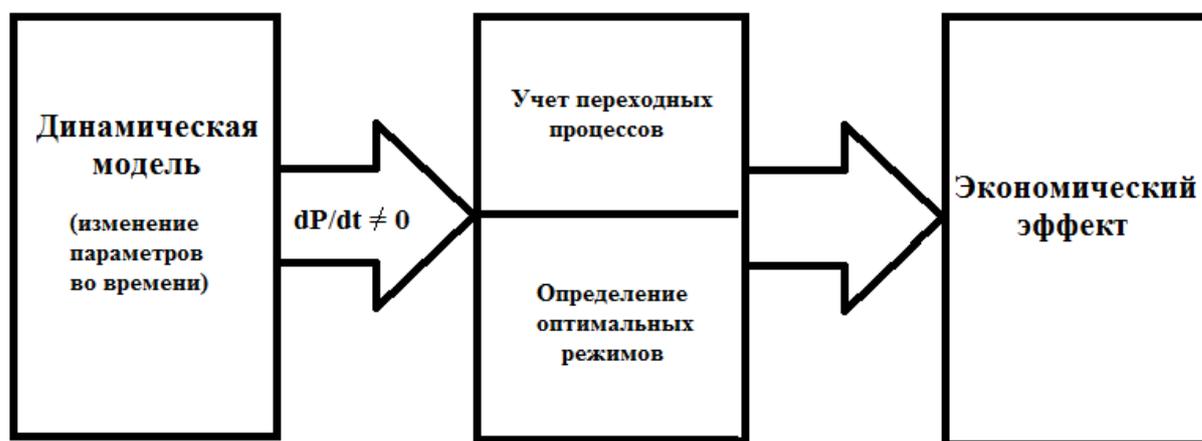


Рисунок 3.11 - Экономический эффект от применения динамической модели процесса

Коммерческая эффективность учета переходных процессов оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством. При этом, процедуры, связанные с учетом переходных процессов, направленные на оптимизацию работы установки с целью повышения стабильности выходных параметров продукции по качеству и количественным параметрам оценивались как «acceleration project», направленный на увеличение дохода без дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат.

Вместе с тем, как было показано в предыдущих разделах, данные явления могут значительным образом влиять на параметры выходных продуктов установки подготовки газа как в части изменения параметров, влияющих на качество (точки росы), так и в части объемов продукции на выходе – оба явления являются следствием изменения углеводородного состава газа и конденсата на выходе установки при изменении режима работы аппаратов за

счет перераспределения отдельных углеводородов между жидким и газообразным продуктом.

Расчёт экономического эффекта оценивался как изменение потока чистой прибыли при изменениях объемов выходных потоков СУГ и газа. Риски и эффекты, связанные с кратковременными (несколько часов) выходами за грань допустимых показателей по качеству газа и, как следствие, рост скорости образования жидкостных пробок в трубопроводе на выходе установки – не учитывались.

Анализируя полученные расчеты, мы достигаем следующих эффектов по технологическому режиму: по сравнению с обычным режимом производительность СПБТ повысится на 40,9 кг/час (980 кг/сут).

Учитывая расходы за транспортировку, хранения и цену текущего рынка, предлагается принять следующие данные:

1 тонна СПБТ – 110 000 тенге.

Ожидаемый прирост суточного дохода составит – 108 000 тенге

Оптимизация процесса сепарации газа позволяет дополнительно получать 39 миллиона тенге в год за счет недопущения уноса тяжелых углеводородов C<sub>5+</sub> в сухом газе. Экономические оценки эффективности применения технологии методов утилизации приведены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 - Оценка эффективности применения технологии

Показатели	Технология закачки газа в пласт	Оптимизация технологии НТС
Расходы на строительство, тенге	1 800 000 000	0
Ожидаемый прирост суточного дохода, тенге/сут	1 300 000	108 000
Экономический эффект, тенге/год	474 500 тыс.	39 420 тыс.
Окупаемость, год	4	-

### Вывод по разделу 3

В разделе с помощью экспериментального исследования была установлена причины неполной утилизации нефтяного газа.

Исследование позволяет получать количественные зависимости выхода целевых продуктов от основных рабочих параметров (давление, температура, расход сырья). На их основе вносятся коррективы в работу реальной установки. В условиях динамического режима добавляется дополнительный фактор времени. Это позволяет расширить возможности прогнозирования работы установки. Например, появляется возможность ответить на вопросы, связанные с работой системы при создании в ней возмущения, или при изменении состава сырья. Также динамический режим позволяет ответить на вопрос, что будет происходить с выходом продуктов в условиях переходного режима.

Данные и результаты экспериментального исследования подтверждают, что основными факторами, влияющими на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа, являются: давление, температура, состав и расход сырья, конструкционные особенности аппаратов.

Величины изменений параметров, формирующихся за счет инерционных эффектов, наблюдаемых при изменениях режима работы установки значительны. Так, определены оптимальные режимы работы УПГ «Кенлык», которые позволяют улучшить качество СОГ и увеличить выход товарного газа на 981 кг в сутки по сравнению с базовым вариантом при расходе ПНГ 6500 нм<sup>3</sup>/час.

А также, результаты экспериментального исследования показали, что динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа позволяет оценивать время достижения нового установившегося режима, учитывать все сопутствующие колебания параметров работы аппаратов, входящих в состав установки и прогнозировать работу действующих аппаратов технологической схемы.

При сравнении основных показателей работы установки НТС, рассчитанных по модели, с одним из современных моделирующих пакетов химико-технологических процессов – HYSYS, наблюдается наибольшее расхождение по качеству сухого газа. Показано изменение концентрации сухого газа в зависимости от изменения давления и температуры. Это можно объяснить следующими факторами:

- 1) в процессе эксплуатации поверхность каплеуловителя частично изношены, поэтому имеется расхождение между результатами программного обеспечения и расчетной моделью;
- 2) значительно изменился компонентный состав ПНГ от начального (проектного) показания.

Уравнения материального баланса аппаратов, учитывающие парожидкостное равновесие, тип и конструкцию оборудования, характеризующееся коэффициентами уноса углеводородов при разделении, позволяют прогнозировать поведение химико-технологической системы при изменении состава и расхода сырья, а также термобарических условий в режиме реального времени. Так, при понижении температуры на первой ступени сепарации на 7 °С увеличивается расход газа на 19 % за счет иного распределения вещества между газовой и жидкостной фазой на выходе установки.

Разработанная моделирующая система по низкотемпературной сепарации, методы и результаты исследований используются на УПГ «Кенлык» ТОО «KazFrac».

## 4 Экологические аспекты системы утилизации газа

### 4.1 Оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении Кенлык

Новая политика в области охраны окружающей среды, растущий спрос на энергию и повышенная озабоченность по поводу влияния выбросов парниковых газов (ПГ) на изменение климата заставляют отрасль искать альтернативные пути устойчивого производства энергии [57]. Нефтеперерабатывающая и теплоэнергетическая отрасли признаны основными силами реструктуризации промышленности в целях реализации глобальных развернутых стратегий по корректировке структуры производства и потребления энергии [58]. Сжигание ПНГ считается глобальной проблемой, приводящей к большим выбросам парниковых газов, производя приблизительно два процента глобальных выбросов CO<sub>2</sub> и углеводорода от источников энергии [59]. Кроме того, сжигание газа является пустой тратой энергии, уменьшает потенциальные доходы производителя нефти от его использования и продажи его углеводородных ресурсов [60]. По данным Национального управления океанических и атмосферных исследований (НУОАИ), более 150 миллиардов м<sup>3</sup> ПНГ ежегодно сжигается или выпускается во всем мире. Низкими внутренними ценами на природный газ, большими расстояниями между нефтяными месторождениями и потенциальными рынками, приводящими к высоким капитальным затратам на строительство трубопровода ПНГ, определяются как основные барьеры утилизации ПНГ [61].

По данным Всемирного банка, Казахстан в списке стран, сжигающих ПНГ, по итогам 2016 года находится на 14 месте по объемам. Всего за прошлый год, по подсчетам международной финансовой организации, в Республике на факелах было сожжено порядка 2,7 млрд. кубометров газа. Немного радует тот факт, что в 2015 году Казахстан занимал 11 место с 3,7 млрд кубометров сжигаемого ПНГ.

С экономической точки зрения, существующие технологии, которые наиболее эффективно коммерциализировали бы факельный газ, - это комбинация ГПЗ и продажи сухого газа и выработка электроэнергии [62]. Наиболее распространенными продуктами, продаваемыми непосредственно потребителям после переработки ПНГ, являются СОГ, природный газ, газовый бензин и СУГ. Сжигание ПНГ в газовых котлах для подогрева нефтяных резервуаров на нефтяном месторождении и закачки ПНГ в продуктивные нефтяные пласты для хранения газа в подземных резервуарах представляет собой также общие методы утилизации ПНГ. Однако в последние годы ПНГ является основным видом топлива для когенерационных систем, построенных на нефтяных месторождениях [63]. Процесс когенерации включает одновременное производство электроэнергии и тепла из одного и того же источника топлива [64]. Комбинированное производство тепла и электроэнергии (КТЭ) является современным решением для повышения энергоэффективности и сокращения выбросов ПГ. ГТУ имеют значительно

более высокую общую эффективность и значительно ниже удельный расход топлива по сравнению с обычными электростанциями. Dincer и Rosen [65] пришли к выводу, что ГТУ могут иметь до 40% более высокую эффективность производства энергии по сравнению с обычными электростанциями. Кроме того, в нескольких исследованиях сообщалось о преимуществах более эффективного управления отходами за счет значительной чистой экономии выбросов ПГ путем замещения производства первичных продуктов; таким образом, сокращение общих затрат сырья и энергии [66]. Потребность в количественной оценке общих выбросов ПГ в результате использования конкретных энергетических технологий на всех этапах применяемой технологии является важным показателем для будущих стратегий в энергетическом секторе [67]. Поэтому для поощрения инвестиций и дальнейшего устойчивого развития с помощью стимулов в секторе использования ПНГ особое внимание следует уделить экологическому аспекту. Воздействие на окружающую среду и расчетные выбросы могут иметь решающее значение для разработки стратегий устойчивого использования энергии в области использования потоков отходов. Тип и количество выбросов ПГ от электростанции в первую очередь зависят от характеристик топлива, применяемой технологий и ее термической эффективности [68].

Ряд исследователей изучили технико-экономическую целесообразность утилизации ПНГ на ГТУ и тепловых котлах [69]. Однако очень мало исследователей исследовали проблему с экологической точки зрения. Предыдущие оценки состояния окружающей среды в основном были сосредоточены на анализе состава газов и продуктов сгорания, связанных с сжиганием в факеле [70], или изучали воздействие на окружающую среду, здоровье человека и социально-экономическое воздействие сжигания и выброс ПНГ [71]. Однако экологическое воздействие различных вариантов использования ПНГ не было должным образом документировано. Цель данного исследования заключается в сопоставлении экологической целесообразности трех возможных и общих вариантов использования ПНГ посредством анализа материальных потоков и оценки воздействия на окружающую среду. Эти три альтернативы включают прямое сжигание ПНГ на факелах, в печи для подогрева нефти с топливом на основе ПНГ и выработку электроэнергии. Оценка состояния окружающей среды основана на методе оценки жизненного цикла и главным образом первичных данных, собранных непосредственно из измерений или информации, предоставленной компанией.

#### Сбор данных и характеристика сырья

Данные о материальных и энергетических потоках ПНГ контролировались в течение пятилетнего периода (2009-2013 г.г.) на месторождении Кенлык в Южно-Тургайской впадине, Казахстан. На этом месторождении приходится около 0,17% общего объема ПНГ, выпущенного в Казахстане. УПГ был построен на месторождении в 2011 году. В последующие годы общее количество ПНГ из этих нефтяных месторождений использовалось на УПГ. Состав ПНГ определяли методом газовой хроматографии согласно

ГОСТ 31371.6-2008. ISO 6974-6:2002. Настоящий стандарт содержит рекомендации по измерению  $H_2$ , He,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $CO_2$  и углеводородов, как отдельных компонентов, так и группы. Нижняя теплотворная способность ПНГ определялась в соответствии со стандартом. Этот подход подходит для целого ряда конечных применений, включая калибровку газовых смесей и составление состава природного газа и данных о неопределенности, которые должны использоваться при расчете теплотворной способности и других физических свойств добавок газа. Химический состав и другие соответствующие характеристики ПНГ (объемная теплота сгорания, плотность газа), после газовой сушки, на этом и на соседних нефтяных месторождениях представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Химический состав ПНГ и СОГ

Название	Попутный нефтяной газ			Сухой отбензиненный газ		
	Мол. %	Об. %	Мас. %	Мол. %	Об. %	Мас. %
Кислород	0,73	0,74	0,61	0,51	0,51	0,89
Диоксид углерода	3,15	3,19	3,64	0,95	0,98	0,99
Азот	3,06	3,11	2,25	2,29	2,29	3,53
Этан	16,5	16,71	13,1	3,18	3,17	5,27
$C_{6+}$	9,26	8,66	20,9	0,00	0,00	0,00
Пропан	16,7	16,77	19,4	2,29	2,27	5,58
2-Метилпропан	4,64	4,59	7,09	0,34	0,34	1,11
н-Бутан	8,25	8,13	12,6	0,52	0,51	1,67
2-метилбутан	1,15	1,12	2,18	0,21	0,20	0,84
н-Пентан	1,86	1,79	3,54	0,23	0,21	1,21
Метан	34,6	35,18	14,6	89,31	89,4	78,79
Прочее	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100	до 100
Теплота сгорания низшая	55 МДж/м <sup>3</sup>			41 МДж/м <sup>3</sup>		
Теплота сгорания высшая	59 МДж/м <sup>3</sup>			44 МДж/м <sup>3</sup>		

#### Сжигание ПНГ на факелах

Блок-схема сжигания ПНГ на нефтяном месторождении представлена на рисунке 4.1. Во-первых, ПНГ отделяют от нефти и воды. Простой процесс разделения фаз, поддерживаемый теплом, химикатами и временем удержания, завершается в сепараторе. Слитую жидкую фазу дополнительно обрабатывают

для извлечения сырой нефти. После стадии разделения полученную газовую фазу (т. е. ПНГ) направляют на факел низкого давления. Общее количество ПНГ, полученного на стадии разделения, сжигалось на факеле. Эффективность сжигания в факеле зависит от низшей объемной теплоты сгорания (ОТСН) и поперечных ветров или других атмосферных явлений и может варьироваться от 90% до 99% для правильно спроектированных и управляемых вспышек. Учитывая относительно высокий уровень ОТСН исследуемого ПНГ (50-76 МДж/м<sup>3</sup>) и умеренную среднюю скорость ветра за исследуемый период (3-5 м/с), эффективность сгорания 98% (в результате которой обеспечивается выпуск 2% ПНГ) является допустимой в этом исследовании.

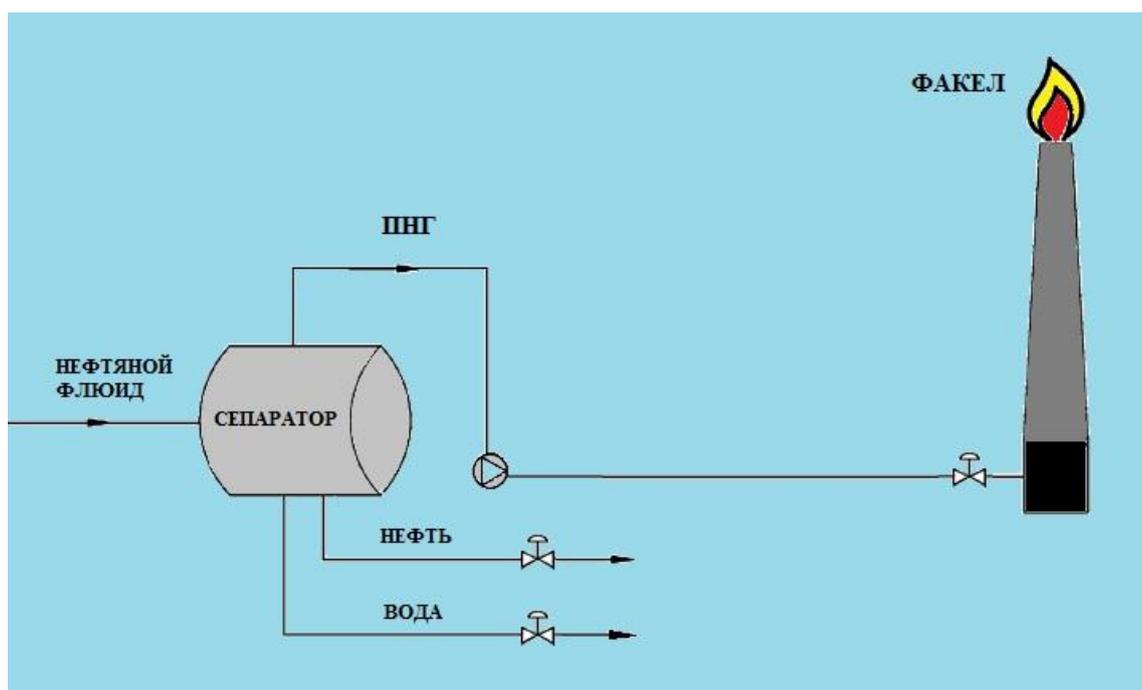


Рисунок 4.1 – Схема сжигание ПНГ

Установка факельная модернизированная со струйным оголовком УФМС-300/350 предназначена для сжигания горючих газов при аварийных, постоянных и периодических сбросах объектах промышленной подготовки нефти и газа нефтяных и газовых месторождений, технологических установок [72].

Использование ПНГ в печи для подогрева нефти

Согласно проекту «Строительство наземных сооружений для месторождения Кенлык» для подогрева нефти используются печи типа ПТБ-5-40А и ПП-0,63А. С учетом прогнозного объема добываемой нефти рассчитаны необходимые технические характеристики и количество используемой печи подогрева нефти и воды.

При этом используемые для подогрева нефти и воды печи обеспечивают оптимальный режим сжигания нефтяного газа с минимальными выбросами оксидов углерода и азота в соответствии с требованиями ГОСТ 21204-97 и ГОСТ Р 50591-93.

Производительность печи ПП-0,63А составляет не более 1150 т/сут (47,9 т/час) и расход топлива 100 м<sup>3</sup>/час.

Производительность по нагреваемому продукту автоматизированного подогревателя ПТБ-5-40А составляет 125-250 т/час, расход топлива 800 м<sup>3</sup>/час. Печи трубчатые блочные ПТБ предназначены для нагрева нефти в составе установок подготовки нефти на пунктах ее добычи и транспортировки [73].

#### Использование ПНГ на ГТУ

Учитывая дефицит электроэнергии в регионе, наиболее целесообразной технологией использования попутного газа является производство электроэнергии для нужд нефтепромысла. Этот вариант утилизации газа позволяет снизить себестоимость электроэнергии за счет получаемого по себестоимости попутного газа и снизить себестоимость товарной нефти.

Полученные данные по составу нефтяного газа показывают, что для использования на нужды нефтепромысла требуется приведение его компонентного состава, особенно по содержанию сероводорода (H<sub>2</sub>S-0,06%), в соответствие с существующими стандартами на природный газ.

Таблица 4.2 - Технические характеристики ГТУ марки ПАЭС – 2500 [74]

Наименование	ПАЭС-2500
Мощность, кВт	2500
Род тока	Переменный,
Топливо	Газообразное
Теплота сгорания топлива, ккал/м <sup>3</sup>	10676
Эффективный КПД двигателя при	24
Расход топлива на номинальном	836 (1114)
Давление на входе в электростанцию,	12,0+/- 0,25
Ресурс до капитального ремонта,	25 000
Ресурс до списания, моточасы	100 000

Для определения энергетического потенциала газа для дальнейших расчетов принимается усредненная калорийность равная 10000 ккал/кг и принятая по аналогии с составом газа на Кумкольском месторождении.

Отсюда, исходя из КПД газотурбинной установки ПАЭС-2500 равной 24%, удельная выработка электроэнергии из 1,0 тыс. м<sup>3</sup> составляет 2,79 кВт.ч.

Согласно расчетам, выполненным в проекте обустройства месторождения, для обеспечения потребности месторождения в электроэнергии при полном развитии комплекса по сбору и подготовке нефти (ЦППН), составляет до 5 МВт. При этом объем газа, подлежащего утилизации на данных газовых электростанциях, составило около 19,6 млн. м<sup>3</sup>/год. В связи, с чем представляется целесообразным, с учетом поэтапного развития мощностей на месторождении, использовать двух газовых электроустановок мощностью по 2,5 МВт каждая.

В качестве основного (базового) источника энергии используются газотурбинные установки серии ПАЭС – 2500.

В стандартную комплектацию генераторной установки входят:

- поршневой газовый двигатель в комплекте со всем вспомогательным оборудованием и системами, обеспечивающими его надежную и экономичную работу;
- электрический генератор с системами охлаждения и возбуждения;
- система охлаждения и смазки;
- система отвода выхлопных газов, включающая катализатор, оборудование шумоглушения и дымовую трубу (с соответствующими газоходами);
- автоматизированная система управления генераторным агрегатом и др.

ГТУ позволяет не только уменьшить остроту главной топливно-энергетической проблемы, но и делает возможным существенно улучшить экологические показатели. Энергетический комплекс поможет снизить нагрузку на базовые электростанции, уменьшить потребление всех базовых видов топлива, получить необходимую энергию и решить вопрос утилизации загрязняющих атмосферу газов.

Выбросы от сжигания и использования ПНГ

В 2009 и 2010 годах нефтяной газ сжигался в факеле, объем сжигаемого газа в 2009 г. составил -35,7 млн. м<sup>3</sup>, при этом в 2010 г. его объем сократился до 8,0 млн. м<sup>3</sup>. Основная доля эмиссий приходится на оксид углерода -84%, при этом 10 % на диоксид азота, по 2 % на метан, оксид азота, сернистый ангидрид [75]. Эмиссии загрязняющих веществ представлены в таблицах 4.3, 4.4, 4.5 и 4.6.

Таблица 4.3 – Эмиссии загрязняющих веществ при сжигании газа на факеле

Наименование загрязняющих веществ	Объемы эмиссий	
	2009 год	2010 год
	т/год	т/год
Углерод оксид	560,6659	117,7869
Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	67,2799	14,1344
Азота(II) оксид	10,9329	2,2968
Метан	14,0166	2,9446
Сернистый ангидрид	12,1889	2,5606
Сероводород	0,0103	0,0021
Итого:	665,0945	139,7254

В 2009-2010 г.г. 17,7 млн. м<sup>3</sup> газа использовался на технологические нужды (печи подогрева нефти и воды). Основную долю эмиссий при использовании газа на технологические нужды составляет диоксид азота – 36

%, оксид углерода и метан составляют по 25,8%, остальное приходится на оксид азота и сернистый ангидрид 5,8 % и соответственно 6,5% [76].

Для выработки электроэнергии нефтяной газ использовался на ГТУ, так в 2009 г. предполагался утилизировать -19,6 млн. м<sup>3</sup> газа, при этом в 2010 г. на 41,7 млн. м<sup>3</sup> больше. Общий объем утилизируемого газа в 2010 г. составил - 61,3 млн. м<sup>3</sup> газа. Основным загрязняющим веществом при утилизации газа на ГТУ является оксид углерода составляющий– 56% эмиссий и диоксид азота - 38 %, остальное составляет оксид азота 6%.

Таблица 4.4 – Эмиссии загрязняющих веществ при утилизации газа в печах (на технологические нужды)

Наименование загрязняющих веществ	Объемы эмиссий	
	2009 год	2010 год
	т/год	т/год
Углерод оксид	15,614	15,614
Метан	15,614	15,614
Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	21,734	21,734
Азота(II) оксид	3,531	3,531
Сера диоксид	3,913	3,913
Итого:	60,406	60,406

Таблица 4.5 – Эмиссии загрязняющих веществ при утилизации газа на ГТУ (для выработки электроэнергии)

Наименование загрязняющих веществ	Объемы эмиссий	
	2009 год	2010 год
	т/год	т/год
Углерод оксид	99,593	311,484
Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	67,76	211,925
Азота(II) оксид	11,011	34,438
ИТОГО:	178,364	557,847

Максимальные валовые эмиссии при полной утилизации газа на месторождении Кенлык предполагаются в 2009 г., при этом объем выбросов составит 903,8646 тонн.

В структуре выбросов основную долю составляют: оксид углерода – 59 - 75%, диоксид азота – 17 – 33 %, оксида азота 3 – 5 %, метана 2 – 3 %, сернистого ангидрида 1 – 2 %.

Таблица 4.6 – Эмиссии загрязняющих веществ в атмосферный воздух при утилизации газа

Наименование загрязняющих веществ	Объемы эмиссий	
	2009 год	2010 год
	т/год	т/год
Углерод оксид	675,8729	444,8848
Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	156,7739	247,7934
Азота(II) оксид	25,4749	40,2658
Метан	29,63066	18,5586
Сернистый ангидрид	16,1019	6,4736
Сероводород	0,0103	0,0021
Итого:	903,8646	757,9783

#### 4.2 Оценка состояния окружающей среды

В соответствии с нормами проектирования, в Казахстане для оценки влияния выбросов загрязняющих веществ на качество атмосферного воздуха используется математическое моделирование. Расчет содержания вредных веществ в атмосферном воздухе должен проводиться в соответствии с требованиями «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» РНД 211.2.01.01-97.

Загрязнение приземного слоя воздуха, создаваемого выбросами промышленных объектов, зависит от объемов и условий выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, природно-климатических условий и особенностей циркуляции атмосферы [77].

Моделирование рассеивания загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы проводилось на персональном компьютере по программному комплексу «ЭРА» версия 1.7, реализующей основные требования и положения «Методики расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий» РНД 211.2.01.01-97 (утверждена приказом Министра ООС от 24.02.2004).

Значение коэффициента А, зависящего от стратификации атмосферы и соответствующего неблагоприятным метеорологическим условиям, принято в расчетах равным 200.

Проведенные расчеты по программе позволили получить следующие данные:

- уровни концентрации загрязняющих веществ в приземном слое атмосферы по всем источникам, полученные в узловых точках контролируемой зоны с использованием средних метеорологических данных по 8-ми румбовой розе ветров и при штиле;
- максимальные концентрации в узлах прямоугольной сетки;
- степень опасности источников загрязнения;

- поле расчетной площадки с изображением источников и изолиний концентраций.

Расчеты уровня загрязнения атмосферы выполнены по источникам загрязнения атмосферного воздуха. При выполнении расчетов учитывались метеорологические характеристики и коэффициенты, определяющие условия рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере, района расположения предприятия [78, 79, 80].

Так как на месторождении Кенлык, как и на других месторождениях Кызылординской области нет действующих метеопостов «Казгидромет», расчет рассеивания проводился с учетом фоновых концентраций, принятым по результатам мониторинговых наблюдений на месторождении за IV квартал 2012 года [81].

Для расчета приняты следующие фоновые концентрации:

- диоксид азота -  $0,00415 \text{ мг/м}^3$ ;
- диоксида серы –  $0,0045 \text{ мг/м}^3$ ;
- оксида углерода –  $0,5075 \text{ мг/м}^3$ .

В расчет рассеивания включены существующие источники на месторождении Кенлык (площадные источники), площадки добывающих скважин (неорганизованные источники), ДЭС на площадках добывающих скважин (организованные источники). При проведении расчетов учитывалась одновременность проведения технологических операций.

Метод оценки воздействия жизненного цикла

Оценка воздействия жизненного цикла (ОВЖЦ) ограничивается оценкой потенциала глобального потепления и совокупного спроса на ископаемую энергию трех альтернативных сценариев. Эти категории воздействия выбраны, поскольку сокращение выбросов ПГ и сбережение ископаемых ресурсов являются основными движущими силами для обработки и утилизации ПНГ. ППП рассчитывается с общепринятыми коэффициентами эквивалентности CO<sub>2</sub> для 100-летнего периода времени, рекомендованного Межправительственной группой экспертов по изменению климата (МГЭИК) [82]. Согласно МГЭИК, потенциал глобального потепления CH<sub>4</sub> и N<sub>2</sub>O в течение 100-летнего временного горизонта составляет 25 и 298 соответственно. Кумулятивный спрос на ископаемую энергию оценивается с использованием метода совокупного спроса на энергию [83].

Результаты

Регулирование вопросов использования ПНГ в Казахстане осуществляется нормативными документами, законами, постановлениями Правительства РК, директивными указаниями Министерства охраны окружающей среды.

В соответствии с требованиями нормативно-законодательной базы РК по Техническому заданию компании была разработана «Программа утилизации попутного газа месторождения Кенлык», которая была рассмотрена и утверждена на Рабочей комиссии при МЭиМР РК.

По этой программе приоритетным решением утилизации газа являлось строительство установки подготовки попутного газа (УПГ) с реализацией товарной продукции и максимальным использованием сухого топливного газа на собственные нужды на существующих объектах потребления (печи на ЦППН и котельной, ГТУ на выработку электроэнергии).

В период с 2007 по 2009 гг. ежегодно разрабатывали и представляли на рассмотрение Рабочей группы в МЭМР РК «Отчет о выполнении Программы утилизации попутного газа месторождения Кенлык».

Согласно статье 86 закона о недрах и недропользовании Недропользователь должен разработать Программу развития переработки попутного газа. Для выполнения обязательств Недропользователем разработана программа развития переработки попутного газа и утверждена на «Рабочей комиссии».

Недропользователем введена в эксплуатацию УПГ с производительностью 100 млн. м<sup>3</sup>/год попутного газа в год, с возможностью увеличения до 200 млн. м<sup>3</sup>/год.

Программа развития переработки попутного газа предусматривает максимальное использование попутного нефтяного газа на УПГ с получением товарной продукции:

Сжиженный пропан-бутан в качестве топлива для коммунально-бытового потребления и в промышленных целях;

Стабильный газовый бензин в качестве сырья для нефтехимических производств и заводов органического синтеза, сырья газодифракционирующих установок.

После ведения в эксплуатацию УПГ на месторождении Кенлык объем выбросов загрязняющих веществ в атмосферу значительно уменьшился. Изменения приведены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Объем загрязняющих веществ в атмосферный воздух при утилизации газа после введения в эксплуатацию УПГ

Наименование загрязняющих веществ	Объемы эмиссий	
	2010 год	2012 год
	т/год	т/год
Углерод оксид	444,8848	373,3788
Азот(IV) оксид (Азота диоксид)	247,7934	211,925
Азота(II) оксид	40,2658	34,438
Итого:	732,944	557,847

Проведенный анализ позволил выделить аспекты, на основании которых было получено ориентировочное максимальное количество валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферу в период реализации проектных решений. При этом в качестве основополагающего документа использовался

согласованный проект «ПДВ вредных веществ в атмосферу для объектов, расположенных на месторождении Кенлык».

#### **Выводы по разделу 4**

Одна из глобальных проблем, волнующих сегодня человечество, - это охрана окружающей среды и рациональное использование имеющихся природных ресурсов. Сохранение природных ресурсов Земли, их рациональное использование и воспроизводство являются залогом социального и экономического развития человеческого сообщества.

В разделе была сделана оценка выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении.

Отношение объема ПНГ к количеству добытой нефти называется отношением газа к нефти. Это создает еще одну проблему в мониторинге ПНГ, так как многие нефтяные месторождения не оборудованы средствами учета газа. В одном источнике исследователь отметил, что объемы ПНГ (извлеченные и использованные) в основном оценивались и затем вычислялись, а не измерялись инструментальными методами [84]. Недостаток измерений в основном вызван тем, что ПНГ рассматривался как отходы нефтедобычи, а не энергетический потенциал, поэтому его сжигали или сбрасывали в течение многих лет. Наличие углеводородов  $C_{3+}$  с низким октановым числом в ПНГ на нефтяных месторождениях препятствует его прямому использованию в газопоршневых двигателях [85].

На исследуемом месторождении нижняя теплотворная способность ПНГ варьировалась в пределах 45-60 МДж/м<sup>3</sup>. Суммарное воздействие ПГ на воздушную среду, выделяемое при сжигании ПНГ, составило в среднем 2,6 об. %  $CO_2$ . Путем сопоставления трех возможных вариантов использования ПНГ посредством экологических потоков и результатов оценки воздействия можно сделать вывод, что использование ПНГ посредством ГТУ может обеспечить значительное сокращение выбросов  $CO_2$  за счет вытеснения предельного производства тепла и электроэнергии. При перенаправлении ПНГ из факелов на ГТУ может быть достигнуто значительное снижение воздействия на воздушную среду. Тем не менее, существуют различные технические, экономические и химические ограничения в отношении использования ПНГ. Поэтому дальнейшие исследования должны быть дополнены экономическими и социальными аспектами, направленными на повышение значимости решения относительно конкретных технологий использования ПНГ [86].

Например, на предприятиях недропользователей по оценкам специалистов, эффективность системы утилизации ПНГ оценивается предотвращением экологического ущерба от загрязнения окружающей среды. Большим преимуществом варианта утилизации ПНГ на УПГ с оптимизацией режима является ее высокая экологическая эффективность. УПГ может улучшить экологическую обстановку, снижая тепловое загрязнение окружающей среды и выброс тяжелых углеводородов, других загрязняющих веществ в атмосферу.

## **5 Разработка научных рекомендации по совершенствованию подготовки газа**

В интересах достижения полной энергетической независимости южных областей Республики Казахстан по газу стратегическое значение может иметь завершение работ по разведке территорий Северного Приаралья и остаточные извлекаемые запасы попутных и свободных газов по эксплуатируемым месторождениям Южно-Тургайской впадины Арыскупского прогиба. Реализация проекта по утилизации добываемого попутного газа с этих месторождений будет иметь важное социально-экономическое значение для региона Кызылординской области [87].

Анализ процессов подготовки нефтяного газа показывает, что в области добычи и подготовки газа имеются проблемы, которые требуют реконструкцию и техническое перевооружение объектов добычи и подготовки газа [88].

Необходима переориентация с задачи повышения степени концентрации производства на задачи интенсификации процессов добычи и подготовки газа.

Со времени проектирования и эксплуатации УКПГ вышел нормативный срок эксплуатации большей части оборудования УПГ ряда месторождений. Имеет место моральный и физический износ большинства оборудования. Количество оборудования, установленного на Кенлыкском ЦППН и УПГ, срок эксплуатации которого превышает 8 лет и более, составляет более 10 единиц [89, 90, 91].

Успешное решение проблем реконструкции (модернизации) технологических объектов промыслов, в целях повышения надежности и экологической безопасности, в первую очередь зависит от эффективности диагностики их технического состояния [92].

Вместе с тем следует отметить, что в настоящее время недостаточно разработаны или вообще отсутствуют надежные критерии, методы и средства диагностики с целью оценки остаточного ресурса технологического оборудования и промысловых продуктопроводов. Поэтому, в первую очередь, необходимо создать аттестованную в соответствующих государственных органах службу диагностики, разработать недостающие нормативные документы и средства измерения и провести диагностику технологического оборудования [93, 94].

Практически установка подготовки газа на месторождении Кенлык эксплуатируются при относительно низких давлениях. При этом, ввиду отсутствия синхронности между падением рабочего давления на технологических установках и уменьшением объема добычи газа, наблюдается повышение скорости движения газа в аппаратах, что приводит к повышенному уносу тяжелых углеводородов с сухим отбензиненным газом.

Для обеспечения нормальной работы УПГ потребуются реконструкция ряда промысловых КС или строительство новых.

За прошедшие годы в законодательном порядке ужесточились требования к эксплуатации месторождений и установок подготовки газа к

транспорту. Были введены новые правила (нормы) ограничивающие общее количество выбрасываемых в окружающую среду вредных веществ и устанавливающие штраф за сверхнормативные выбросы. Учитывая, что при проектировании отдельных УКПГ такие нормы не существовали, возникает необходимость в усовершенствовании технологических процессов и схем УКПГ. Это обуславливает также разработку новых нормативно-технических документов по проектированию объектов добычи и подготовки к транспорту углеводородного сырья.

Опыт эксплуатации промысловых объектов выявил ряд неэффективных технических решений, принятых при их проектировании, в том числе с использованием устаревшей нормативно-технической документации. Кроме того, за период проектирования и строительства, действующей УПГ, разработан ряд новых и усовершенствованы действующие способы добычи газа и оборудования газовых промыслов [95].

Исходя из проведенного обзора существующих технологических схем подготовки нефтяного газа, можно сформулировать основные научно-технические направления, позволяющие обеспечить высокую эффективность подготовки и переработки нефтяного газа месторождении Кенлык:

- совершенствование техники и технологии подготовки углеводородов к переработке с целью снижения энергетических затрат и повышения качества подготовки;
- внедрение ресурсосберегающих технологий подготовки природного газа;
- анализ работы технологических схем по основным технологическим показателям;
- обоснование и разработка рекомендаций по совершенствованию технологических схем подготовки нефтяного газа;
- проведение промысловых испытаний альтернативных технологических схем;
- оценка качественных показателей процесса осушки нефтяного газа;
- обоснование, промысловые испытания технологических схем подготовки природного газа по схемам с размещением ДКС до УПГ.

### **5.1 Применение моделирующих систем в расчетах технологии НТС**

Известно, что вопросы проектирования и оптимизации процессов на действующих установках подготовки газа решались в основном опытным путем, что всегда было сопряжено с большой вероятностью ошибок и недочетов, которые устранялись на стадии эксплуатации. Актуальной задачей является применение методов математического моделирования для сокращения времени проектирования и трудоемкости, так как основные расчеты выполняются с применением ПК. Поэтому важным является использование различных моделирующих систем, предназначенных для всестороннего исследования технологических режимов, прогнозирования протекания

процессов первичной подготовки нефти, газа и газового конденсата в динамике разработки месторождения и оптимизации процессов [96].

Определение оптимальных технологических режимов, а также повышение эффективности процесса проектирования обустройства нефтяных и газовых месторождений – один из важнейших факторов научно-технического прогресса в нефте- и газодобывающей промышленности. С начала 80-х годов начался новый этап развития информационных технологий, который характеризуется качественно новыми подходами к разработке систем моделирования, проектирования, прогнозирования и управления технологическими процессами. В настоящее время многообразные экспертные, интеллектуальные, гибридные системы широко внедряются в практику во многих отраслях знаний, в том числе в нефтяной, газовой и газо- и нефтеперерабатывающей промышленности [97]. Разработаны и широко применяются различные моделирующие системы, такие как, HYSYS, HYSIM, PRO-2, PROSYM, GIBBS, «ГазКондНефть» и другие, которые являются универсальными и применяются, в основном, при проведении проектных расчетов.

Предприятие может воспользоваться несколькими способами приобретения лицензионного программного обеспечения. Например, HYSYS - программное обеспечение, поставляемое вместе с компьютерным оборудованием (в том числе устанавливаемое на новых компьютерах). Как правило, зарубежное программное обеспечение, стоит дороже, чем моделирующая система, предлагаемой мной, и ее цена включается в стоимость оборудования. Еще одним недостатком HYSYS продуктов является привязка его к определенному компьютеру. Легальным является его использование только с приобретенным оборудованием. На другой компьютер приобретенную вами версию уже не переставишь, но сам компьютер, на котором она уже установлена, можно без проблем модернизировать.

Моделирующие системы (МС) динамической модели отличаются от традиционных методов математического моделирования комплексным подходом к проблеме, удобным пользовательским интерфейсом и использованием современных операционных сред, в рамках которых функционируют все блоки МС. Кроме того, большинство подобных систем включают экспертные оценки специалистов, накопленные базы данных, базы знаний. Поскольку моделирующие системы содержат информацию в числовой форме и не дают каких-либо качественных характеристик проведения процесса, а экспертные системы, наоборот, не позволяют количественно оценить эффективность проведения процесса, что снижает точность проведения расчётов и прогнозов, возникла необходимость создания гибридных или компьютерных моделирующих систем [98, 99, 100]. В основу таких систем положены математические модели, отражающие физико-химическую сущность процесса, сочетающиеся с искусственным интеллектом. В результате такого синтеза для пользователей, в число которых входит инженерно-технический персонал промышленных предприятий, появилась возможность общаться с

компьютером на естественном языке и непосредственно принимать решения без специальных знаний в области математики, программирования и вычислительной техники. Промысловая подготовка нефти и газа включает в себя процессы сепарации, каплеобразования и отстаивания, в которых не происходит химического превращения веществ. Физико-химические основы этих процессов в настоящее время довольно детально изучены, что является базой для их моделирования. На эффективность проведения процессов разделения нефти, газа и воды на промысле оказывают влияние различные технологические параметры. Правильный подбор условий разгазирования и обезвоживания определяет качество продуктов, поступающих для дальнейшей переработки на нефте- и газоперерабатывающие заводы [101]. Определение оптимальных технологических параметров существенно облегчается с применением компьютерных моделирующих систем. В процессе разработки месторождений наблюдается динамика балансов по основным продуктам промышленной подготовки нефтегазового сырья, которую необходимо постоянно прогнозировать, и на основании этого корректировать технологические режимы установок. Эти и многие другие проблемы позволяют решать использование компьютерных моделирующих систем. Для изучения фазовых превращений газоконденсатных и нефтяных систем при высоких давлениях проводят специальные экспериментальные исследования [102]. Однако они не могут обеспечить оперативного получения в требуемом объеме информации о составах и физических свойствах равновесных паровой и жидкой фаз пластовых смесей при различных термобарических условиях. Поэтому все более широко применяются расчетные методы исследования фазовых превращений. В ряде случаев они позволяют решать такие задачи, ответы на которые невозможно получить при использовании только экспериментальных методов. Однако замена экспериментов расчетами на ПК возможна лишь при наличии адекватных математических моделей. Разработка комплекса математических моделей всех процессов первичной подготовки нефти, таких как: сепарация, обезвоживание, обессоливание позволяет создать информационно-моделирующую систему, предназначенную для разработки систем автоматизированного проектирования (САПР), оперативной диагностики и оптимизации действующих производств. В этой диссертационной работе разработаны моделирующие системы (МС) технологии низкотемпературной сепарации газа которые позволяют рассчитывать: процессы сепарации, каплеобразования и отстаивания, различные варианты технологических схем, выбирать технологические режимы работы промышленных установок.

Математическое описание всех модулей МС разработано на основе физико-химических закономерностей, протекающих при сепарации газа. Это обеспечивает высокую точность расчетов и их прогнозирующую способность. Математические описания основных процессов промышленной подготовки нефти были приведены в разделе 2 и 3.

Моделирующая система

**Состав исходной смеси, % моль:**

CO2	<input type="text"/>
N2	<input type="text"/>
CH4	<input type="text"/>
C2H6	<input type="text"/>
C3H8	<input type="text"/>
iC4H10	<input type="text"/>
C4H10	<input type="text"/>
iC5H12	<input type="text"/>
C5H12	<input type="text"/>
Остаток	<input type="text"/>

**Обводненность, масс. доли:**

H2O

**Расход сырьевого газа, кг /год:**

**Молекулярная масса:**

Остаток

**Плотность жидкости, кг,м3:**

Остаток

Для восстановления данных по умолчанию нажмите кнопку "Восстановить".

Помощь < Назад Далее > Выход

Рисунок 5.1 – Диалоговое окно МС

## 5.2 Основные направления совершенствования низкотемпературной сепарации

Особенности совместной работы продуктивных газоконденсатных пластов и установок комплексной подготовки газа (УКПГ) предъявляют ряд требований к технологическим схемам и оборудованию. Одним из таких требований является гибкость и приспособляемость установок низкотемпературной сепарации (НТС) к изменениям параметров сырья. Чем проще технология и чем меньше оборудования в ней используется, тем легче переналадка, связанная с изменениями давления, производительности и состава сырья.

Одним из вариантов решения этой проблемы является использование низкотемпературной газодинамической сепарации (НГС). Низкотемпературная газодинамическая сепарация привлекала внимание многих зарубежных специалистов инженеров из МВТУ им. Баумана; АН СССР — «труба Леонтьева»; «ВНИИГаз», «ЦКБН» ОАО «ГАЗПРОМ»; института «НИПИгазпереработка». За рубежом фирмой «ШЕЛЛ ИНТЕРНЭШНЛ РИСЕРЧ МААТСХАПШИЙ Б.В.» (Нидерланды) внедрены газодинамические сепараторы на морских платформах для низкотемпературной подготовки газа и ведутся работы по их совершенствованию. Темпы газодинамической сепарации для газонефтяного комплекса и ее внедрение зависели от финансирования опытных разработок и ситуации в народном хозяйстве. Первые разработки газодинамических сепараторов во «ВНИИГазе» выполнялись (1975 г.) под

руководством д.т.н. Б.Г. Берго. В «НИПИгазпереработка» (1986–1988 гг.) под руководством к.т.н. В.Я. Фридланда был разработан, изготовлен и доставлен на место испытаний опытно-промышленный образец газодинамического сепаратора. Однако его испытание и внедрение не состоялось из-за последующей реорганизации нефтегазового комплекса страны.

Зарубежные газодинамические сепараторы, принцип действия сводится к следующему. Исходный поток многокомпонентного углеводородного газа закручивают. После чего его продольно разгоняют до скоростей с числами Маха порядка 0,9–1,0. При этом внутренняя энергия газа адиабатически переходит в кинетическую, статическое давление и температура в потоке снижаются. Последний фактор способствуют конденсации углеводородных компонентов  $C_{3+}$  и паров воды. Полученная жидкая фаза в закрученном потоке концентрируется на его периферии и осаждается на стенках сепарационной камеры, откуда она удаляется в зону с пониженным давлением - емкость. Пониженное давление создается эжектированием из нее газовой фазы расширяющимся исходным потоком. Очищенный газовый поток затормаживают с восстановлением давления. Описанный процесс подобен процессу низкотемпературной сепарации с использованием детандерно-компрессорного агрегата, аппаратное оформление низкотемпературной газодинамической сепарации намного проще.

Однако подобная схема НГС имеет ряд существенных недостатков, главным из которых является недостаточно качественная осушка газа от углеводородных компонентов и воды из-за недостаточно низких температур (порядка минус 50 °С) потока, имеющего околосзвуковую или звуковую скорости. Для обеспечения эффективной работы газодинамического сепаратора необходимо усиливать охлаждение газа, что на околосзвуковых скоростях недостижимо. При истечении газа со сверхзвуковыми скоростями достигается статическая температура в потоке порядка минус 100–120 °С. Более глубокий холод интенсифицирует конденсация компонентов из газа.

Однако при сверхзвуковых скоростях отделение сконденсировавшихся компонентов от охлажденного потока газа неэффективно. Высокая турбулентность, порожденная большими скоростями истечения газа, срывает осевшие жидкие частицы с твердой поверхности и уносит их из газодинамического сепаратора. Поэтому необходимо очень быстро удалять осевшие жидкие частицы с твердой поверхности в зону с пониженным давлением. Перемещение осевших частиц обуславливается действием разности давлений в потоке газа и в зоне пониженного давления (емкости).

Скорость движения осевших частиц тем выше, чем больше эта разность давлений. Величина последней зависит от количества газовой фазы, эжектируемой из емкости. Однако вместе с жидкостью в зону пониженного давления поступает из основного потока и газ, которого тем больше, чем глубже разрежение в емкости. Циркуляционное движение газа приводит к потерям энергии — давления очищаемого газа. Потери энергии тем больше, чем глубже создаваемое разрежение в зоне. Но потери энергии влекут за собой

уменьшение скорости охлаждаемого газа и, как следствие, повышение его температуры и снижение интенсивности конденсации компонентов.

Таким образом, описанное техническое противоречие является одной из основных проблем в совершенствовании низкотемпературной газодинамической сепарации. Имеются и другие проблемы, связанные с процессами:

- конденсации в сверхзвуковых потоках;
- сепарации из сверхзвуковых потоков сконденсировавшейся жидкости за очень короткие промежутки времени (порядка 0,0075–0,01 с);
- испарения сконденсированной жидкости при повышении ее температуры, вследствие торможения потока на твердых стенках и в емкости.

С целью повышения эффективности в компании «РусГазИнжиниринг» разработан способ газодинамической сепарации (патент РФ № 2291736).

По этому способу в газ дополнительно вводятся конденсируемые компоненты в жидкой или (и) паровой фазах (их ввод может осуществляться в исходный или расширившийся газ). В связи с тем, что вводимая жидкая фаза имеет большую теплоемкость, находясь в динамическом потоке, она сохраняет низкую температуру дольше, чем газ, и несет в себе функции хладагента, которым возможно интенсифицировать конденсацию компонентов в расширяющемся газе и осуществлять технологические операции, например, охлаждать исходный газ [103].

В расширенном, охлажденном и вращающемся потоке создается приосевая область, состоящая преимущественно из газовой фазы, и периферийная область — из газожидкостной смеси сконденсированных и несконденсированных компонентов. При этом поток газожидкостной смеси имеет аксиальную и угловую скорости перемещения, одинаковые с приосевым потоком. Весь поток газожидкостной смеси отводится в зону пониженного давления практически без его торможения. Это достигается применением путем интегрального отвода через вихревую камеру или дифференциального отбора по потоку через пористые стенки сепарационной камеры, выполняемой из металлокерамического фильтрационного материала, либо комбинированным методом. Этим сохраняется статическая температура и уменьшается испарение сконденсировавшейся жидкости.

Газожидкостная смесь окончательно разделяется в зоне пониженного давления, где возможно применение фильтрующего материала, т.е. в принципе производится качественная очистка газовой фазы от жидкости.

В связи с тем, что в газожидкостной смеси масса жидкости превышает массу газа и является хладагентом, ее интенсивного испарения при разделении не происходит.

Газовая фаза из зоны пониженного давления эжектируется очищенным газом из приосевой области. Эжектирование газовой фазы из зоны пониженного давления очищенным газом позволяет эффективно создавать разрежение в зоне пониженного давления без потерь энергии (давления) исходного газа, расходуемой на его расширение и конденсацию жидкости.

Этим техническим приемом повышается глубина охлаждения расширяющегося газа и интенсифицируется процесс конденсации, т.е. в конечном итоге повышается эффективность газодинамической сепарации.

Очищенный газ и конденсат отводятся отдельно. При этом исходный газ может предварительно охлаждаться жидкостью, удаляемой из зоны пониженного давления, и (или) очищенным газом.

Газодинамическая сепарация по описанному методу может производиться однократно или многократно. При выполнении многократной газодинамической сепарации конденсируемые компоненты, вводимые в исходный газ, могут подаваться из последующей ступени в предыдущую ступень или из предыдущей ступени сепарации в последующую ступень. При производстве многократной газодинамической сепарации исходный газ предыдущей ступени может охлаждаться очищенным газом последующей ступени.

### **Выводы по разделу 5**

Опыт эксплуатации промышленных объектов выявил ряд неэффективных технических решений, принятых при их проектировании, в том числе с использованием устаревшей нормативно-технической документации. Кроме того, за период проектирования и строительства, действующей УПГ, разработан ряд новых и усовершенствованы действующие способы добычи газа и оборудования газовых промыслов.

Исходя из проведенного обзора существующих технологических схем подготовки нефтяного газа, можно сформулировать основные научно-технические направления, позволяющие обеспечить высокую эффективность подготовки и переработки нефтяного газа месторождения Кенлык.

Как показывают результаты расчетов наблюдается удовлетворительное совпадение расчетных и экспериментальных данных, что подтверждает возможность применения разработанной моделирующей системы расчета процессов в низкотемпературном сепараторе. В дальнейшем моделирующая система расчета процессов промышленной подготовки газа может быть модифицирована с учетом применения энерго и ресурсосберегающих газодинамических сепараторов.

Созданная математическая модель может быть использована для определения оптимальных режимов работы установки низкотемпературной сепарации при изменяющемся составе и расходе сырья, а также изменении пластового давления.

Универсальность и высокая эффективность низкотемпературной сепарации газа в сочетании с практически бесплатным холодом, получаемым на промыслах в результате использования энергии, заключенной в самих газовых потоках высокого давления, делает этот процесс незаменимым почти на всех газодобывающих промыслах, где требуется осушить и обезжирить газ.

Перепад температур в Чиллере (пропановый испаритель) при любых перепадах давлений газа намного превышает перепад температур в дроссельных

устройствах. Увеличение начального давления природного газа ведет к увеличению перепада температур в дроссельных устройствах и почти не сказывается на перепаде температур в детандерах. Наличие низкой статической температуры газа в сопле позволяет существенно повысить эффективность выделения из него целевых компонентов. Небольшие размеры установок помогают размещать их не только на суше, но и на морских платформах, что является дополнительным преимуществом. В связи с этим открываются широкие перспективы развития сверхзвуковых сепараторов. В настоящее время в России опытно-промышленные установки внедрены, например, на Муравленковском газоперерабатывающем заводе. За рубежом фирмой «Twister BV» внедрены газодинамические сепараторы на морских платформах в Нидерландах для низкотемпературной подготовки газа и ведутся работы по их совершенствованию [104, 105].

Однако детального анализа области эффективного применения сверхзвуковых сепараторов до сих пор проведено не было.

Предварительный анализ течения проводится в предположении локального термодинамического равновесия, отсутствия влияния центробежных сил на уравнение состояния и отсутствия химических реакций в газе, что соответствует абсолютному большинству процессов разработки и эксплуатации месторождений природных газов.

## Заключение

Проведенные исследования и полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

Впервые определен ряд процессов, которые необходимо рассматривать при промышленной подготовке попутного нефтяного газа, направляемого на подготовку или переработку с целью извлечения из попутного нефтяного газа легких жидких углеводородов.

Выявлены характерные особенности добычи и утилизации нефтяного газа при эксплуатации нефтяных месторождений, рассмотрены и проанализированы существующие технологии подготовки и переработки попутного нефтяного газа, используемые для выделения тяжелых углеводородных газов применительно к промышленному обустройству нефтяных месторождений;

Впервые разработан новый системный подход для выбора эффективных методов использования нефтяного газа по критериям, учитывающим индивидуальные особенности разрабатываемых месторождений.

Установлено, что основными факторами, влияющими на эффективность процесса низкотемпературной сепарации газа, являются: давление, температура, состав и расход сырья, конструкционные особенности аппаратов.

Теоретически обоснована и экспериментально доказана, что расчеты динамической модели процесса низкотемпературной сепарации газа, построенная на основе закономерностей фазовых превращений углеводородных систем и процессов теплопередачи в динамических условиях работы промышленных установок, позволяет прогнозировать работу действующих аппаратов технологической схемы с учетом их конструкции, а также уноса углеводородов при разделении.

Результаты исследования, выполненные совместно с сотрудниками ТОО «KazFrac», показали, что существующая технология низкотемпературной сепарации с текущими параметрами не дает возможность эффективного использования ПНГ, в частности доведения до 95 % уровня утилизации.

На основании аналитических исследований углеводородных газов выявлено, что на выход СОГ в исследованном диапазоне варьирования параметров заметное влияние оказывает изменение температуры и давления в низкотемпературном сепараторе, причём, параметрическая чувствительность по давлению выше, чем по температуре. Уменьшение температуры приводит к снижению выхода сухого газа. Показателями, которые характеризуют качество подготовки газа, являются содержание  $C_{3+}$ . Снижение температуры приводит к повышению качества подготовленного сухого газа по отделению тяжелых углеводородов. Снижение давления отрицательно влияет на качество подготовки газа и параметры потребления газа на ГТУ. Исследования показали, что при промышленной подготовке нефтяного газа целесообразно выполнять одновременное варьирование параметров на нескольких ступенях сепарации.

Экспериментально доказано, что значение параметрической чувствительности может служить количественной оценкой выхода и качества

товарной продукции процесса низкотемпературной сепарации. Установлено, что для данной подготовки нефтяного газа наиболее существенное влияние оказывает изменение температуры и давления на последней ступени сепарации. Определены оптимальные режимы работы УПГ «Кенлык», которые позволяют улучшить качество СОГ и увеличить выход товарного газа на 981 кг в сутки по сравнению с базовым вариантом при расходе ПНГ 6500 нм<sup>3</sup>/час.

Результаты экспериментального исследования показали, что динамическая модель процесса низкотемпературной сепарации газа позволяет оценивать время достижения нового установившегося режима, учитывать все сопутствующие колебания параметров работы аппаратов, входящих в состав установки и прогнозировать работу действующих аппаратов технологической схемы.

Осуществлены опытно-промышленные испытания на действующей установке с целью определения оптимальных технологических режимов УПГ ТОО «KazFrac», были проведены исследования с использованием технологической моделирующей системы. Обнаружено, что после проведения ОПИ при понижении температуры на первой ступени сепарации на 7 °С, увеличивается расход газа на 19 % за счет иного распределения вещества между газовой и жидкостной фазой на выходе установки.

После оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении выявлено, что преимуществом варианта утилизации ПНГ на УПГ с оптимизацией режима является ее высокая экологическая эффективность. УПГ может улучшить экологическую обстановку, снижая тепловое загрязнение окружающей среды и выброс тяжелых углеводородов, других загрязняющих веществ в атмосферу.

На основе оценки выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на месторождении выявлено, что преимуществом варианта утилизации ПНГ на УПГ с оптимизацией режима является ее высокая экологическая эффективность. УПГ может улучшить экологическую обстановку, снижая тепловое загрязнение окружающей среды и выброс тяжелых углеводородов, других загрязняющих веществ в атмосферу.

Определены оптимальные режимы работы УПГ «Кенлык», которые позволяют улучшить качество СОГ и увеличить выход товарного газа на 981 кг в сутки по сравнению с базовым вариантом при расходе ПНГ 6500 нм<sup>3</sup>/час.

Полученные научные результаты вносят определенный вклад в теорию и практику низкотемпературной сепарации нефтяного газа.

## Список использованных источников

1. Закон Республики Казахстан «О нефти»;
2. Экологический кодекс Республики Казахстан от 9 января 2007 года N 212-III;
3. Сборник методик по расчету выбросов в атмосферу загрязняющих веществ различными производствами», - Алматы, 1996;
4. Койшыбаев А.Д. Анализ выбора оптимального метода сепарации нефти при утилизации попутного нефтяного газа на месторождении Кенлык // Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2017. - №2(98). -С. 93-97;
5. Koishybayev A. Analysis of selection the optimal separation techniques oil for associated gas utilization process // ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences. – 2017. –№12. – P.4927-4930;
6. Национальный стандарт Республики Казахстан СТ РК 1666-200 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия»;
7. Кондауров С.Ю. Перспективы использования адсорбционных технологий для подготовки газа к транспорту / С.Ю. Кондауров // Газовая промышленность. – 2010. – №10. – С. 52-55;
8. Вержичинская С. В. Химия и технология нефти и газа: учебное пособие / С.В. Вержичинская. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М. – 2007. – 400 с.;
9. Широкова Г.С. Аспекты получения жидкой углеводородной продукции в ракурсе обязательной утилизации попутного нефтяного газа /Г.С. Широкова, М.В. Елистратов // Газовая промышленность. – 2010. – №4. – С. 57-62;
10. Пат. 2497573 Российская Федерация, В01D53/26 . Способ осушки и очистки природных газов и устройство для его осуществления / Курочкин А.В.; заявитель и патентообладатель Курочкин А.В.; заявл. 13.07.2012, опубл. 10.07.2012;
11. Койшыбаев А.Д., Баймаханов Г.А. Исследование адсорбционного устройства для осушки попутного нефтяного газа на месторождении Кенлык // Молодой ученый. — 2015. — №4. — С. 205-207;
12. Скобло А.И. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. / А.И. Скобло. — М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 677 с.;
13. Пат. 2286377 Российская Федерация, С10G5/04, F25J3/02. Способ низкотемпературного разделения углеводородного газа / Иванов С. И., Столыпин В.И.; заявитель и патентообладатель ООО «Оренбурггазпром»; заявл. 30.05.2005; опубл. 27.10.2006;
14. Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З. Анализ показателей добычи и использования попутного газа // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР. - 2008. - Вып. 4 (74). - С. 54-59;
15. Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З. Авдеева Л.А., Курбатов А.М., Бортников А.Е., Горчаков В.Г. Выбор методов утилизации нефтяного газа и оценка эффективности их внедрения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Нефтяное хозяйство. - 2008. - № 9. - С.50-52;

16. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. –156 с.
17. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
18. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. – М.: Газойл пресс, 2006. – 200 с.
19. Ильясова Е.З. Определение и обоснование факторов, влияющих на выбор методов утилизации попутного газа // Энергоэффективность. Проблемы и решения. Матер, научн.-практ. конф. 23 октября 2008 г. в рамках VIII Российского энергетического форума. - Уфа, 2008. - С. 85-88;
20. Музлова Г.Д. Время гасить факелы? // Нефтегазовая вертикаль. - 2007. - №18.-С.64-67;
21. Даниленко М.А. Заклинение нефтяного газа // Нефть России. - 2002. - №2.- С. 42-45;
22. Щербатюк В. Не всё то газ, что горит. Промысловые установки топливного газа // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – С. 133-134;
23. Rajovic V., Kiss F., Maravic N. Environmental flows and life cycle assessment of associated petroleum gas utilization via combined heat and power plants and heat boilers at oil fields // Energy Conversion and Management. – 2016. –№ 118. – P. 96 - 104;
24. Надиров Н.К., Вахитов Г.Г., Сафронов С.В., Дергачев А.А.. Новые нефти Казахстана и их использование. Технология повышения нефтеизвлечения. – Алма-Ата: Наука, 1982. – С. 5-26;
25. Зырянова А.Ю. Оценка экономической эффективности инвестиционного проекта закачки попутного газа в нефтяной пласт // Проблемы современной экономики. – 2010. – №1. – С. 251-254;
26. Койшыбаев А., Панфилова И. Эффективность закачки попутного нефтяного газа в условиях системы подготовки нефти и газа // Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2017. - №6(102). - С. 97-113;
27. Ma Zh.,Trevisanut C. A micro-refinery to reduce associated natural gas flaring //Sustainable Cities and Society. – 2016. – 27. – P. 116-121;
28. Baimakhanov G., Koishybayev A., Mashrapova M., Tleuberdi N. Highly pressurized hydraulic fracturing fluid behavior in oil-bearing rocks // Int. J. Chem. Sci. – 2015. - №13. – P. 963-970;
29. Помашев О.П., Койшыбаев А.Д. О скорости жидкости по горным породам между скважинами нефтегазовых месторождений // Молодой ученый. — 2015. — №8. — С. 175-177;
30. Orazbekuly Y., Boiko G.I., Lubchenko N.P., Dergunov S.A. Novel high-molecular multifunctional reagent for the improvement of crude oil properties // Fuel Processing Technology. – 2014. – № 128. – P. 349-353;
31. Panfilov M., Panfilova I. Method of negative saturations for flow with variable number of phases in porous media: extension to three-phase multi-component case // Comput. Geoscience. – 2014. – № 18. – P. 385-399;

32. PVTi and ECLIPSE 300. An Introduction to PVT analysis and compositional simulation. Schlumberger, 2005;
33. Mogensen K. Linking fluid composition to black-oil properties // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – №149. – P. 161-170;
34. Sun X., Zhang Y., Li K. A new mathematical simulation model for gas injection enhanced coalbed methane recovery // *Fuel*. – 2016. – № 183. – P. 478-488;
35. Zhang B., Okuno R. Modeling of capacitance flow behavior in EOS compositional simulation // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2015. – № 131. – P. 96-113;
36. Daghljan Sofla S.J., Pouladi B., Sharifi M. Experimental and simulation study of gas diffusion effect during gas injection into naturally fractured reservoirs // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2016. – № 33. – P. 438-447;
37. Mohammadia S., Kharrat R., Khalili M. Optimal conditions for immiscible recycle gas injection process: A simulation study for one of the Iranian oil reservoirs // *ScientiaIranica*. – 2011. – №18 (6). – P. 1407-1414;
38. Zhao L., Liang H., Zhang X. Relationship between sandstone architecture and remaining oil distribution pattern: A case of the Kumkol South oilfield in South Turgay Basin // *Kazakhstan. Petrol. Explor. Develop.* – 2016. – № 43(3). – P. 474-483;
39. Mokhtari R., Ashoori S., Seyyedattar M. Optimizing gas injection in reservoirs with compositional grading: A case study // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – № 120. – P. 225-238;
40. Wan T., Yu Y., Sheng J.J. Experimental and numerical study of the EOR potential in liquid-rich shales by cyclic gas injection // *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*. – 2015. – № 12. – P. 56-67;
41. Баймаханов Г.А., Койшыбаев А.Д. О факторах смеси воды с углеводородами // XII международная научно-практическая конференция «Наука и технология: шаг в будущее - 2016». – Прага, 2016. – С.78-80;
42. Кутепова Е. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России // Ежегодный обзор. Вып. 3. – Всемирный фонд дикой природы (WWF) – М., 2012. – 35 с.;
43. Темишев О.М, Фахрутдинов Р.З. Проблемы производства и газоснабжения в Республике Казахстан // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2013. – Т16, №22. - С83-85;
44. Коржубаев А.Г. Пути попутного газа // *Нефть России*. – 2006. – № 2. – С. 33–38;
45. Иванова И. Ю., Тугузова Т. Ф., Попов С. П. // *Малая энергетика Севера: Проблемы и пути развития*. Новосибирск: Наука. – 2002. – 188 с.;
46. Булаев С.А. Сжигание попутных нефтяных газов. Анализ прошлых лет и государственное регулирование // *Вестник Казанского технологического университета*. – 2013. –Т16, №1.-С. 202-205;
47. Баймаханов Г.А., Койшыбаев А.Д. Обзор результатов повышения нефтеотдачи пластов // XI международная научно-практическая конференция «Наука и технология: шаг в будущее - 2015». – Прага, 2015. – С.70-74;

48. Ahmadi M.A., Hasanvand M., Shokrolahzadeh S. Technical and economic feasibility study of flue gas injection in an Iranian oil field // *Petroleum*. – 2015. – № 1. – P. 217-222;
49. Пятибратов П.В., Быкадоров А.В. Повышение эффективности закачки попутного нефтяного газа в условиях системы подготовки нефти с двухступенчатой сепарацией // *Территория Нефтегаз*. – 2014. – № 11. – С. 40-44;
50. Sevik S. An analysis of the current and future use of natural gas-fired power plants in meeting electricity energy needs: the case of Turkey. *Renew Sustain Energy Rev* B.B. Kanbur et al. // *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79. – 2017. P. 1171–1188;
51. Krey G. Utilization of the cold by LNG vaporization with closed-cycle gas-turbine // *J. Eng Power-Trans Asme*. – 1980. P.102:225–30.
52. Писарев М.О. Моделирование режимов работы аппаратов установки подготовки газа и газового конденсата в технологии низкотемпературной сепарации / М.О. Писарев, И.М. Долганов, Е.Н. Ивашкина // *Нефтегазовое дело*. – 2014. – №3. – С. 187-206;
53. Атабегова Е.А., Волокитин Л.Б. Обзор методов низкотемпературной переработки попутных нефтяных газов // *Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. Сер. “Машиностроение”*. – 2010. – №7. – С. 230-235;
54. Tan H, L, Y, Tuo H. Theoretical and experimental study on a self-refrigerating system for LNG-fueled refrigerated vehicles // *J. Nat Gas Sci. Eng.* – 2014. P. 20:192–199.
55. Mokhatab S, Mak JY, Valappil JV, Wood DA. *Handbook of liquefied natural gas*. Burlington: Elsevier Science, 2013;
56. Койшыбаев А.Д., Енсепабаев Т.А. Исследование низкотемпературной сепарации попутного нефтяного газа с помощью эффекта Джоуля-Томсона // *Конф. «Международное Сатпаевское чтение – 2017»*. – 2017. – С. 275-279;
57. Кобиллов Х.Х., Гойибова Д.Ф., Назарова А.П. Низкотемпературная сепарация углеводородов из природного и нефтяного попутного газа // *Молодой ученый*. — 2015. — №7. — С. 153-155;
58. Технологический регламент УПГ месторождений «Кенлык», ТОО «KazFrac», 2009;
59. Selvakkumaran S., Limmeechokchai B., Masui T., Hanaoka T., Matsuoka Y. Low carbon society scenario 2050 in Thai industrial sector // *Energy Convers Manage*ю – 2014. – №85. – P.663-674;
60. Song J., Yang W., Higano Y., Wang X.E. Introducing renewable energy and industrial restructuring to reduce GHG emission: application of a dynamic simulation model // *Energy Convers Manage.* – 2015. – №96. – P.625-636;
61. Farina MF. Flare Gas Reduction: recent global trends and policy considerations // *General Electric Company*. – 2011;
62. Loe J.S., Ladehaug O. Reducing gas flaring in Russia: Gloomy outlook in times of economic insecurity // *Energy Policy*. – 2012. – №50. – P.507-517;
63. Ermolovich M. Deputy director for international energy cooperation // *Russian Gas Society*– 2011;

64. Energy, Petroleum Finance Company Using Russia's associated gas // Report to the Global Gas Flaring Reduction. – 2007;
65. Center for Climate and Energy Solutions. Climate TechBook: Cogeneration/ Combined Heat and Power (CHP). – 2011;
66. Cogen Europe EDUCOGEN. The European Educational Tool on Cogeneration Consulted. – 2009;
67. Rosen MA. Reductions in energy use and environmental emissions achievable with utility-based cogeneration: simplified illustrations for Ontario // Appl Energy. – 1998. – №61(3).-P.163-174;
68. Dincer I., Rosen MA. Thermodynamic aspects of renewables and sustainable development // Renew Sustain Energy Rev. – 2005. – №9(2). – P.169-189;
69. Weisser D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies // Energy. – 2007. – №32(9). – P.1543-1559;
70. Dones R., Heck T., Emmenegger MF., Jungbluth N. Life cycle inventories for the nuclear and natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis (14 pp) // Int. J Life Cycle Assess. – 2005. – №10(1). – P.10-23;
71. Arutyunov V.S. Utilization of associated petroleum gas via small-scale power generation // Russ J Gen Chem. – 2011. – №81(12). – P.2557-2563;
72. Solov'yanov A.A. Associated petroleum gas flaring: environmental issues // Russ J Gen Chem. – 2011. – №81(12). – P.2531-2541;
73. Ite A.E., Ibok U.J. Gas flaring and venting associated with petroleum exploration and production in the Nigeria's Niger Delta // Am J Environ Protection. – 2013. – №1(4). – P.70-77;
74. Технический паспорт. Установка факельная УФМС 300/350, зав. №51. ОАО «Нефтемаш», 2005 г.;
75. Технический паспорт. Печь трубчатая блочная ПТБ-5-40Э, зав. №11. ЗАО НПП «Теплогазавтоматика», 2007 г.;
76. Технический паспорт. Передвижная автоматизированная газотурбинная электростанция ПАЭС-2500, зав. №20. ОАО «Мотор Сич». 2007.;
77. РНД 03.0.0.2.01. Классификатор токсичных промышленных отходов производства предприятий РК. Алматы, 1996;
78. РНД 03.3.0.4.01-96 «Методические указания по определению уровня загрязнения компонентов окружающей среды токсичными веществами отходов производства и потребления», Министерство экологии и биоресурсов РК, Алматы, 1996;
79. 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;
80. Игитханян 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;
81. 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.;
82. П.М. Левшин, И.А. Мерициди, К.Х. Шотиди, П.Р.Халиков. Техно-экономические и экологические аспекты утилизации попутного нефтяного газа (программный комплекс) // Территория нефтегаз. - № 8. – 2015;
83. «Методика расчета выбросов вредных веществ в окружающую среду от неорганизованных источников нефтегазового оборудования» РД 39-142-00., М. 2000;
84. Frischknecht R., Jungbluth N. Implementation of life cycle impact assessment methods, ecoinvent report No. 3 // Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland. – 2004;
85. Solomon S. Climate change 2007-the physical science basis: working group I contribution to the fourth assessment report of the IPCC, vol. 4. Cambridge University Press. – 2007;
86. Savinov АЕ. In: Presented at the Int Conf. Utilization of Associated Petroleum Gas in Russia. Moscow. – 2004;
87. Надиров Н. К., Айдарбаев А. С., Конаев Э. Н. Утилизация попутного газа месторождений Южно-Торгайской впадины Арыскумского прогиба // Инженерная наука на рубеже XXI века: Междунар. науч.-практ конф. / КазНУ им. аль-Фараби. – Алматы, 2001. – С.160.
88. Braginskii ОВ, Chemavskii SY. Utilization of associated petroleum gas: economic issues. Russ J Gen Chem. – 2001. – 81(12). P.2542-2546;
89. Койшыбаев А.Д. Экологические аспекты системы утилизации попутного нефтяного газа // Научно-технический журнал «Нефть и газ». – 2018. - №2(104). - С. 118-131;
90. «Проект промышленной разработки месторождения Кенлык» (Письмо №12-03-2226 от 23.05.2018 г), ТОО «Саутс-Ойл», 2018;
91. «Технологическая схема разработки месторождения Актау» (Письмо №12-03-1722/И от 19.04.2017 г.), ТОО «Саутс-Ойл», 2017;
92. «Технологическая схема разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» (Письмо № 17-04-9084 от 7.12.2012 г.), ТОО «Саутс-Ойл», 2012;
93. «Анализ разработки месторождения Юго-Западный Карабулак» утвержденное Рабочей группой Комитета геологии и недропользования (письмо №12-03-5869 от 24.11.2017 г.), ТОО «Саутс-Ойл», 2017;
94. «Пересчет начальных геологических и извлекаемых запасов нефти и газа месторождения Кенлык по состоянию изученности на 02.01.2016 г.» ГКЗ РК (Протокол №1803-17-У от 12.04.17 г.), ТОО «Саутс-Ойл», 2017;
95. «Подсчет запасов нефти и газа по месторождению Актау Кызылординской области РК по состоянию на 02.01.2016 г.», ТОО «Саутс-Ойл», 2016;
96. «Подсчет запасов нефти и газа по объединенному месторождению Юго-Западный Карабулак». Протокол ГКЗ РК № 1174-12-У от 09.04.2012 г., ТОО «Саутс-Ойл», 2012;
97. Дудов А.Н., Ставицкий В.А., Хафизов А.Р. Совершенствование процесса подготовки газа в условиях падающей добычи / Сб. науч. тр. Научно-

- технические достижения и передовой опыт в нефтегазовой промышленности.- Уфа: УГНТУ. – 1999.- С. 234-238;
98. Кравцов А.В., Гавриков А.А., Ушева Н.В., Барамыгина Н.А. Комплексный подход к разработке моделирующих систем технологии первичной подготовки нефти и газа // Международная конференция «Информационные системы и технологии». – Томск, 2010. – С.226-230;
99. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е. Информационно-моделирующая система технологии первичной подготовки нефти // Химическая промышленность. - 1999. - № 7. - С. 50-54.
100. Маслов А.С., Ушева Н.В. Исследование технологических режимов установки подготовки газа и газового конденсата с применением информационно-моделирующих систем// Материалы четвертой международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск: Изд-во СТТ, 2000. – С. 91-95;
101. Kravtsov A.V., Maslov A.S., Usheva N.V. Study of gaz and gaz condensate preparing by applying of information-simulating system// Abstracts XV International Conference on Chemical Reactors CHEMREACTOR-15. – Helsinki, Finland. – 2001. – P. 262-265.
102. Гаврилов А.В. Гибридные интеллектуальные системы. – Новосибирск: Изд. НГТУ. – 2003. – С.164;
103. Запорожец Е. П., Зиберт Г. К., Валиуллин И. М., Зиберт А. Г. «НефтьГазПромышленность». – 4 (32). – 2007.;
104. B. Prast, R. A. van Dam, J. F. H. Willems, and M. E. H. van Dongen. Formation of Nano-Sized Water Droplets in a Supersonic Expansion Flow. J. Aerosol Sci. – 1996. – 27. – P.147-148;
105. Altam R.A., Lemma T.A. Trends in Supersonic Separator design development. MATEC Web of Conferences 131. – 2017;

## Приложение А

Жауапкершілігі шектеулі  
серіктестігі «KazFrac»  
Заңды м/ж: ОҚО Отрар ауд., Шілік а.о., Шілік а.  
Пошталық м/ж: 160713, Қазақстан Республикасы,  
Шымкент қ. Желтоқсан көшесі, 17,  
тел: +7 (7252) 610213  
E-mail: kazfrac@mail.ru



Товарищество с ограниченной  
ответственностью «KazFrac»  
Юр.адр: ЮКО, Отрарский р., Шиликский с.о., с. Шилик  
Почтовый адрес: 160713, Республика Казахстан  
г. Шымкент, улица Желтоқсан, 17,  
тел: +7 (7252) 610213  
E-mail: kazfrac@mail.ru

Утверждаю  
Технический директор  
ТОО «KazFrac»  
Орымбетов Т.Э.  
«15» ЯНВАРЬ 2018 г.

### АКТ о внедрении (использовании) результатов докторской диссертационной работы Койшыбаева Адилета Дауреновича

Комиссия в составе:  
председатель – Орымбетов Т.Э.,  
члены комиссии: Молдабеков Д.Б, Еспулатов С.А.,  
составили настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы  
«Обоснование выбора эксплуатационных объектов и системы утилизации  
попутного нефтяного газа на месторождении Кенлык и аналогичных залежах  
Южно-Тургайской впадины», представленной на соискание ученой степени  
доктора PhD, использованы в деятельности ТОО «KazFrac» при разработке  
технологии низкотемпературной сепарации и оценки эффективности работы  
УПП в следующем виде:

1) Технических предложений по оптимизации режимы работы  
установки;

2) Экспериментальных данных по исследованию состава ПНГ и СОГ.

Использование указанных результатов позволяет выявить  
закономерности влияния изменения технологических условий при  
эксплуатации УПП и использовать их при оценке оптимальных режимов  
работы установки. Показано, что значение параметрической чувствительности  
может служить количественной оценкой выхода и качества товарной  
продукции процесса низкотемпературной сепарации.

Председатель комиссии: \_\_\_\_\_ Орымбетов Т.Э.

Члены комиссии: \_\_\_\_\_ Молдабеков Д.Б.

\_\_\_\_\_ Еспулатов С.А.