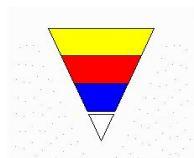




# ГазКондНефть

---



**Программная система для компьютерного  
моделирования промышленного сбора и  
обработки природного газа и нефти,  
газоразделения и фракционирования нефти и  
конденсата**

# Содержание

---

- ❑ Назначение программной системы (ПС) ГазКондНефть
- ❑ Область применения ПС
- ❑ О пользовательском интерфейсе ПС и этапы создания компьютерных технологических моделей
- ❑ Технологические модели в среде ПС ГазКондНефть
- ❑ Сравнение достоверности термодинамических баз программных систем PRO-2, HYSYS и ГазКондНефть

# Назначение программной системы (ПС) ГазКондНефть

---

**ПС ГазКондНефть предназначена для использования в научно-исследовательских, предпроектных и проектных работах в газовой и нефтяной промышленности с целью поиска наиболее эффективных технологических решений при проектировании новых и модернизации действующих обустройств газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений.**

# Область применения ПС

---

- - Промысловые системы сбора и трубопроводного транспорта природного газа и нефти**
- - Многоступенчатая промышленная сепарация газоконденсатных и газонефтяных смесей с использованием рекуперативных теплообменников, дросселей, эжекторов, турбодетандеров**
- - Абсорбционная гликолевая осушка газа и регенерация насыщенных водных растворов гликолей**
- - Дезэтаннизация и стабилизация конденсата и нефти с получением пропан-бутана**
- - Фракционирование конденсата и нефти с получением бензиновых, дизельных и других фракций**
- - Разделение газовых смесей**
- - Сжижение природного газа**
- - Ингибирование метанолом и гликолями добываемого сырого природного газа для предотвращения гидрато- и льдообразования в промышленных трубопроводах и аппаратуре, регенерация метанола.**

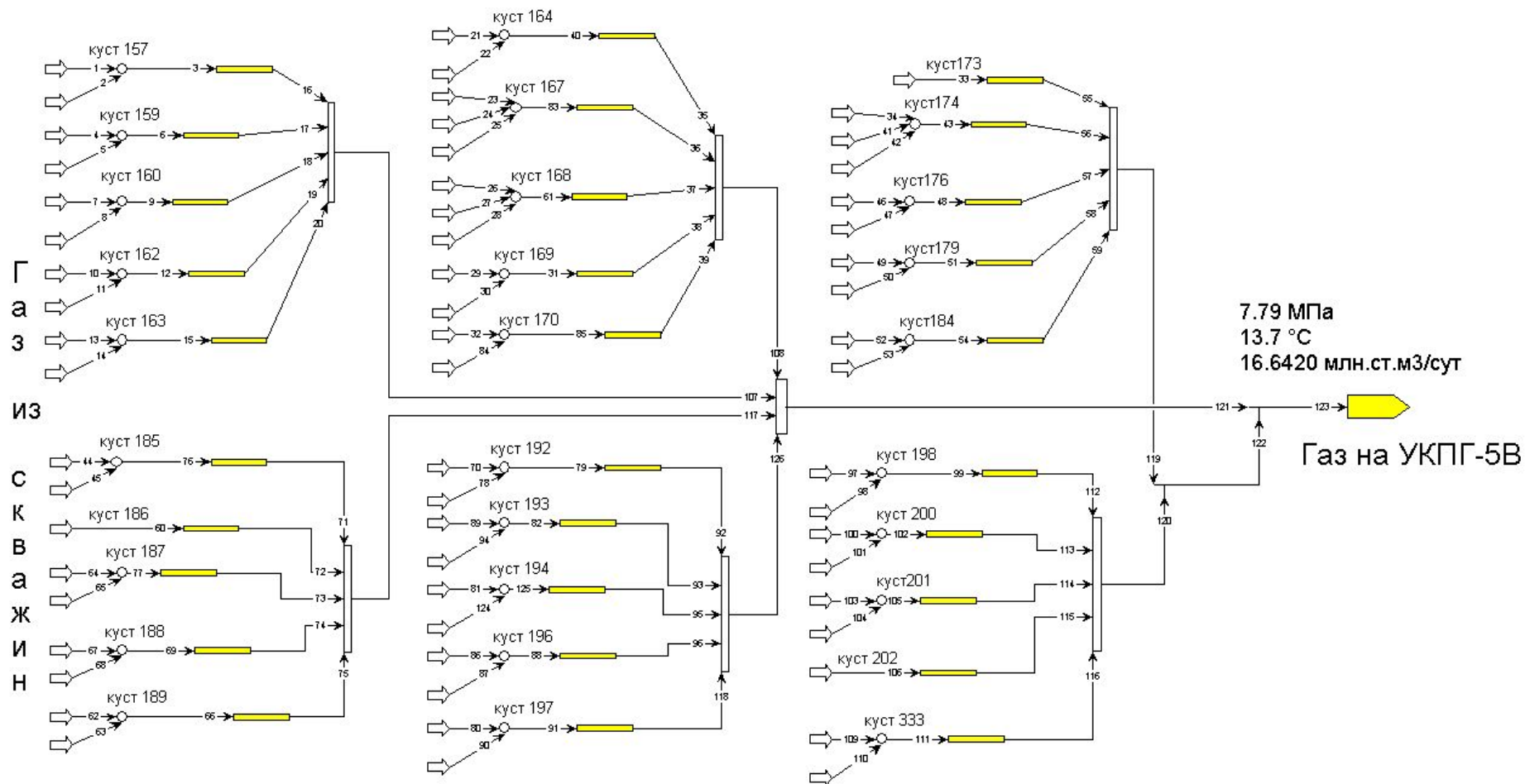
## О пользовательском интерфейсе ПС и этапы создания компьютерных моделей нефтегазовых производств

ПС **ГазКондНефть** имеет т.н. “дружественный интерфейс”, позволяющий инженерам-технологам проектных и производственных организаций газовой и нефтяной промышленности в короткие сроки освоить приемы создания компьютерных моделей нефтегазовых производств.

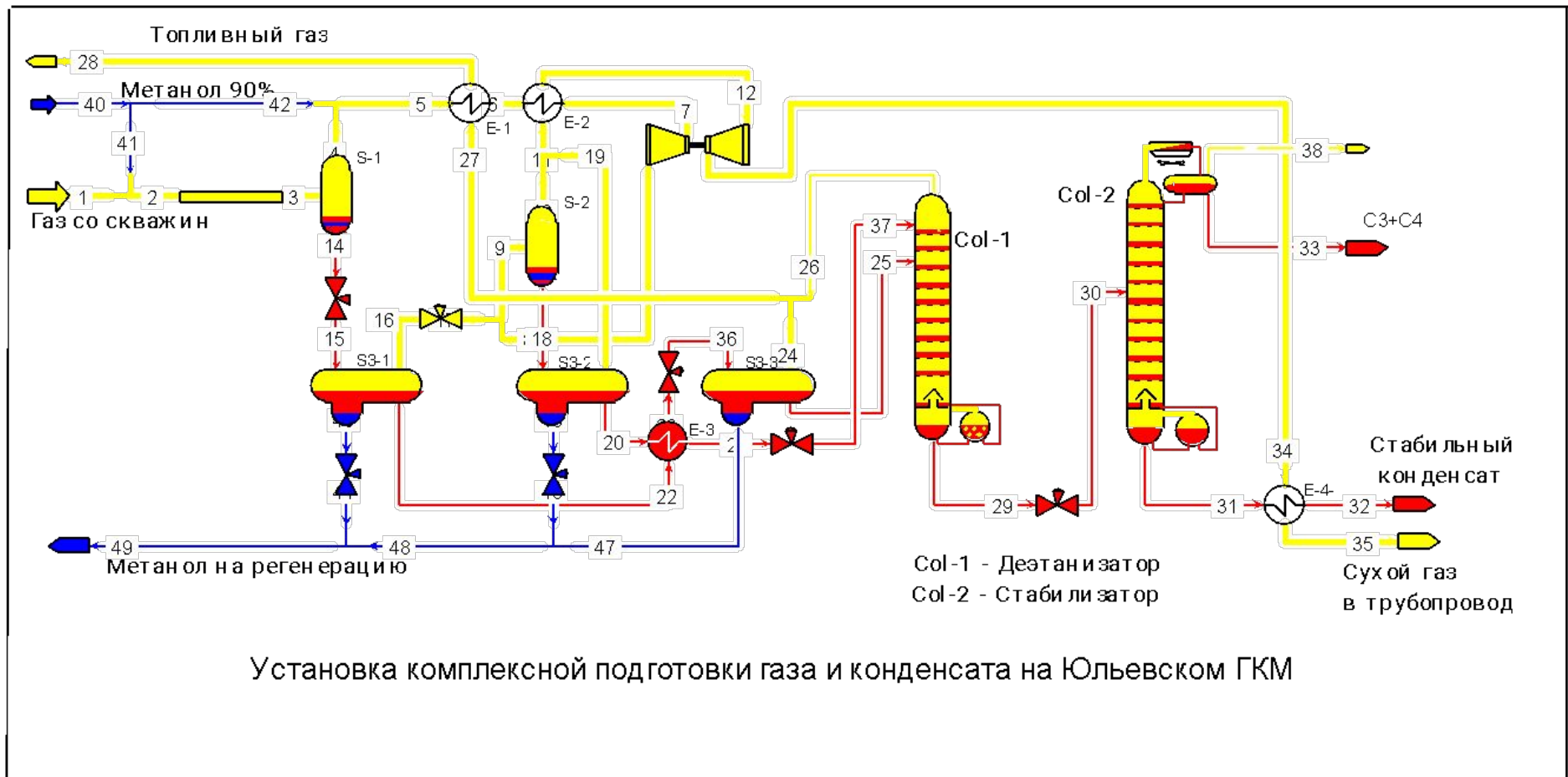
### Основные этапы моделирования:

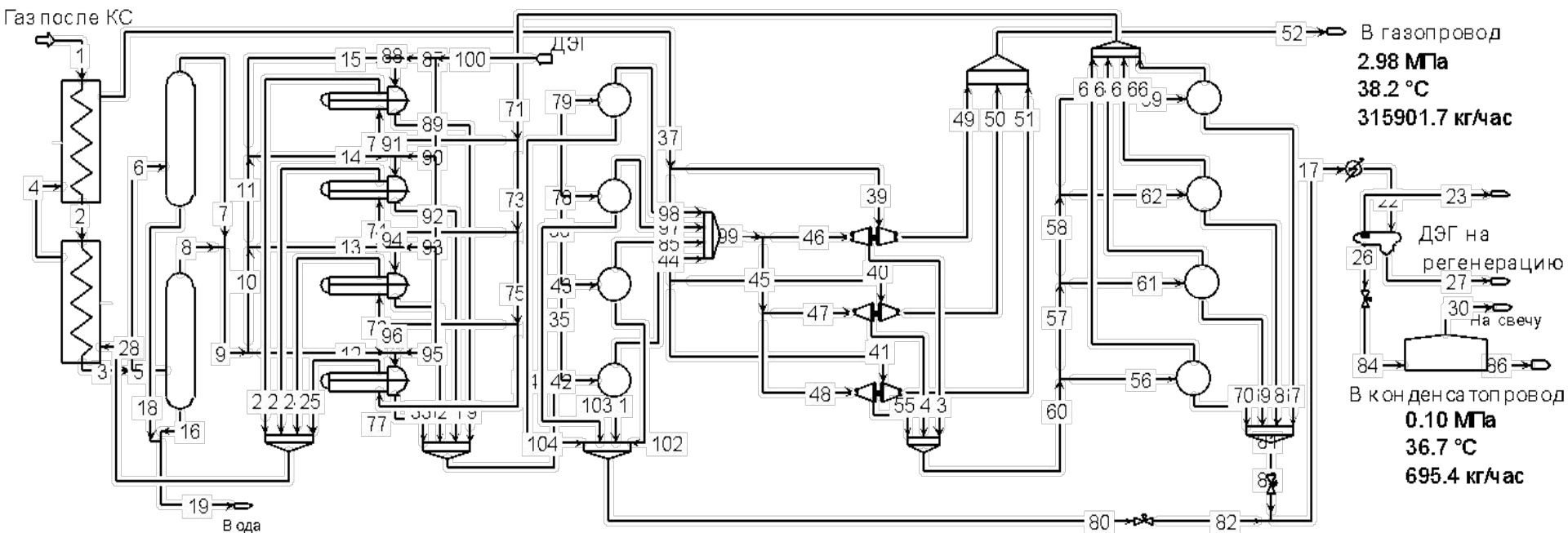
1. Из компьютерной базы изображений трубопроводов, аппаратов и машин выбираются, переносятся и расставляются на экране монитора изображения, необходимые для набора определенной технологической схемы производства.
2. Эти изображения соединяются линиями, имитирующими технологические газожидкостные потоки в трубопроводах между аппаратами и машинами.
3. Для входных потоков заполняются их составы и начальные параметры (расход, давление, температура).
4. Для изображений трубопроводов, аппаратов и машин указываются их характеристики и входные параметры.
5. После компьютерного счета всей технологической схемы и анализа результатов счета могут быть выполнены изменения как параметров аппаратов и машин, так и структуры схемы для получения наилучших целевых результатов (в частности, достижения максимально возможного выхода кондиционной продукции).
6. Технологическая схема и ее параметры сохраняются в памяти компьютера для дальнейшей работы по ее совершенствованию и сравнению с другими вариантами.
7. Результаты моделирования выдаются в виде, удобном для составления отчета и заказа оборудования.

# Технологические модели в среде ПС ГазКондНефть



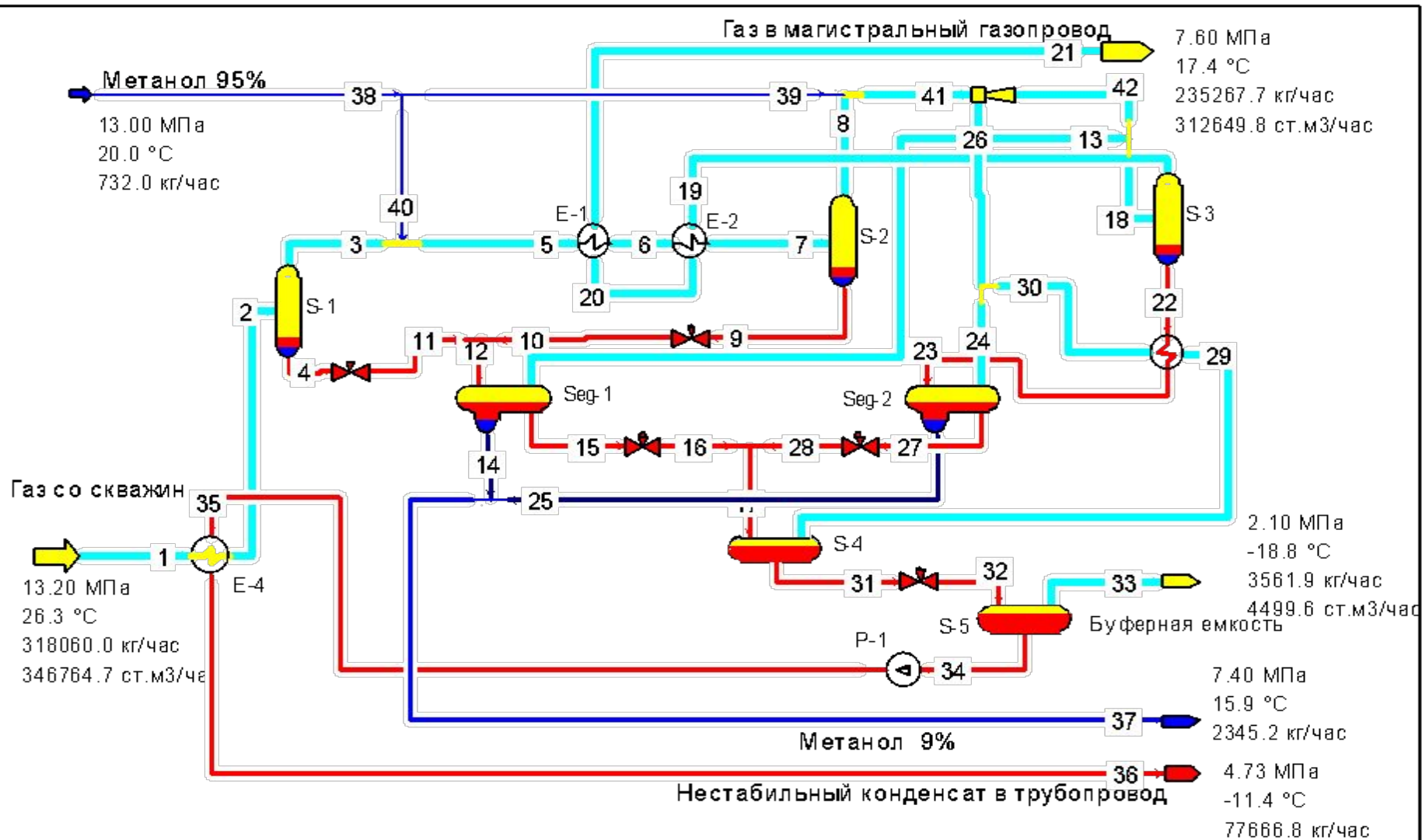
Система сбора газа на УКПГ-5В Уренгойского ГКМ





Установка подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов (Крестищенское ГКМ)

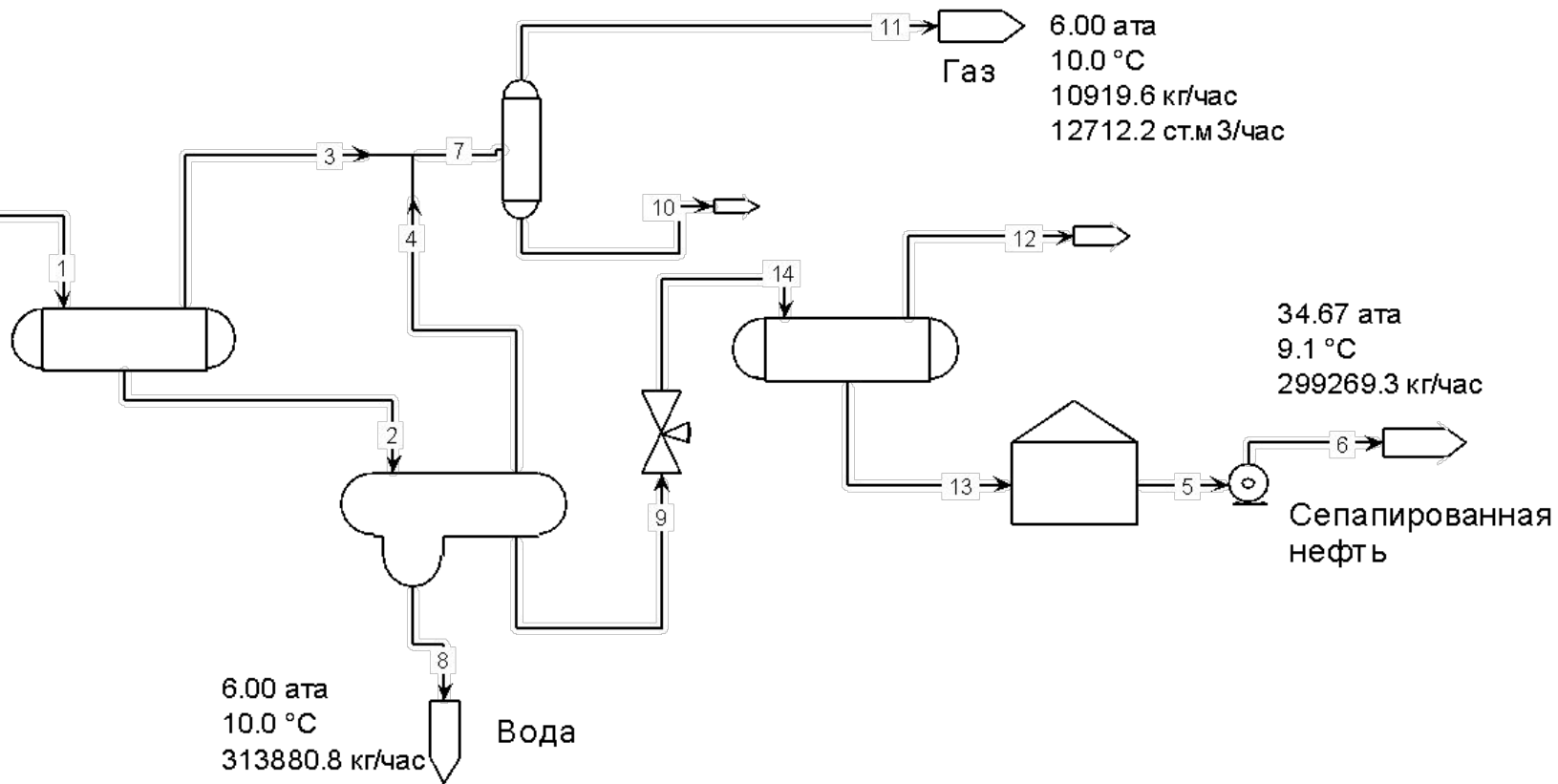




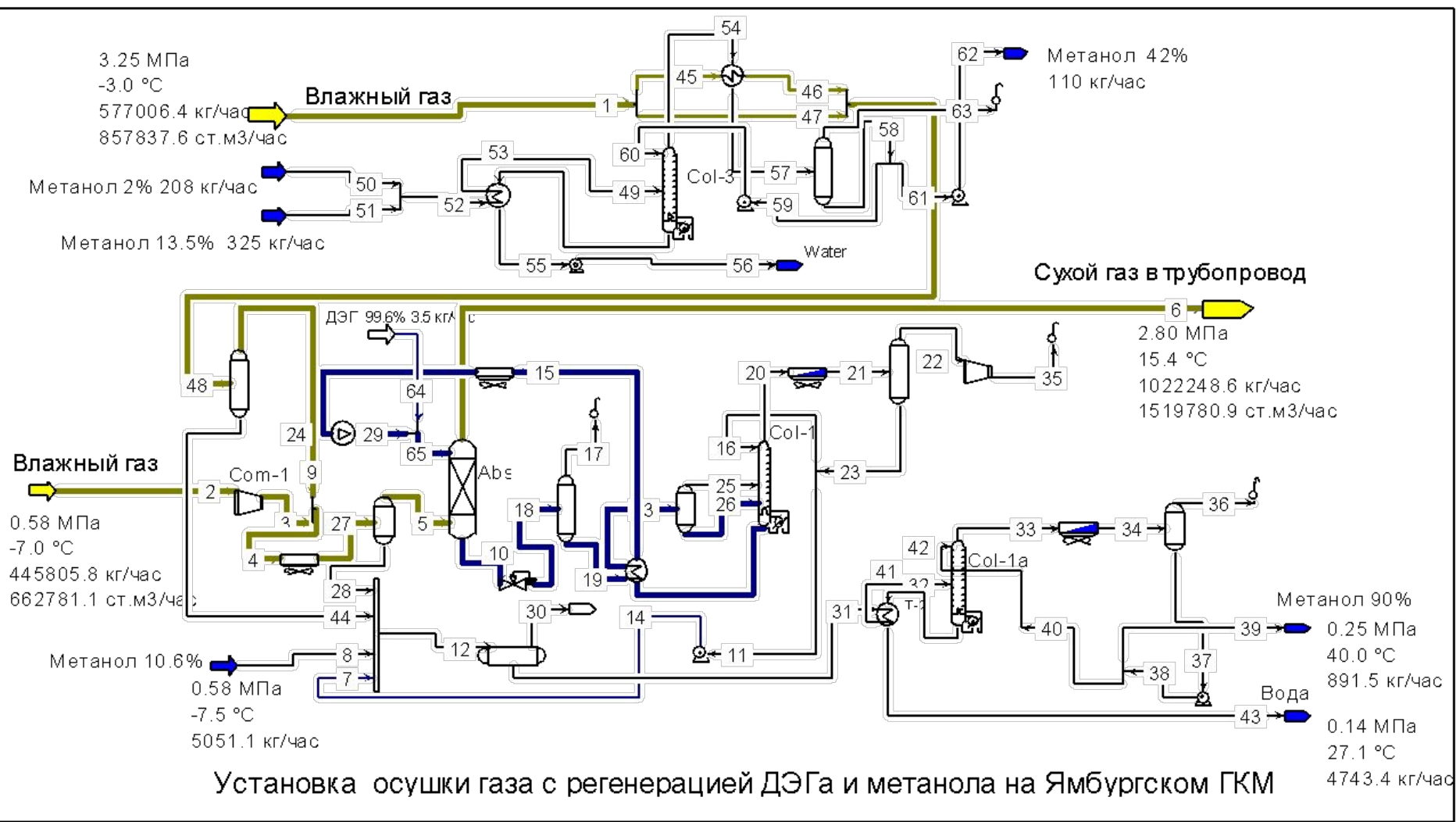
Установка подготовки газа на Ханчейском ГКМ

6.00 ата  
10.0 °C  
627852.6 кг/час

ОТ СКВАЖИН



Сепарация смеси газ-нефть-вода



Установка осушки газа с регенерацией ДЭГа и метанола на Ямбургском ГКМ

# Сравнение достоверности термодинамических баз программных систем PRO-2, HYSYS и ГазКондНефть (ГКН)

## 1. Действительные и расчетные данные по установке низкотемпературной сепарации природного газа на Ханчейском газоконденсатном месторождении (ГКМ)

Таблица 1.1. Сравнение фактических (измерения ТюменНИИгипрогаза) и расчетных температур в аппаратах УКПГ Ханчейского ГКМ.

Аппарат	Фактические данные (средне- часовые данные от 27.05.04 г.)	PRO-2 (модель SRK-MPR <sup>1</sup> )	HYSYS (модель PR-SV <sup>1</sup> )	ГКН
Сепаратор С-3	-32.0	-30.5 <sup>2</sup>	-30.5 <sup>2</sup>	-30.5
Разделитель С3-1	20.9	19.7	19.6	19.5
Сепаратор С-4	-9.9	-12.6	-13.7	-13.0
Буферная емкость С-5	-19.2	-18.3	-19.5	-18.6

Примечание: 1 - В программах PRO-2 и HYSYS выбраны термодинамические пакеты, дающие наиболее близкие к фактическим данным результаты .

2 – В связи с отсутствием в программах PRO-2 и HYSYS модели эжекции газа, расчетные температуры в сепараторе С-3 приняты равными температуре, рассчитанной по программе ГазКондНефть.

Таблица 1.2 Сравнение фактических и расчетных показателей продукции на Ханчейском ГКМ

Продукция установки	<b>Фактич. данные</b> (средне- часовые данные от 27.05.04 г.)	PRO-2 SRK-MP R	HYSYS PR-SV <sup>1</sup>	<b>ГКН</b>	<b>ГКН<sup>2</sup></b>	<b>ГКН<sup>3</sup></b>
Газ в магистральный трубопровод, тыс.ст.м3/час	314.27	312.23	312.28	312.65	312.74	314.28
Нестабильный конденсат, т/час	76.40	78.23	77.71	77.67	77.45	76.36
Концентрация метанола, % масс.:						
на выходе из разделителя P-1	4.0	2.7	5.6	6.0	6.0	6.1
на выходе из разделителя P-2	85.3	63.9	66.3 <sup>1</sup>	84.5	84.5	85.8

Примечания: 1 - Модель Peng-Robinson (модиф. Strijek-Vera). Модели PR (Peng-Robinson) и KD (Kabadi-Danner) дают соответственно 53% и 20%.

2 - расчет по равновесной модели + механический унос жидкости в сепараторах (3 см3/ст.м3)

3 - с применением фактора неравновесности + механический унос .

**Таблица 1.3 Сравнение фактического и расчетного содержания легких углеводородов в товарном конденсате УКПГ Ханчейского ГКМ**

Компоненты	кг/час по фактич. составу	PRO-2 SRK-MPR		HYSYS PR-SV		ГКН		ГКН <sup>1</sup>	
		кг/час	Отклонение, %	кг/час	Отклонение, %	кг/час	Отклонение, %	кг/час	Отклонение, %
Метан	1677	2220	32.4	2170	29.4	2154	28.4	1794	7.0
Этан	3420	5424	58.6	5218	52.6	5325	55.7	3453	1.0
Пропан	7324	6625	-9.5	6750	-7.8	6817	-6.9	7190	-1.8
изо-Бутан	2874	2734	-4.9	2671	-7.1	2653	-7.7	2827	-1.6
н-Бутан	7173	6637	-7.5	6650	-7.3	6626	-7.6	7013	-2.2
изо-Пентан	3323	3263	-1.8	3222	-3.0	3198	-3.8	3314	-0.3
н-Пентан	4505	4441	-1.4	4295	-4.7	4303	-4.5	4432	-1.6

Примечание: 1 - с применением фактора неравновесности

Таблица 1.4 Расход метанола на УПГ Ханчейского ГКМ

Расход метанола, кг/час		
фактически й	<i>Теоретический</i>	
	HYSYS	ГКН
732	1250	600

## 2. Взаимная растворимость углеводородов, воды, метанола и гликолей

Таблица 2.1 Экспериментальные (Katz, 1964) и расчетные данные по растворимости метана в воде при 10 МПа

Т, С	% (мольн.) метана в воде				Отклонения от экспер. данных, %		
	Эксперимент.	HYSYS CEOS/A <sup>Е</sup> <sup>1</sup>	PRO-2 SRK-MPR <sup>1</sup>	ГКН	HYSYS CEOS/A <sup>Е</sup> <sup>1</sup>	PRO-2 SRK-MPR	ГКН
25	0.18	0.29	0.000025	0.183	+61.1	-100.0	-1.7
40	0.15	0.23	0.000086	0.145	+53.3	-99.9	-3.3
80	0.12	0.17	0.000670	0.119	+41.7	-99.4	-0.8
100	0.12	0.17	0.001600	0.128	+41.7	-98.6	+6.7

Примечание: 1 - В программах PRO-2 и HYSYS выбраны термодинамические пакеты, дающие наиболее близкие к фактическим данным результаты. Модели PR-SV, PR и PRTwu в HYSYS дают при 25 С соответственно 0.0%, 0.00003 и 0.000035 %. Модели PR-HV и PR в PRO-2 – 17.7% и 0.00003%.



**Таблица 2.2 Литературные (Истомин, 1987) и расчетные данные по содержанию метанола в сжатом природном газе (95% мол. метана)**

Т, С	Р, МПа	% (мольн.) метанола в газе				Отклонения от экспер. данных, %		
		Эксп.	HYSYS CEOS/ A^E	PRO-2 SPK-SS	ГКН	HYSYS CEOS/ A^E <sup>1</sup>	PRO-2 SPK-SS <sup>2</sup>	ГКН
-20	4.9	0.052	0.046	0.050	0.052	-11.5	-3.8	0.0
	10	0.093	0.074	0.109	0.081	-20.4	+17.2	-12.9
	14.7	0.150	0.131	0.245	0.136	-12.7	+63.3	-9.3
	20	0.210	0.239	0.452	0.200	+13.8	+115.2	-4.8
20	4.9	0.49	0.48	0.511	0.487	-2.0	+4.3	-0.6
	10	0.46	0.52	0.579	0.475	+13.0	+25.9	+3.3
	14.7	0.53	0.66	0.850	0.577	+24.5	+60.4	+8.9
	20	0.60	0.90	1.280	0.726	+50.0	+113.3	+21.0

Примечания: 1 - модель PR-SV дает отклонения от +3.8% to 226%, SRK-KD от -6.1% до +103.3%, PR от +3.8% до +226.2%, SRK-Twu, PR-Twu, TST от +16% до +220%;

2 – модель SRK (модиф. Panag.-Reid) дает отклонения от – 11.0% to – 44.3%, PR от – 3.8% до +115.2%.

**Таблица 2.3 Растворимость метанола в нестабильном конденсате (при концентрации метанола в воде 50% и молекулярной массе нестабильного конденсата 90)**

Т, С	Литер. данные (Истомин, 1987)	HYSYS (PR-SV)	PRO-2 (SRK-S S)	ГКН	Отклонения от экспер. данных, %		
					HYSYS (PR-SV) <sup>1</sup>	PRO-2 (SRK-SS) <sup>2</sup>	ГКН
-20	0.22	0.76	0.59	0.24	+245.5	+168.2	+9.1
-10	0.41	0.99	0.77	0.38	+141.5	+87.8	-7.3
0	0.63	1.25	0.99	0.57	+98.4	+57.1	-9.5
10	1.0	1.54	0.99	0.85	+54.0	-1.0	-15.0

Примечания: 1 - модель PR дает отклонения от +96 % до +450 %, SRK-KD от +290 % до +1000 %; PR-Twu, SRK-Twu, TST, CEOS/A^E – выше +370 %;

2 - модель SRK-MPR дает отклонения до – 100 %, PR-MPR от +300 % до +700 %, PR - до +1100 %.

**Таблица 2.4 Растворимость воды в жидких углеводородах**

Система	Т, С	% (мольный) воды в углеводородной фазе				Отклонения от экспер. данных, %		
		Экспер. (Griswold, 1942)	HYSYS SRK-KD	PRO-2 SRK-SS	ГКН	HYSYS KD <sup>1</sup>	PRO-2 SRK-SS <sup>2</sup>	ГКН
Вода-октан	10	0.056	0.022	0.031	0.055	-60.7	-44.6	-17.8
	37.8	0.2	0.084	0.1	0.19	-58.0	-50.0	-5.0
Вода-тяжелая фракция нефти (M=434)	124	2.52	1.43	2.8	2.1	-43.2	+11.1	-16.7
	189	9.53	5.8	10.8	9.4	-39.1	+13.3	-1.4

Примечания: 1- Модель PR дает отклонения от -25.4% до -60.7%, PR-SV от – 27.2% до -66.1%; PR-Twu, SRK-Twu, TST от – 60% до -90%, CEOS/A^E - до +1000%;  
2 – Модель SRK (модиф. Panad-Reid) дает отклонения от +12.7% до – 44.6%, PR от – 8.2% до -50.0%.

**Таблица 2.5 Экспериментальные (Yooyama, 1988) и расчетные данные о растворимости метана в ДЭГе при температуре 25 С**

P, МПа	% (мольный) метана в ДЭГе				Отклонения от exper. данных, %		
	Эксп.	HYSYS TST	PRO-2 SRK-SS	ГКН	HYSYS TST <sup>1</sup>	PRO-2 SRK-SS <sup>2</sup>	ГКН
3	0.959	0.96	3.4	1.06	0.0	+254.5	+10.5
5	1.66	1.5	5.4	1.65	-9.6	+225.3	-0.6
8	2.48	2.18	7.9	2.42	-12.1	+218.5	-2.4

Примечания: 1 – модель PR-Twu дает отклонения от -7% to -18%, SRK-Twu от -12% до -21%, CEOS/A^E от +230% до +250%, PR от +230% до 260%, PR-SV от +450% до +500%, SRK-KD от +170% до +200%;

2 – модель SRK-MPR дает отклонения от 140% до 170%, PR от – 220% до +260%.

### 3. Влияние минерализации пластовых вод на свойства промышленных технологических сред

Таблица 3.1 Экспериментальные (Morrison,1990) и расчетные данные по относительной летучести метанола (T= 361 К, P=0.101 МПа).<sup>1</sup>

Содержание NaCl в воде, % (мольный)	Содержание метанола в воде, % (мольный)	Экспериментальные данные	PRO-2 SRK-MPR	ГКН	Отклонения, % (PRO-2, SRK-MPR) <sup>2</sup>	Отклонения, % (ГКН)
0	10.7	6.8	6.4	6.0	-5.9	-11.8
2.9	10.2	8.7	15.0	8.1	+72.4	-6.9
4.3	10.0	9.5	21.4	8.9	+125.3	-6.3
5.8	9.7	10.7	29.3	9.7	+173.8	-9.3
7.1	9.5	11.5	37.1	10.3	+222.6	-10.4

Примечания : 1 – В ПС HYSYS вода без учета минерализации .

2 – SRK-KD, SRK-SS и др. модели приводят к более высоким отклонениям от эксп. данных.

**Таблица 3.2 Экспериментальные (Жданова,1984) и расчетные данные по влагосодержанию метана, г/м3 (T= 313 K)**

Р, МПа	% (масс.) CaCl <sub>2</sub> в воде	Экспер. данные	<b>ГКН</b>
1	0	5,74	5,84
	20 <sup>1</sup>	4,85	4,5
10	0	0,81	0,81
	20 <sup>1</sup>	0,68	0,62

Notes: 1 – В ПК HYSYS и PRO-2 расчет не предусмотрен

## **Выводы по результатам сравнения ПС PRO-2, HYSYS и ГазКондНефть**

---

- 1. Сравнение ПС ГазКондНефть с PRO-2 и HYSYS показывает равную точность для углеводородных смесей и лучшие результаты для систем углеводороды - водные растворы метанола, гликолей и солей.***
- 2. По сравнению с существующими аналогами ГазКондНефть обеспечивает наиболее надежные результаты моделирования процессов промышленной подготовки углеводородного сырья к транспорту.***