

На правах рукописи



**Бородин Артем Владимирович**

**ФОРМИРОВАНИЕ КОМПROMИССНОЙ ОЦЕНКИ  
НЕФТЯНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ГАЗА  
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 02.00.13 – «Нефтехимия»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2006

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете и ОАО «АК Сибур».

**Научный руководитель**

доктор технических наук  
Мовсумзаде Мирсамед Эльдарович

**Официальные оппоненты:**

доктор химических наук, профессор  
Егуткин Наум Лазаревич;  
кандидат технических наук, доцент  
Лалаева Зоя Александровна.

**Ведущая организация**

Московская Государственная  
Академия тонкой химической  
технологии им. М.В. Ломоносова.

Защита состоится 21 сентября 2006 года в 12-00 на заседании диссертационного совета Д212.289.01 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 «27 » июля 2006 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета

Сыркин А.М.



## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

**Актуальность темы.** Развитие нефтехимии в последние 20-30 лет характеризуется использованием различных видов газового углеводородного сырья, к которым относятся нефтяной промысловый газ (НПГ), каменноугольный, природный и биологический газы. НПГ стал одним из основных углеводородных сырьевых источников для нефтехимии. Состав НПГ на различных месторождениях отличается широкой гаммой углеводородов. Цена получаемой из НПГ нефтехимической продукции зависит от стоимости выбираемых технологических критерий его переработки (процессинга) и цены первичных исходных углеводородов.

В настоящее время все более актуальной становится задача определения справедливой цены на НПГ, которая служит поводом для экономических и технологических разногласий между нефтегазодобывающими и газоперерабатывающими компаниями.

Открытие новых месторождений нефти сопровождается получением НПГ с различным содержанием целевых углеводородов, вследствие чего меняется цена добываемого газа. В этой связи исследование углеводородного состава НПГ различных месторождений и определение его цены в зависимости от его компонентного состава является важной и своевременной задачей.

### **Цель работы:**

- исследование состава и свойств нефтяного промыслового газа различных месторождений;
- анализ работы газоперерабатывающих предприятий Западной Сибири для определения глубины переработки НПГ до целевых углеводородных фракций;
- исследование фракций углеводородов, полученных в результате газофракционирования на газоперерабатывающих предприятиях;
- определение зависимости стоимости НПГ от природы его происхождения (месторождения);

– применение метода net back (от товара к сырью) для определения справедливой оценки НПГ.

#### **Научная новизна:**

–впервые исследованы состав и свойства нефтяного промыслового газа различных месторождений Западной Сибири в зависимости от сезона его добычи;

–установлены цены на НПГ в зависимости от содержания в них фракций жидких углеводородов ( $C_{3+}$ <sub>бакш</sub>) (технологический подход);

–применен метод определения справедливой цены net back (от товара к сырью) для НПГ нескольких месторождений Западной Сибири (экономический подход).

**Практическая ценность.** Результаты проведенных исследований по оценке состава и дальнейшей переработки НПГ и углеводородного сырья, широкой фракции легких углеводородов, бензина газового стабильного будут использованы в повседневной работе газоперерабатывающих предприятий Западносибирского региона. Научно обоснованы цены на НПГ, применяемые на предприятиях ОАО «СИБУР Холдинг».

**Апробация работы.** Основные положения диссертационной работы докладывались на XVII Международной научно-технической конференции «Химические реагенты, реагенты и процессы малотоннажной химии», Уфа (2004); на VII европейском конгрессе по катализу, София (2005).

**Публикации.** По теме диссертационной работы опубликованы 4 статьи и тезисы 2-х докладов на конференциях.

**Объем и структура работы.** Диссертация изложена на 128 страницах, включая 8 рисунков и 25 таблиц, и состоит из введения, трех глав, выводов, списка литературы, списка сокращений.

## **Основное содержание работы**

### **1 Газовое углеводородное сырье Западной Сибири**

В работе проанализированы возможности переработки нефтяного промыслового газа (НПГ) на Нижневартовском, Белозерном, Южно-Балыкском, Губкинском, Муравленковском и других газоперерабатывающих комплексах (ГПК) с целью их разделения на углеводородные фракции и дальнейшей переработки на нефтехимических производствах с получением полезных продуктов. Показаны возможности последующего превращения углеводородных фракций на нефтехимических производствах для получения из них мономеров, полимеров, каучуков и других веществ.

Масштаб добычи НПГ в стране в 2003 году по сравнению с 1995 годом, т.е. за восемь лет, вырос на 32% (таблица 1). Частично этот рост был обусловлен ростом добычи нефти на существующих месторождениях, а частично – за счет ввода в эксплуатацию новых месторождений.

Таблица 1 – Добыча нефти и НПГ в России в 1995-2003 годах

	<b>1995</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
Добыча нефти, млн. т.	298	313	337	367	377
Производство НПГ в России, млрд. куб. м	25	29,4	30,6	31,5	33
Удельное производство НПГ, тыс. куб. м/т нефти	83,9	93,9	90,8	85,8	87,5

Нефтяные компании поставляют на газоперерабатывающие предприятия Западной Сибири нефтяной промысловый газ (рисунок 1), из которого в результате переработки получается: сухой отбензиненный газ (СОГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин газовый стабильный (БГС) и пропан. Количество полученных на этих предприятиях углеводородных фракций представлено в таблице 2.

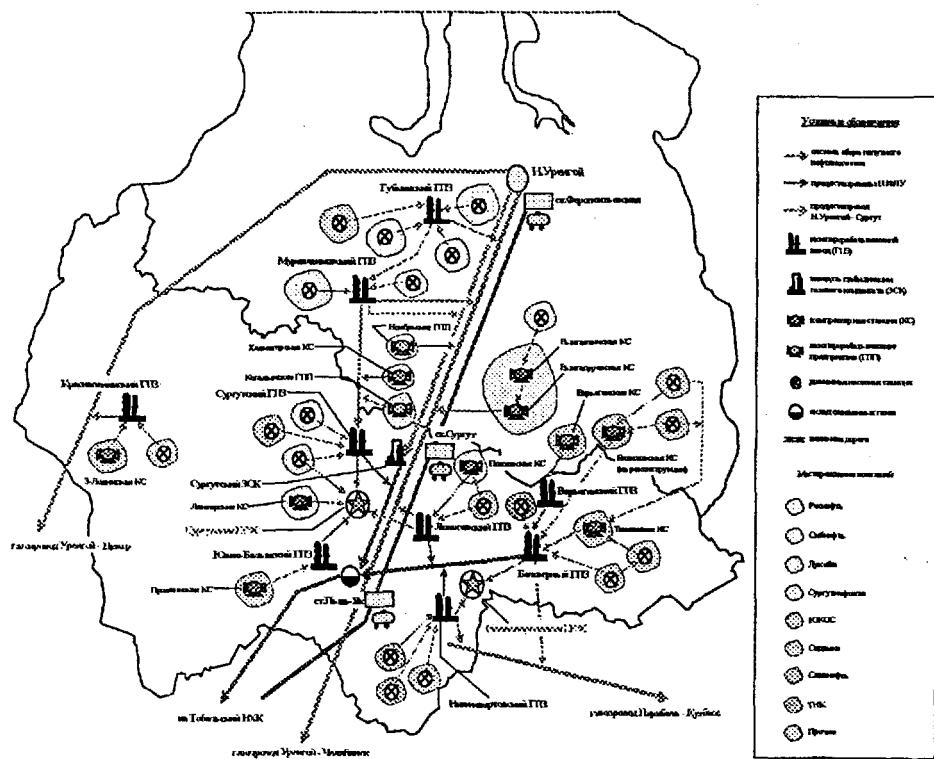


Рисунок 1 - Схема подачи нефтяного промыслового газа на ГПК Западной Сибири

На всех газоперерабатывающих предприятиях (Белозерный, Нижневартовский, Южно-Балыкский, Губкинский, Муравленковский ГПК и др.) НПГ перерабатывается на сегодняшний день практически по одной и той же блок-схеме, наиболее перспективная из них (Муравленковский ГПК с турбодетандером) приведена на рисунке 2.

Таблица 2 – Прием НПГ в переработку и производство СОГ, ШФЛУ и БГС на ГПК Западной Сибири в 4-м квартале 2005 года

Наимено-вание	Прием НПГ	Производство СОГ	Производство ШФЛУ	Производство СБГ
НВГПК	898 800	781 709	214 003	36 344
БГПК	901 600	769 037	218 921	26 661
НГПП	512 236	462 722	83 080	4 131
ЮБГПК	234 277	198 441	66 329	
НяганьГП	202 020	195 814		6 777
ГПК	629 331	620 543		
<b>Всего:</b>	<b>3 371 864</b>	<b>3 028 266</b>	<b>582 333</b>	<b>73 913</b>

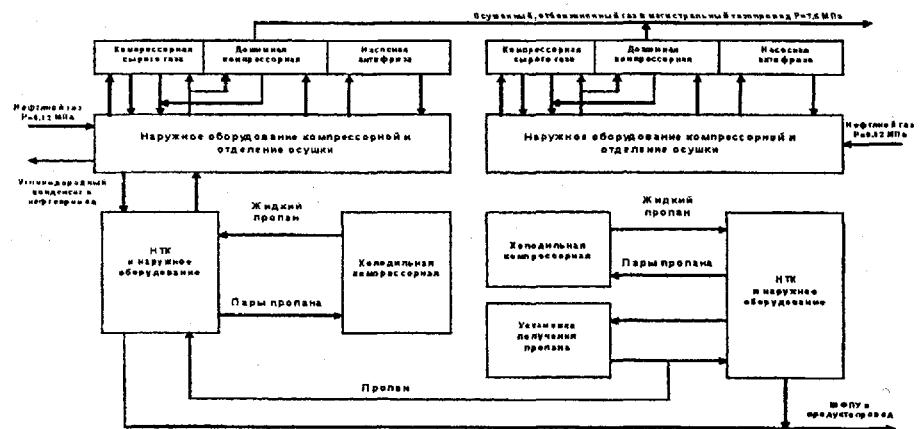


Рисунок 2 – Блок-схема Муравленковского ГПК

После разделения НПГ на составляющие СОГ подается в магистральные газопроводы природного газа, БГС продается по рыночным ценам или направляется на переработку, ШФЛУ направляется на газофракционирование

нефтехимических комбинатов (ООО «Тобольск-Нефтехим», ОАО «Сибур-Химпром», ОАО «Уралоргсинтез», ЗАО «Новокуйбышевская НХК») для разделения на отдельные компоненты, с целью получения сырья для нефтехимии: пропана, бутана, изобутана, изопентана, пентана и гексана. Эти продукты, имеющие высокую добавленную стоимость, в дальнейшем направляют на предприятия так называемого 3-го, 4-го и 5-го технологического передела сырья (ОАО «Сибур-Нефтехим», ООО «Тольяттикаучук», ОАО «Воронежсинтезкаучук», ООО «Томскнефтехим») производственного блока ОАО «СИБУР Холдинг».

## **2 Анализ компонентного состава нефтяного промыслового газа различных месторождений Западной Сибири**

В третьей главе приведен анализ НПГ различных месторождений с целью определения стоимости его фракций и зависимости ценообразования НПГ от природы его происхождения.

Поставляемый на предприятия Западной Сибири НПГ отличается большим разнообразием физико-химических свойств (таблица 3).

Основную часть в составе НПГ всех месторождений занимает метан, а так как цена формируется в зависимости от содержания в НПГ жидкой фракции углеводородов ( $C_{3+}$ , выше), то цена на НПГ увеличивается на те газы, в которых больше содержание высших углеводородов. Нефтяной промысловый газ с Холмогорского и Вынгаяхинского месторождений можно назвать «тощим» за счет низкого содержания высших углеводородов (284,38 и 308,76 г/м<sup>3</sup> соответственно), а с Вынгапуровского - «средним по жирности», благодаря значительному содержанию  $C_3H_8$  (343,1 г/м<sup>3</sup>).

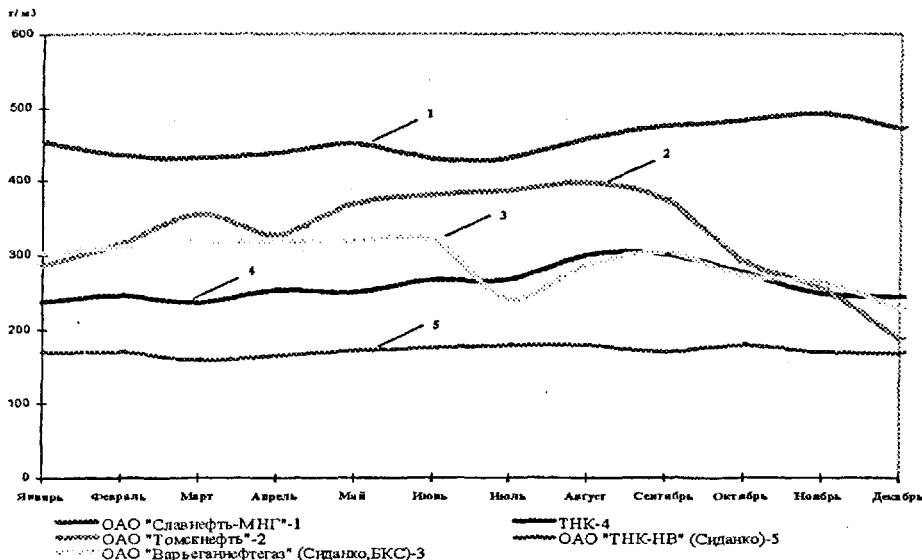
Нефтяной промысловый газ с Самотлорского и Варьеганского месторождений можно назвать «средним по жирности» (таблица 5), за счет относительно невысокого содержания высших углеводородов (244,67 и 302,907 г/м<sup>3</sup> соответственно): пропана, бутана, изобутана и т.д.

Таблица 3 – Компонентный состав НПГ месторождений Западной Сибири

Компо-нентный состав, % (масс.)	Месторождения						
	Вынгапу-ровское	Холмо-горское	Вынгая-хинское	Ново-Молодежное	Аган-ское	Совет-ское	Никольское
CO <sub>2</sub>	0,10	0,21	1,31	0,77	0,48	0,59	1,14
N <sub>2</sub>	1,80	2,18	3,17	2,18	2,55	2,13	1,94
CH <sub>4</sub>	51,10	60,56	49,84	61,80	47,42	61,82	71,17
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11,68	5,37	13,72	7,38	8,04	7,64	7,24
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19,72	16,66	17,26	11,81	15,34	11,89	9,55
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,90	4,62	3,47	3,98	4,58	3,98	2,57
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,93	5,78	6,20	6,11	10,67	6,34	3,43
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,53	1,62	1,66	2,14	3,27	2,23	1,26
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,26	1,54	1,78	1,84	4,34	1,87	0,78
C <sub>6+выше</sub>	0,98	1,46	1,58	1,87	5,09	1,85	0,92
Содер. C <sub>3+выше</sub> , г/м <sup>3</sup> в НПГ	343,1	284,38	308,76	244,20	445,45	245,83	149,93

НПГ Ново-Молодежного (244,20 г/м<sup>3</sup>), Советского (245,83 г/м<sup>3</sup>) и Никольского (149,93 г/м<sup>3</sup>) месторождений можно отнести к «тощим» НПГ (таблица 3), а с Аганского месторождения – к «жирным», за счет высокого содержания гексанов, пентанов и других высших углеводородов (445,45 г/м<sup>3</sup>).

Чем выше содержание жидких углеводородов C<sub>3+выше</sub> в НПГ, тем более ценным сырьем становится последний. Содержание фракции C<sub>3+выше</sub> в НПГ, поступившем в 2004 году, в частности на Нижневартовский ГПК, от различных компаний (поставщиков НПГ) показано на рисунке 3.



Содержание ( $C_{3+\text{выше}}$ ) в составе НПГ с различных месторождений может отличаться в несколько раз, а соответственно и цена НПГ в составе которого содержаться жидкие углеводороды.

Рисунок 3 – Среднемессячное содержание  $C_{3+\text{выше}}$  в НПГ, поступившем на Нижневартовский ГПК в 2004 году от различных компаний

Экспериментальные исследования состава нефтяного промыслового газа показали, что в летние месяцы количественное содержание целевых фракций углеводородов  $C_{3+\text{выше}}$  (рисунок 3), а также тяжелых целевых  $C_{5+\text{выше}}$  больше, чем в зимние месяцы. Вероятно, это связано с тем, что в зимние месяцы углеводороды тяжелых фракций накапливаются в продуктопроводах и лишь с повышением температуры проявляются, насыщая состав НПГ жирными углеводородами.

### **3 Оценка нефтяного промыслового газа нефтегазовых месторождений Западной Сибири**

#### **3.1 Исследование фракций СОГ, ШФЛУ и СБГ, полученных в результате переработки нефтяного промыслового газа**

Прибыль от продажи нефтяного промыслового газа гораздо ниже по сравнению с тем, если НПГ будет отправлен на дальнейшую переработку.

В результате глубокой переработки углеводородного сырья вырабатывается нефтехимическая продукция с высокой добавленной стоимостью, которая превышает стоимость продажи НПГ в несколько раз. К нефтехимической продукции с высокой добавленной стоимостью относятся полимеры, мономеры, каучуки и минеральные удобрения.

Таким образом, для компаний, которые занимаются глубокой переработкой углеводородного сырья, в том числе и для ОАО «СИБУР Холдинг», интересна и экономически выгодна глубокая переработка ШФЛУ, БГС и других видов углеводородного сырья.

Первый этап переработки НПГ – это сепарация НПГ на три фракции: СОГ, ШФЛУ и БГС (рисунок 4).

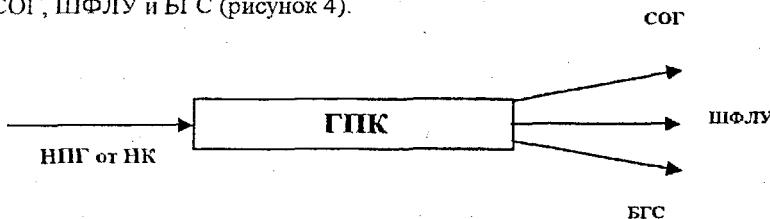


Рисунок 4 – Сепарация НПГ на газоперерабатывающем заводе

Результаты анализа состава НПГ, поступившего с различных месторождений Западной Сибири на газоперерабатывающие предприятия Западной Сибири в 2004-2005гг., и получасмой на них готовой продукции представлены в таблицах 4-6.

Таблица 4 – Состав сырья и продукции с месторождений Западной Сибири

Компонентный состав, % (масс.)	Вынгапурское месторождение		Холмогорское месторождение		Вынгаяхинское месторождение	
	Сырье - нефтяной газ	Продукция	Сырье - нефтяной газ	Продукция	Сырье - нефтяной газ	Продукция
CO <sub>2</sub>	0,10	1,52	0,21	0,22	1,31	1,40
N <sub>2</sub>	1,80	1,56	2,18	2,22	3,17	1,43
CH <sub>4</sub>	51,10	56,29	60,56	62,8	49,84	58,78
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	11,68	15,24	5,37	5,56	13,72	13,13
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	19,72	16,76	16,66	15,9	17,26	15,88
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	4,90	2,88	4,62	4,41	3,47	2,68
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,93	4,20	5,78	5,59	6,20	4,53
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,53	0,65	1,62	1,38	1,66	0,83
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,26	0,49	1,54	1,23	1,78	0,74
C <sub>6</sub> +в	0,98	0,41	1,46	0,7	1,58	0,60
Содер. C <sub>3</sub> +в, г/м <sup>3</sup>	343,1		284,38		308,76	

Поскольку продукты переработки нефтяного промыслового газа являются ценным сырьем для нефтехимических предприятий, БГС и ШФЛУ выгоднее отправить на нефтехимические предприятия для получения продукции с высокой добавленной стоимостью, а СОГ использовать в качестве топлива для получения электроэнергии.

Состав сырья (НПГ) с этих месторождений (кроме Аганского) нельзя назвать богатым по содержанию жидкых углеводородов. Однако готовая продукция Нижневартовского ГПК содержит в своем составе значительное содержание БГС и пропана.

Таблица 5 – Состав сырья и продукции Самотлорского  
и Варьеганского месторождений

Компонентный состав, % (масс.)	Сыре - нефтяной газ		Продукция	
	Самотлорское месторождение	Варьеганское месторождение	СОГ	ШФЛУ
CO <sub>2</sub>	0,82	0,177	0,179	
N <sub>2</sub>	2,11	1,487	1,487	
CH <sub>4</sub>	64,25	78,91	93,318	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,99	5,3	4,081	1,974
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	11,06	9,143	0,868	43,996
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,93	1,433	0,014	14,23
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	7,59	2,33	0,014	27,632
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,1	0,563		5,727
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,2	0,42		4,037
C <sub>6</sub> +в	1,77	0,199		2,404
Содер. C <sub>3</sub> +в, г/м <sup>3</sup> в НПГ	244,67	302,907		

Таблица 6 – Состав сырья и готовой продукции Ново-Молодежного, Аганского,  
Советского, Никольского месторождений

Компо- нентный состав, % (масс.)	Сыре - нефтяной газ				Продукция			
	месторождения				СОГ	ШФЛУ	Про- пан	БГС
	Ново- Моло- дежное	Аганс- кое	Совет- ское	Николь- ское				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
CO <sub>2</sub>	0,77	0,48	0,59	1,14	1,04			
N <sub>2</sub>	2,18	2,55	2,13	1,94	2,67			
CH <sub>4</sub>	61,80	47,42	61,82	71,17	84,93		0,06	
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7,38	8,04	7,64	7,24	7,69	2,18	1,22	
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	11,81	15,34	11,89	9,55	2,73	39,8	98,4	0,06

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
iC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,98	4,58	3,98	2,57	0,03	16,8	0,06	0,99
nC <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	6,11	10,67	6,34	3,43	0,07	31,9	0,2	5,35
iC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	2,14	3,27	2,23	1,26	0,13	4,77	0,05	
nC <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,84	4,34	1,87	0,78	0,22	3,77	0,02	
C <sub>6+</sub> в	1,87	5,09	1,85	0,92	0,49	0,71		29,7
Содер.								
C <sub>3+</sub> в, г/м <sup>3</sup> в НПГ	244,20	445,45	245,3	149,93				

Рассмотрим методику расчета потенциального содержания индивидуальных углеводородов (пропана, бутана и т.д.) в сырье на ГПЗ.

Потенциальное содержание в газе индивидуальных компонентов, включая жидкые фракции, поступающие в переработку на ГПЗ, определяется по формулам

$$\Pi^1 = 10 * P_i * X_i^1 \quad (\text{кг}/\text{м}^3);$$

$$\Pi^1_i = (P_i * X_i^1 * Q_i) / 100 \quad (\text{тыс. т});$$

где  $\Pi^1$  – потенциальное содержание  $i$ -того компонента (этана, пропана, бутана и т.д.);

$P_i$  – плотность  $i$ -го компонента в газе, (приведенная к стандартным условиям),  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$X_i^1$  – содержание  $i$ -го компонента в газе, объемная доля, %;

$Q_i$  – объем переработанного газа (приведенный к стандартным условиям), млн  $\text{м}^3$ ;

Потенциальное содержание углеводородов  $C_{3+}$  в жидком сырье определяется по формуле

$$\Pi_i^{2,3...j} = (X_i^{2,3...j} * Q_{2,3...j}) / 100,$$

где  $\Pi_i^{2,3...j}$  – потенциальное содержание углеводородов ( $C_{3+}$ ) в жидком сырье, тыс.т;

$X_i^{2,3...j}$  – содержание  $i$ -го компонента в жидком сырье, массовая доля, %;

$Q_{2,3\dots j}$  – количество жидкого сырья, тыс.т;

$J$  – число видов углеводородного сырья ГПЗ.

Углеводородное сырье, получаемое из НПГ, имеет различную стоимость и методы использования, но нам представилось интересным рассмотреть методы определения цены на продукты переработки ШФЛУ, поскольку эти фракции являются ценным сырьем для нефтехимии.

С газонерабатывающего предприятия ШФЛУ направляется на предприятия второго передела, а именно на газофракционирующую установку нефтехимического комбината (рисунок 5), где происходит разделение на индивидуальные углеводороды – сырье для последующего нефтехимического синтеза и бытовых нужд.

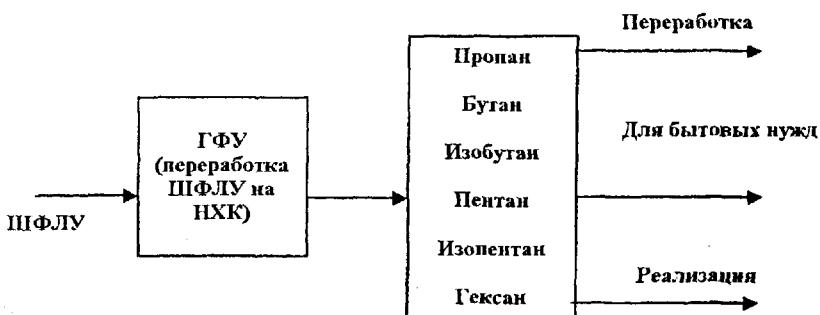


Рисунок 5 – Переработка ШФЛУ на нефтехимическом комбинате

### 3.2 Методика расчета содержания жидких фракций углеводородов ( $C_{3+b}$ ) в нефтяном промысловом газе (технологический подход)

Содержание жидких фракций углеводородов ( $C_{3+b}$ ) в  $\text{г}/\text{м}^3$  ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) определяется следующим образом:

1 Состав нефтяного промыслового газа выражен в объемных единицах:

$$A = \sum 10M_i P_{cp},$$

где:  $A$  - содержание жидких фракций углеводородов ( $C_{3+b}$ ) в НПГ,  $\text{г}/\text{м}^3$  ( $\text{кг}/\text{м}^3$ );

$M_i$  – объемное содержание данного углеводорода в НПГ, %;

$P_{cp}$ - плотность данного компонента в кг/м<sup>3</sup> (при 20° С и 760 мм.рт.ст.).

2 Состав нефтяного промыслового газа выполнен в весовых единицах:

$$A=10*P_{cp}*(\Sigma g_i),$$

где A - содержание жидких фракций углеводородов ( $C_{3+}$ ) в НПГ, г/м<sup>3</sup> (кг/м<sup>3</sup>);

$g_i$  – весовое содержание данного углеводорода в НПГ, %;

$P_{cp}$  - средняя плотность нефтяного газа, г/м<sup>3</sup> (кг/м<sup>3</sup>).

Средняя плотность газа в г/м<sup>3</sup> (кг/м<sup>3</sup>) из весовых единиц определяется по следующей формуле (если ее не определили лабораторным путем):

$$M_{cp}=100/(C_1\%_{вес}/M_{bC1}+ C_2\%_{вес}/M_{bC2}+ C_3\%_{вес}/M_{bC3})+\dots;$$

$$P_{cp}=M_{cp}/22,4 \text{ при } 0^\circ\text{C или } M_{cp}/23,9 \text{ при } 20^\circ\text{C},$$

где  $P_{cp}$  – средняя плотность газа;

$M_{cp}$  – средняя молекулярная масса газа.

Основным документом, определяющим цену НПГ, является Приказ Министерства экономического развития и торговли Российской Федерации от 30 апреля 2002 года №117 «Об оптовых ценах на нефтяной промысловый газ, реализуемый ГПЗ для дальнейшей переработки».

Компонентный состав НПГ с месторождений одной нефтяной компании, поставляемый на ГПК, может различаться в несколько раз. Поэтому для установления цены на НПГ за истекший месяц принимается среднеарифметическая величина содержания жидких фракций ( $C_{3+выше}$ ) в НПГ, определенная результатом анализа газов в течение трех декад. Цена на НПГ принимается по шкале.

Из таблицы 7 видно, что при содержании в НПГ углеводородов  $C_{3+выше}$  в интервале 150 - 450 г/м<sup>3</sup> его цена колеблется от 73 до 442 рублей (без учета НДС) за 1000 м<sup>3</sup>.

Таблица 7 – Шкала цен на НПГ, установленная Министерством  
экономического развития и торговли РФ

Содержание жидких фракций (C <sub>3+8</sub> ) в НПГ, (г/м <sup>3</sup> )	Цена за 1000 м <sup>3</sup> НПГ без НДС, (руб.)
до 150	73
от 150 до 200	126
от 200 до 250	179
от 250 до 300	231
от 300 до 350	284
от 350 до 400	337
от 400 до 450	390
свыше 450	442

### 3.3 Метод net back (от товара к сырью) через стоимость СУГ и ШФЛУ к стоимости НПГ (экономический подход)

Если технологическая цепочка состоит из нескольких последовательных переделов, то используя методы cost+ или net back, можно определить искомые цены сырья или товара в конечных звеньях цепи. Ценность сырья, не имеющего рыночной оценки, может быть определена обратным ходом (рисунок 6).

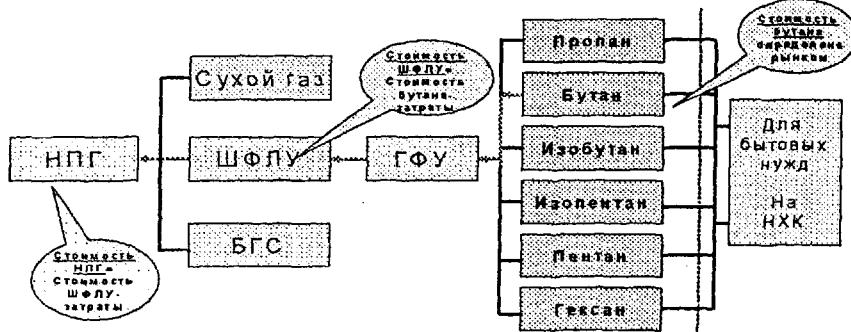
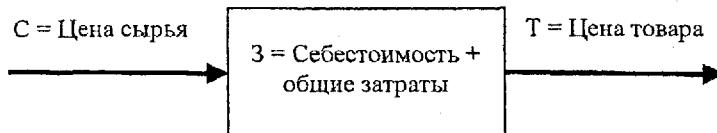


Рисунок 6 – Метод «net back» (от товара к сырью)  
через стоимость СУГ и ШФЛУ к стоимости НПГ

В качестве ближайшего рыночного сечения выбрана нефтехимическая корзина, состоящая из бутана, пропана, изобутана, изопентана, пентана и гексана.

Ниже приведена схема формирования цены товара, полученного из какого-либо сырья:



Справедливы формулы:  $T = C+Z$  (1)

и ей эквивалентная:  $C = T-Z$  (2)

Этот метод вычисления цены товара соответствует известному методу ценообразования, который получил название «cost +», или «затраты +». Таким образом, если известна рыночная цена сырья, то формула (1) определяет виртуальную рыночную цену товара.

Если данный бизнес удовлетворяет условию, то по формуле (2) вычисляется виртуальная рыночная цена сырья. Этот метод соответствует известному методу ценообразования «net back», или «от товара к сырью».

Если бизнес состоит из нескольких последовательных бизнесов, то используя методы «cost +» или «net back», можно определить искомые цены сырья или товара в конечных звеньях бизнеса.

### **3.4 Определение цены нефтяного промыслового газа (НПГ) на примере предприятия ОАО «Уралоргсинтез»**

#### **3.4.1 Технологический подход:**

Рассмотрим состав сырья (нефтяного промыслового газа) поступившего на ОАО «Белозерный газоперерабатывающий комплекс» в 1-м квартале 2005 года,

среднее содержание жидких фракций углеводородов ( $C_{3+8}$ ) с Самотлорского месторождения составило **244 г/м<sup>3</sup>**, что по итогам Министерства экономического развития и торговли (таблица 7) соответствует цене **179 рублей без НДС**. Нефтяной промысловый газ с Самотлорского месторождения можно отнести к разряду тоящих.

### 3.4.2 Метод net back (от товара к сырью) через стоимость СУГ и ШФЛУ к стоимости НПГ (экономический подход)

Рассчитаем обратным ходом стоимость нефтяного промыслового газа с Самотлорского месторождения.

Формула расчета цены сырья:

$$C_{нпг} = \Pi^k - \sum_i Z_i \quad (3)$$

где  $C_{нпг}$  – искомая стоимость НПГ;

$\Pi^k$  – рыночная цена готовой продукции k-го передела;

$Z_i$  – затраты на производство продукции i-го передела,

где  $i=k, k-1, k-2, \dots, k-n$

В качестве ближайшего рыночного сечения выбран бутан технический, произведенный на предприятии ОАО «Уралоргсинтез».

$$C_{нпг} = \Pi_{бутан} - Z_{бутан}^n - Z_{шфлу}^n \quad (4)$$

По данным ОАО «СИБУР Холдинг» в 2005 году:

1 Средняя рыночная стоимость бутана технического на внутреннем рынке составила **- 5 100 рублей (без НДС) за 1 т.**

2 Средняя стоимость переработки ШФЛУ составила **335 рублей (без НДС) за 1 т.**

3 Средняя стоимость транспортировки ШФЛУ от Белозерного ГПК до ОАО «Уралоргсинтез» составила **1 700 рублей (без НДС) за 1 т.**

4 Нерыночная стоимость ШФЛУ составила **1 567 рублей (без НДС) за 1 т.**

5 Общезаводские затраты составили **1 333 рубля (без НДС) за 1 т.**

Согласно формуле (4) мы можем рассчитать стоимость нефтяного промыслового газа, поступившего в 1-м квартале 2005 года на предприятие ОАО «Белозерный газоперерабатывающий комплекс»:

$$C_{\text{НПГ}}=5100-335-1700-1567-1333=165$$

Стоимость НПГ, рассчитанная методом net back, составила 165 рублей (без НДС), а рассчитанная технологическим методом, составила 179 рублей (без НДС).

Таким образом, цена, рассчитанная методом net back, практически совпадает с ценой рассчитанной, технологическим методом (разница составляет лишь 8%).

#### **Выводы:**

1 Проанализированы составы нефтяного промыслового газа (НПГ) различных месторождений Западной Сибири в зависимости от сезона его добычи, что определяет дальнейшую переработку и использование получаемых при этом продуктов. Анализ углеводородов в составе НПГ в различные времена года показал, что жидкая часть целевых углеводородов ( $C_{3+}$  выше) в летние месяцы количественно увеличена, а в зимние несколько снижена. Установлено, что содержание целевых углеводородов от сезонности является неоднозначной для различных месторождений.

2 Анализ состава НПГ, поступающего на переработку, выявил необходимость оценки зависимости стоимости газа от его состава.

3 Разработана методика определения цены НПГ различных месторождений Западной Сибири. Установлено, что цена формируется в зависимости от содержания в газе жидкой фракции углеводородов ( $C_{3+}$  выше), т.е. зависит от месторождения, из которого он извлечен. Чем больше в составе НПГ этой фракции, тем более ценной становится готовая продукция. Содержание в составе НПГ жидкой фракции углеводородов в интервале 150-450 г/м<sup>3</sup> способствует колебанию цены от 73 до 442 рублей (без НДС) за 1000м<sup>3</sup>.

4 Доказана необходимость дальнейшей переработки сжиженных углеводородных газов для получения продукции с высокой добавленной стоимостью. Оценена стоимость этой продукции, а также стоимость продуктов, получаемых в процессе переработки.

5 Установлено, что использование метода net back (от товара к сырью) позволяет построить обоснованный и нейтральный по отношению как к производителю (нефтегазодобывающие компании), так и к потребителю (газоперерабатывающие компании) метод определения компромиссной цены. Методом «обратного хода» можно рассчитать ценность исходного первичного сырья по цепочке переделов от ближайшего к нему рыночного сечения. Ценность сырья, не имеющего рыночной оценки, может быть определена обратным ходом по ценности товара.

6 Произведен расчет цены НПГ двумя подходами: экономическим (net back), или от товара к сырью, и технологическим (в зависимости от содержания в нем жидкой фракции углеводородов ( $C_{3+}$ , выше)). Стоимость НПГ, рассчитанная для Самотлорского месторождения экономическим подходом, составила без НДС 165 рублей, а технологическим подходом 179 рублей за 1000 м<sup>3</sup>, т.е. разница составила 8%.

7 Показано, что экономический подход net back (от товара к сырью) позволяет независимо от цены Министерства экономического развития и торговли РФ определить цену на нефтяной промысловый газ и использовать его для определения справедливой цены.

**Основное содержание диссертации изложено в следующих публикациях:**

1 Бородин А.В., Мовсум-заде М.Э. Зависимость ценообразования углеводородного сырья нефтехимии от компонентного состава // Нефтепереработка и нефтехимия. – М., 2004. - №9. – С. 8.

- 2 Бородин А.В. Исследование возможностей оценки углеводородов ШФЛУ // Материалы XVII Международной научно-технической конференции. Уфа: Реактив, 2004. – Т.2. – С.116-120.
- 3 Бородин А.В. Регулирование ценообразования углеводородов первичной переработки ПНГ // Башкирский химический журнал. – Уфа, 2004. – Т.11, №4. – С. 65-67.
- 4 Бородин А.В. Ценообразование попутного нефтяного газа // Тез. докл. XVII Междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Реактив, 2004. – С.133.
- 5 Бородин А.В., Сравнительное исследование синтеза каучуков на основе газового углеводородного сырья // Эластомеры. – М., 2005, 2 вып. – С. 6-8.
- 6 E.M. Movsumzade, A.N. Bulkatov, A.V. Borodin, L.V. Andreikina, Ju. B. Abaeva, The processing of associated gas and its derivatives for petrochemistry // Seventh European Congress on Catalysis. - Sofia, Bulgaria, 2005. – V. I. – P. 198.

Подписано в печать 11.07.2006 г.  
Формат 60x84<sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Усл.печ.л. 1,4. Бумага офсетная.  
Гарнитура Times. Тираж 90 экз. Заказ № 18-20.  
Печать методом ризографии.

Типография ООО «Мастер-Копи»  
г.Уфа, ул. Айская, 46.

