

На правах рукописи

Андрейкина Людмила Васильевна

**СОСТАВ, СВОЙСТВА И ПЕРЕРАБОТКА ПОПУТНЫХ ГАЗОВ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальности: 02.00.13 – Нефтехимия
07.00.10 – История науки и техники

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Уфа 2005

Работа выполнена в Государственном научном учреждении «Научно-исследовательский институт малотоннажных химических продуктов и реактивов» (НИИРеактив) Министерства образования и науки РФ, г. Уфа.

Научные руководители: Академик АН РБ, доктор химических наук,
профессор
Рахманкулов Дилюс Лутфуллич
доктор технических наук
Мовсум-заде Мирсамед Эльдарович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор
Хабибуллин Раис Рахматуллович

доктор технических наук, доцент
Мастобаев Борис Николаевич

Ведущая организация ГУП «Институт нефтехимпереработки РБ»

Защита состоится «27» мая 2005 г. в 15³⁰ час на заседании диссертационного совета Д 212.289.01 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «26» апреля 2005 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
профессор

А. М. Сыркин

Советского, Варьёганского, Мамонтовского, Южно–Балыкского, Тепловского и некоторых других с целью определения возможностей использования их в качестве сырья на Нижневартовском, Белозерном и Южно-Балыкском газоперерабатывающих заводах.

- Оценка возможности и эффективности использования полученных на газоперерабатывающих заводах углеводородных фракций для производства нефтехимических продуктов – мономеров, полимеров, каучуков, резин.
- Исследование зависимости режимных параметров и выхода широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), стабильного газового бензина (СГБ) и пропана на газоперерабатывающих установках.

Научная новизна работы.

Впервые в хронологической последовательности проанализированы сведения по всем историческим этапам создания и совершенствования предприятий по переработке попутных нефтяных газов Западно-Сибирского региона.

Впервые исследован химический состав попутных газов различных нефтяных месторождений Западной Сибири (Самотлорского, Варьёганского, Южно-Балыкского и др.) и предложена научно-обоснованная схема их переработки.

Впервые проведена классификация попутных газов многих нефтяных месторождений Западной Сибири по содержанию наиболее ценных компонентов (C₃-C₅ и выше).

Практическая значимость работы.

Практическая ценность работы заключается в том, что рекомендации по обеспечению максимального выхода ШФЛУ, СГБ и пропана, в зависимости от химического состава попутных газов нефтяных месторождений Западной Сибири и режимных параметров газоперерабатывающих установок, используются на Нижневартовском, Белозерском и Южно-Балыкском газоперерабатывающих заводах.

Материалы диссертационного исследования используются при чтении лекций и при проведении лабораторного практикума по отдельным разделам курсов «Технология нефти и газа» и «Общая химия» для студентов технологического факультета Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Апробация работы.

Результаты работы были доложены и обсуждены на:

- IV Международной научной конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела», 24-26 декабря 2003 г., г. Уфа;
- XVII Международной научно-технической конференции «Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии», 12-15 октября 2004 г., г. Уфа;
- Международной конференции «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья», 24-26 ноября 2004 г., г. Москва.

Публикации.

По теме диссертации опубликованы: 9 печатных работ, в том числе 8 статей и 1 тезис доклада на конференции.

Структура и основное содержание работы.

Диссертация изложена на 109 страницах машинописного текста и состоит из введения, четырех глав, выводов и списка цитируемой литературы.

1.1. Некоторые вопросы истории добычи и использования попутного нефтяного газа.

Общеизвестно, что добыча и использование нефти и газа в России имеет многовековую историю. Однако технический уровень промышленного газового хозяйства до XX века был исключительно примитивным. Не находя экономически обоснованных областей применения, нефтепромышленники не только не заботились о сохранении газа или легких фракций углеводородов, но и старались от них избавиться. Негативное отношение наблюдалось и к бензиновым фракциям нефти, поскольку они вызывали повышение температуры вспышки и опасность загорания и взрывов.

Выделение газовой промышленности в 1946 г. в самостоятельную отрасль позволило революционно изменить ситуацию и резко увеличить как объём добычи газа в абсолютном значении, так и его удельный вес в топливном балансе страны. Быстрые темпы роста добычи газа стали возможны благодаря коренному усилению работ по строительству магистральных газопроводов, соединивших основные газодобывающие районы с потребителями газа – крупными промышленными центрами и химическими заводами. В 1963 г. были введены в эксплуатацию наи крупнейшие в мире по протяжённости и диаметру газопровод Бухара–Урал и нефтепровод «Дружба».

Первая послевоенная пятилетка явилась дальнейшим шагом вперёд по пути совершенствования новой техники и технологии переработки нефти и газа. Были созданы крупные комплексы нефте- и газопереработки в Уфе, Куйбышеве, Рязани, Саратове, Омске и т.д.

В области переработки нефти, природных и попутных газов широко развивались технологические связи между нефтегазовой и химической промышленностью.

На нефтепромыслах вводились в строй газобензиновые установки и установки стабилизации нефти. Это явилось прочной основой обеспечения сырьём – попутным нефтяным газом – бурно развивающейся химической промышленности. Значение нефти и газа в народном хозяйстве ещё более увеличилось в связи с применением их как важного сырья для расширения производства минеральных удобрений, синтетического каучука, пластмасс и других химических продуктов. Этим, прежде всего, объясняется новое место газовой промышленности в системе народного хозяйства, превращение её из топливно–энергетической отрасли в промышленную отрасль, способную полностью обеспечить ценнейшим сырьём запросы химической и нефтехимической промышленности.

1.2. Зарождение газопереработки Западно-Сибирского региона.

Впервые в Западной Сибири на окраине посёлка Берёзово 21 сентября 1953 года одна из разведочных скважин дала мощный фонтан газа. Это открытие дало стимул для дальнейшего развёртывания геолого–разведочных работ. Вскоре начался период целого ряда открытий нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. 21 июня 1960 года было открыто первое в Западной Сибири Трёхозёрное, 24 марта 1961 года – Мегионское, 15 октября 1961 года – Усть–Балыкское, в августе 1962 года – Советское, 15 ноября 1962 года – Запад-

но–Сургутское, 1 декабря 1964 года – Правдинское, 3 апреля 1965 года – Мамонтовское, 29 мая 1965 года – Самотлорское нефтяные месторождения.

Около 30 лет назад Западно–Сибирский нефтегазовый регион вышел на первое место по объёму добычи нефти и газа в нашей стране. В настоящее время здесь добывается 66% российской нефти и газового конденсата, 92% природного газа. Ежегодное потребление в мире топливно–энергетических ресурсов составляет более 14 млрд. т условного топлива, из них 35% приходится на долю нефти и свыше 25% на долю природного газа. Суммарные запасы нефти и газа на севере Западной Сибири составляют более четверти мировых запасов этих видов топливно–энергетических ресурсов и позволят Западносибирской нефтегазовой провинции ещё несколько десятков лет оставаться не только ведущим регионом в российской нефтегазодобывающей отрасли, но и в целом экономике всей страны. В доходную базу федерального бюджета России от топливно–энергетического комплекса Западной Сибири поступает более 40% налоговых платежей.

Самое крупное нефтяное месторождение в нашей стране – Самотлорское нефтегазоконденсатное – начальные извлекаемые запасы 3,3 млрд. т. Из недр этого месторождения уже добыто 2,2 млрд. т. Далее идут Приобское нефтяное месторождение с начальными извлекаемыми запасами свыше 0,7 млрд. т, Фёдоровское нефтегазоконденсатное – 0,7 млрд. т, Мамонтовское нефтяное – 0,6 млрд. т, Русское газо–нефтяное – 0,4 млрд. т и т.д. Крупнейшие месторождения природного газа с начальными извлекаемыми запасами газа соответственно: Уренгойское – 10,2 трлн. м³, Ямбургское – 6,1 трлн. м³, Бованенковское – 4,4 трлн. м³, Заполярное – 3,5 трлн. м³, Медвежье – 2,3 трлн. м³.

Нефтегазодобывающий комплекс Западной Сибири обеспечен ресурсами на многие десятки лет. Развитие нефтяной промышленности, согласно энергетической стратегии Российской Федерации, должно быть обеспечено за счёт увеличения добычи нефти в Западной Сибири до 255 – 270 млн. т, в том числе в Ханты–Мансийском автономном округе – до 200–220 млн. т, в Ямало–Ненецком автономном округе до 40–50 млн. т, на юге Тюменской области до

1,5–2,0 млн. т и т.д. Добыча нефти и конденсата в Ханты–Мансийском автономном округе может быть доведена в 2010 г. до 235 млн. т, с последующим сохранением достигнутого уровня за счёт ввода в действие новых месторождений.

1.3. Динамика развития газоперерабатывающей промышленности Западно–Сибирского региона.

Создание нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири занимает особое место в развитии нефтегазовой отрасли и всей экономики страны.

В силу специфики природных и климатических условий региона была принята упрощённая схема переработки нефтяного газа с минимальным ассортиментом продукции: сухой газ, стабильный бензин и широкая фракция лёгких углеводородов, перерабатываемых на газоперерабатывающих комплексах Западно–Сибирского региона.

В Западной Сибири для переработки нефтяного газа построено 8 газоперерабатывающих заводов (ГПЗ) с объёмом переработки 26,2 млрд. м³ в год, 12 компрессорных станций суммарной производительностью 12 млрд. м³ в год и вся необходимая инфраструктура (товарные парки, наливные железнодорожные эстакады и т.д.).

Газоперерабатывающие предприятия, наряду с производственными, выполняют природоохранные функции, направленные на недопущение сжигания газа на факелах при добыче нефти, следовательно, на исключение выбросов вредных веществ в окружающую среду.

В реферируемой работе дается подробный анализ работы ГПЗ Западной Сибири. При этом особое внимание уделено проблеме технологических особенностей работы установок в зависимости от состава ПНГ. Ниже, в краткой форме, дается представление о современном состоянии переработки газов на ряде ведущих газоперерабатывающих предприятий Западной Сибири.

1.3.1. Нижневартовский ГПЗ.

Состоит из четырёх заводов, размещённых на одной площадке. Переработка газа на ГПЗ №1, 2, 3 предусмотрена по схеме низкотемпературной абсорбции на отечественном оборудовании. Переработка газа на ГПЗ № 4 предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером на комплектном импортном оборудовании (рис.1).

Проектные мощности всех четырёх заводов составляют по 2 млрд. м³ в год по сырому газу. Заводы были введены в эксплуатацию в 1974–1978 гг.

На заводе перерабатываются нефтяные газы восточной части Среднего Приобья, Самотлорского, Варьёганского, Советского, Аганского и других месторождений Западной Сибири (табл. 1).

Поставщики сырья на ГПЗ – нефтяные компании ТНК, СИДАНКО – Варьёганнефть, ВНК – Томскнефть и др.

Таблица 1

Состав ПНГ различных месторождений

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
Самотлорское	0,59	1,48	60,64	4,13	13,05	4,04	8,6	2,52	2,65
Варьёганское	0,69	1,51	59,33	8,31	13,51	4,05	6,65	2,2	1,8
Аганское	0,5	1,53	46,94	6,89	17,37	4,47	10,84	3,36	3,88
Советское	1,02	1,53	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26

Товарной продукцией завода являются: сухой газ, широкая фракция лёгких углеводородов, стабильный бензин (табл. 2).



Рис.1. Принципиальная схема переработки газа на Нижневартковском ГПЗ.

Таблица 2

Основные виды товарной продукции Нижневартковского ГПЗ в 1997–2004 гг.

Продукт	Произведено		
	1997	2002	2004
Сухой газ, млн м ³	2 246	1 475	2 688
Широкая фракция лёгких углеводородов, тыс. т	450	367	772
Стабильный бензин, тыс. т	129	90	145

1.3.2. Южно–Балыкский ГПЗ

Введён в эксплуатацию в 1976 году. Переработка газа предусмотрена по схемам:

- низкотемпературной абсорбции (проектная мощность 0,4 млрд. м³ в год).
- низкотемпературной конденсации (проектная мощность 0,6 млрд. м³ в год).
- низкотемпературной конденсации с турбодетандером (проектная мощность 1,0 млрд. м³ в год).

Общая проектная мощность по сырому газу составляет 2,0 млрд. м³ в год, в том числе по компримированию сырого газа 1,5 млрд. м³ в год. На завод поступают нефтяные газы Мамонтовского, Южно–Балыкского, Тепловского и других месторождений Западной Сибири. Поставщиком газа на завод является нефтяная компания ЮКОС (Юганнефтегаз) (табл. 3).

Таблица 3

Состав ПНГ

Состав газа, % масс.	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
Среднее значение	2,5	2,14	54,92	6,5	15,86	3,5	8,23	1,86	2,4

Основными товарными продуктами предприятия являются сухой газ и ШФЛУ (табл. 4).

Таблица 4

Производство основных видов товарной продукции на Южно-Балыкском ГПЗ в 1997–2004 гг.

Продукт	Произведено		
	1997	2002	2004
Сухой газ, млн. м ³	347	546	727
Широкая фракция лёгких углеводородов, тыс. т	95	174	245

1.3.3. Белозёрный ГПЗ

Переработка газа предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером двумя технологическими линиями (каждая производительностью по 2000 млн. м³ сырого газа в год) на комплектном импортном оборудовании. Введён в эксплуатацию в 1980 году.

Тип перерабатываемого сырья – нефтяные газы 1, 2 и 3 ступеней сепарации нефти северной части Саяно-Алтайского, Варьёганского и Северо-Варьёганского нефтяных месторождений Западной Сибири.

Поставщики сырья на ГПЗ – нефтегазодобывающие предприятия нефтяных компаний ТНК и СИДАНКО.

Товарной продукцией завода являются: сухой газ, подаваемый в магистральный газопровод РАО Газпром и частично местным газопроводам, широкая фракция лёгких углеводородов по продуктопроводу на эстакаду Южного Балыка и на Тобольский НХК, стабильный бензин по продуктопроводу, а также автотранспортом (табл. 5).

Таблица 5

Производство основных видов товарной продукции на Белозерном ГПЗ в 1997–2004 гг.

Продукт	Произведено		
	1997	2002	2004
Сухой газ, млн м ³	1 715	1 336	2 385
Широкая фракция лёгких углеводородов, тыс. т	448	385	673
Стабильный бензин, тыс. т	129	34	101

1.3.4. Губкинский ГПК

В 1988 году были построены и введены в эксплуатацию две очереди по приёму, компримированию и осушке попутного нефтяного газа. Переработка

газа предусмотрена по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером четырьмя технологическими линиями. Мощность завода составляет 2,0 млрд м³ газа в год.

Тип перерабатываемого сырья – нефтяные газы Тарасовского, Барсуковского и других нефтяных месторождений Западной Сибири (табл. 6).

Таблица 6

Состав ПНГ

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
Тарасовское	0,48	1,47	54,16	12,52	16,44	4,2	6,39	1,98	1,58
Барсуковское	0,96	1,80	80,78	5,81	4,27	2,04	2,00	1,16	0,65
Пурнефтегазгеология	0,57	1,34	57,55	14,10	14,84	3,42	5,16	1,41	1,04

Технологический процесс ограничивается осушкой ПНГ от влаги и незначительной выработкой тяжёлых углеводородов, по этой причине извлечение целевых компонентов составляет не более 5%.

Товарной продукцией является сухой газ. Для того, чтобы довести отбор целевых компонентов C₃₊ до 93%, планируется ввод в эксплуатацию установки низкотемпературной конденсации (НТК-1). При имеющейся загрузке завода выработка ценнейшего для нефтехимии сырья – ШФЛУ составит свыше 200 тыс. т в год.

1.3.5. Красноленинский ГПК

Спроектирован и построен для переработки ПНГ по схеме низкотемпературной конденсации с производством ШФЛУ. Первая технологическая линия введена в эксплуатацию в 1988 году, затем в 1989 году вторая линия. Проектная мощность по сырому газу – 3219 млн м³ в год. Глубина извлечения пропана и более тяжёлых углеводородов обеспечивалась проектными решениями на уровне 85–96 % от потенциального содержания C₃₊ в нефтяном газе.

В настоящее время завод работает как компрессорная станция с глубокой осушкой от влаги попутного нефтяного газа и получением сухого отбензиненного газа и стабильного газового бензина, а также небольших объёмов технического пропана и пропан–бутановой смеси для коммунальных нужд. Производство ШФЛУ сдерживается отсутствием мощностей по его отгрузке. На заводе перерабатывается ПНГ Талинского, Урайского, Песчанного, Ловинского и других месторождений (табл. 7). Товарной продукцией завода являются: компремированный газ, подаваемый по местным газопроводам, стабильный газовый бензин и сжиженный газ.

Таблица 7

Состав ПНГ

Наименование месторождений	Содержание целевых компонентов, % масс.	
	C _{3+в}	C _{5+в}
Талинское	377	74
Урайское	175	31
Ловинское	340	55
Песчаное	395	75

2. Переработка газового углеводородного сырья на газоперерабатывающих комплексах.

В реферируемой работе приведены результаты исследования состава и свойств газового углеводородного сырья в зависимости от месторождений и даны рекомендации по схемам их переработки на различных ГПЗ.

2.1. Анализ попутного нефтяного промыслового газа.

С использованием современных физико-химических методов исследования (хроматография, хромато-масс-спектроскопия, ИК-, УФ-, ЯМР-спектроскопия и др.) изучены химический состав ПНГ большого числа место-

рождений нефти Западной Сибири. Была исследована также динамика изменения химического состава попутного газа в зависимости от продолжительности эксплуатации нефтяных месторождений.

В качестве примера приведены некоторые результаты анализа ПНГ Самотлорского, Варьеганского и Советского месторождений (табл. 8–10).

Таблица 8

Состав ПНГ Самотлорского месторождения

Месторождение	Состав газа, % масс.								
	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
Самотлорское – 1	0,21	1,72	76,94	4,87	7,84	1,34	3,93	0,89	1,06
Самотлорское – 2	0,95	1,24	65,28	4,11	12,07	3,57	7,4	1,98	2,04
Самотлорское – 3	0,59	1,48	60,64	4,13	13,05	4,04	8,6	2,52	2,65
Усреднённый состав	0,58	1,48	67,6	4,37	10,99	2,98	6,64	1,80	1,92

Таблица 9

Состав ПНГ Варьеганского месторождения, % масс.

CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
0,44	1,94	59,42	3,81	13,82	3,69	7,63	2,83	3,19

Таблица 10

Состав ПНГ Советского месторождения, % масс.

CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂
1,02	1,53	51,89	5,29	15,57	5,02	10,33	2,99	3,26

Анализ попутного газа Самотлорского, Варьеганского, Советского нефтяных месторождений показал наличие максимального содержания C₃ и C₄, а также достаточного количества C₅ и выше, что даёт основание считать ПНГ достаточно «жирным», так как отличается от природного газового сырья именно наличием широкой фракцией углеводородов C₃, C₄, C₅ и выше.

2.2. Разработка путей рационального использования продукции газоперерабатывающих заводов.

На Нижневартовском и Белозёрном ГПЗ переработка сырья осуществляется по полной схеме с разделением на ШФЛУ, СГБ и СОГ (рис. 2), состав которых представлен в табл. 11–13. Автор реферируемой работы предложила пути их рационального использования.

Таблица 11

Компонентный состав ШФЛУ, вырабатываемой на ГПЗ

ГПЗ	Состав газа, % масс.						
	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	Сумма C ₆ H ₁₄
Нижневартовский	2,35	36,45	15,55	28,53	5,84	5,52	5,76
Белозёрный	2,14	42,92	13,67	27,92	6,13	5,18	2,06
Южно-Балыкский	0,01	32,13	7,94	30,37	9,12	11,53	8,90
Муравленковский	2,09	33,86	14,99	26,35	7,19	7,39	8,11

Таблица 12

Компонентный состав СОГ, вырабатываемого на ГПЗ

ГПЗ	Состав газа, % масс.									
	CO ₂	N ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	IC ₄ H ₁₀	nC ₄ H ₁₀	IC ₅ H ₁₂	nC ₅ H ₁₂	Сумма C ₆ H ₁₄
Нижневартовский	0,82	2,6	81,66	9,14	4,56	0,3	0,44	0,13	0,13	0,09
Белозёрный	0,42	2,6	88,29	5,58	2,73	0,09	0,09	0,004	0,004	0
Южно-Балыкский	2,28	2,6	78,59	7,2	5,96	0,15	0,73	0,74	1,02	0,66
Муравленковский	1,61	3,1	76,81	9,24	7,32	0,79	0,90	0,11	0,08	0,03

Компонентный состав СГБ, вырабатываемого на ГПЗ

ГПЗ	Состав газа, % масс.									
	СН ₄	С ₂ Н ₆	С ₃ Н ₈	iС ₄ Н ₁₀	nС ₄ Н ₁₀	iС ₅ Н ₁₂	Сумма С ₆ Н ₁₄	Сумма С ₇ Н ₁₆	Сумма С ₈ Н ₁₈	С ₉₊ С ₁₀
Нижневартовский	сл.	сл.	0,01	0,42	3,11	сум. 54	30,85	8,24	3,12	0,25
Белозёрный			0,02	–	0,09	29,36	70,53			

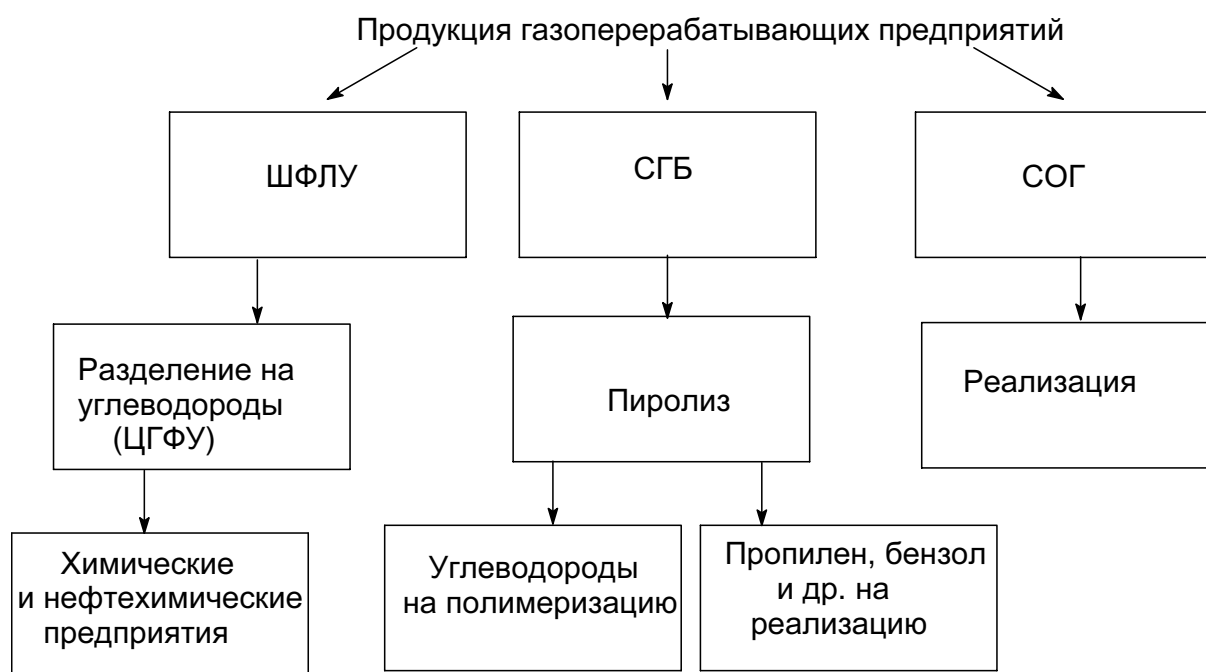


Рис.2. Пути использования продуктов вторичной переработки ПНГ.

ШФЛУ направляется на Тобольский и Новокуйбышевский нефтехимические комбинаты, Чайковский и Пермский ГПЗ, где осуществляется ее разделение на индивидуальные углеводороды – пропан, бутан, изобутан, пентан и др., которые используются в производстве нефтехимической продукции.

Сухой отбензиненный газ по магистральному трубопроводу «Парабель–Кузбасс» направляется многочисленным потребителям, в том числе на Нижневартовскую ГРЭС.

Стабильный газовый бензин после установок масляной абсорбционной очистки направляется на печи пиролиза Томского НХЗ и Сибур–Нефтехим, а также, частично, на реализацию как готовый продукт.

Выводы.

1. Впервые в хронологической последовательности проанализированы архивные и литературные материалы по возникновению, становлению и развитию предприятий по переработке попутного нефтяного газа в районах Урала и Сибири.
2. Впервые исследованы химический состав и свойства попутных газов Самотлорского, Варьеганского, Южно-Балыкского, Тарасовского, Муравленковского, Аганского, Федоровского и других месторождений Западно-Сибирского региона. При этом показано, что попутные нефтяные газы Муравленковского, Сугмутского, Аганского, Варьеганского месторождений содержат от 320 до 450 г/м³ фракций углеводородов C₃–C₅ и выше, тогда как в Тюменских и Урайских месторождениях содержание этих ценных углеводородов значительно ниже (134–171 г/м³).
3. Впервые осуществлена классификация попутных нефтяных газов месторождений Западной Сибири по содержанию наиболее ценных компонентов для нефтехимической промышленности – C₃–C₅ и выше.
4. Разработаны рекомендации по рациональным методам переработки попутных нефтяных газов различных месторождений Западной Сибири.
5. Разработаны рекомендации по обеспечению максимального выхода ШФЛУ, СГБ и пропана в зависимости от химического состава попутного нефтяного газа и режимных параметров уста-

новок газопереработки Нижневартовского, Белозерного, Южно-Балыкского и других газоперерабатывающих предприятий.

Основное содержание диссертации изложено в следующих публикациях.

1. Андрейкина Л. В., Булкатов А. Н. Тюменская поступь. // История науки и техники.– 2004.– № 2.– С. 96–101.
2. Андрейкина Л. В., Булкатов А. Н. Газовая промышленность Западной Сибири. // Материалы IV Международной научной конференции, посвящённой 55-летию Уфимского государственного нефтяного технического университета. «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». // История науки и техники,– 2003. – С. 16–17.
3. Андрейкина Л. В., Булкатов А. Н. Значение Западно–Сибирской углеводородной базы. // Материалы IV Международной научной конференции «Современные проблемы истории естествознания в области химии, химической технологии и нефтяного дела». // История науки и техники – 2003.– С. 134–135.
4. Андрейкина Л. В., Булкатов А. Н., Мовсум-заде М. Э. Становление газопереработки в Западной Сибири. // Нефть, газ и бизнес.– 2003.– № 6.– С. 58–61.
5. Скуридин С. Н., Андрейкина Л. В., Тищенко С. Н. Некоторые исторические аспекты зарождения газоперерабатывающей отрасли. // Башкирский химический журнал.– 2003.– № 3.– С. 105–106.
6. Андрейкина Л. В., Мовсум-заде М. Э., Булкатов А. Н. Выделение углеводородов С3–С6 на установках ГПЗ Западной Сибири. // Нефтепереработка и нефтехимия.– 2004.– № 9.– С. 23–26.
7. Андрейкина Л. В. Разделение газового углеводородного сырья. // Материалы XVII Международной научно–технической конференции «Хими-

ческие реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии».– Уфа: изд-во Реактив, 2004, Т. 1.– С. 93–94.

8. Плотников В. С., Андрейкина Л. В. Проблемы переработки газа месторождений Западной Сибири и методы их решения. // Материалы Международной конференции «Фундаментальные проблемы разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья», 24–26 ноября 2004.– М.: изд-во ГЕОС, 2004.– С. 217–219.
9. Андрейкина Л. В. Материалы XVII Международной научно–технической конференции «Химические реактивы, реагенты и процессы малотоннажной химии».– Уфа: изд-во Реактив, 2004, Т. 2. – С. 93–98.

Подписано к печати 21.04.2005 г. Формат бумаги 60x84, 1/16.

Бумага офсетная. Печать трафаретная. Усл. печ. л. 2,0. Тираж 90 экз. Заказ № 5.

Отпечатано в Государственном издательстве научно-технической литературы «Реактив»

Адрес: 450029, г. Уфа, ул. Ульяновых, 29

