# ГазКондНефть

**Программная система для компьютерного моделирования промыслового 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 промысловая сепарация газоконденсатных и газонефтяных смесей с использованием рекуперативных теплообменников, дросселей, эжекторов, турбодетандеров
- Абсорбционная гликолевая осушка газа и регенерация насыщенных водных растворов гликолей
- Деэтанизация 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 промысловых 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 расстанавливаются 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).**

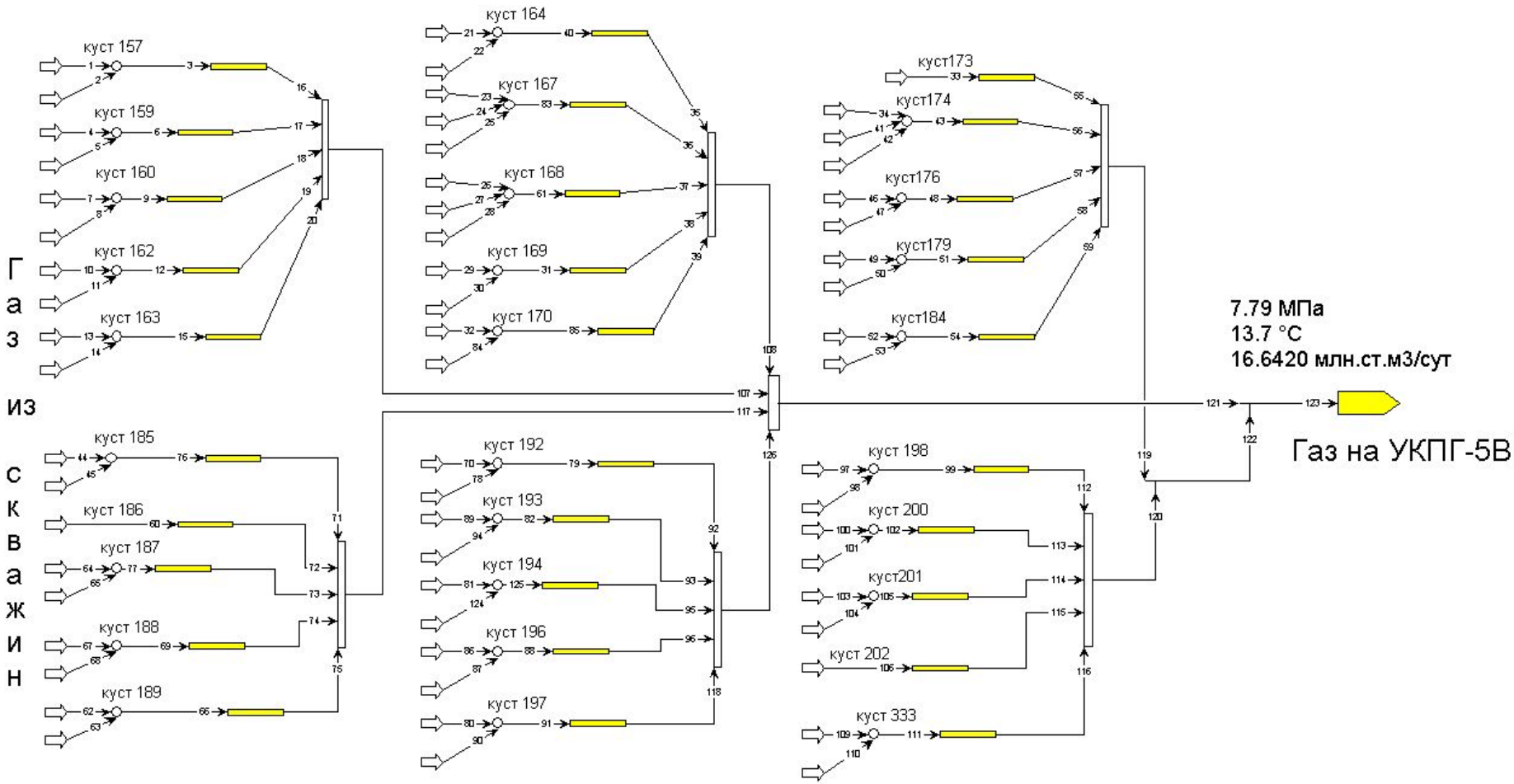
**4. Для изображений трубопроводов, аппаратов и машин указываются их характеристики и входные параметры.**

**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).**

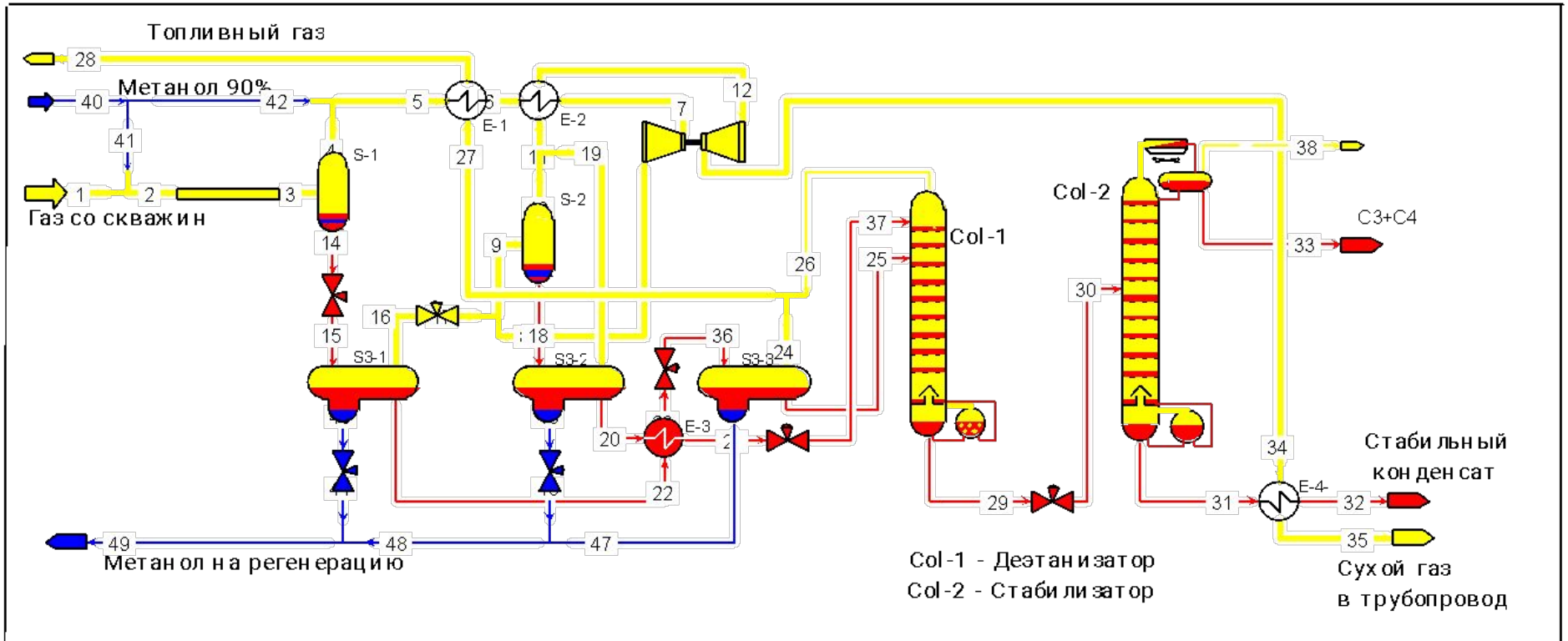
**6. Технологическая схема и ее параметры сохраняются в памяти компьютера для дальнейшей работы по ее совершенствованию и сравнения с другими вариантами.**

**7. Результаты моделирования выдаются в виде, удобном для составления отчета и заказа оборудования.**

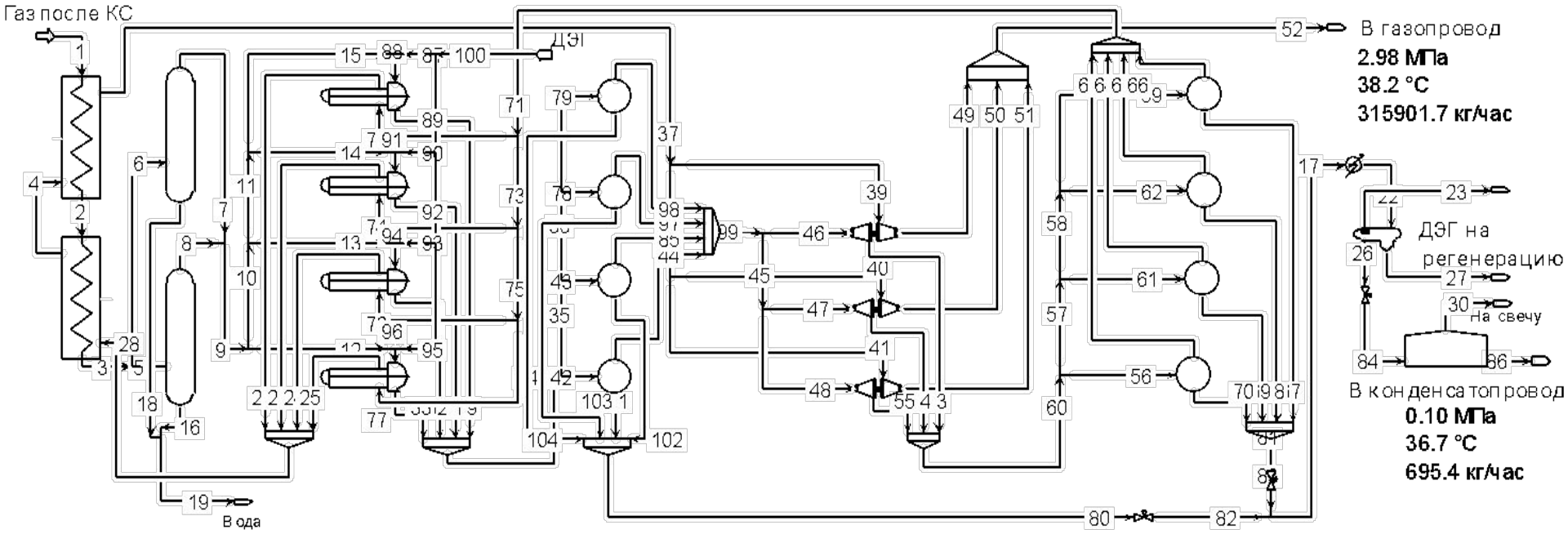
# Технологические модели в среде ПС ГазКондНефть



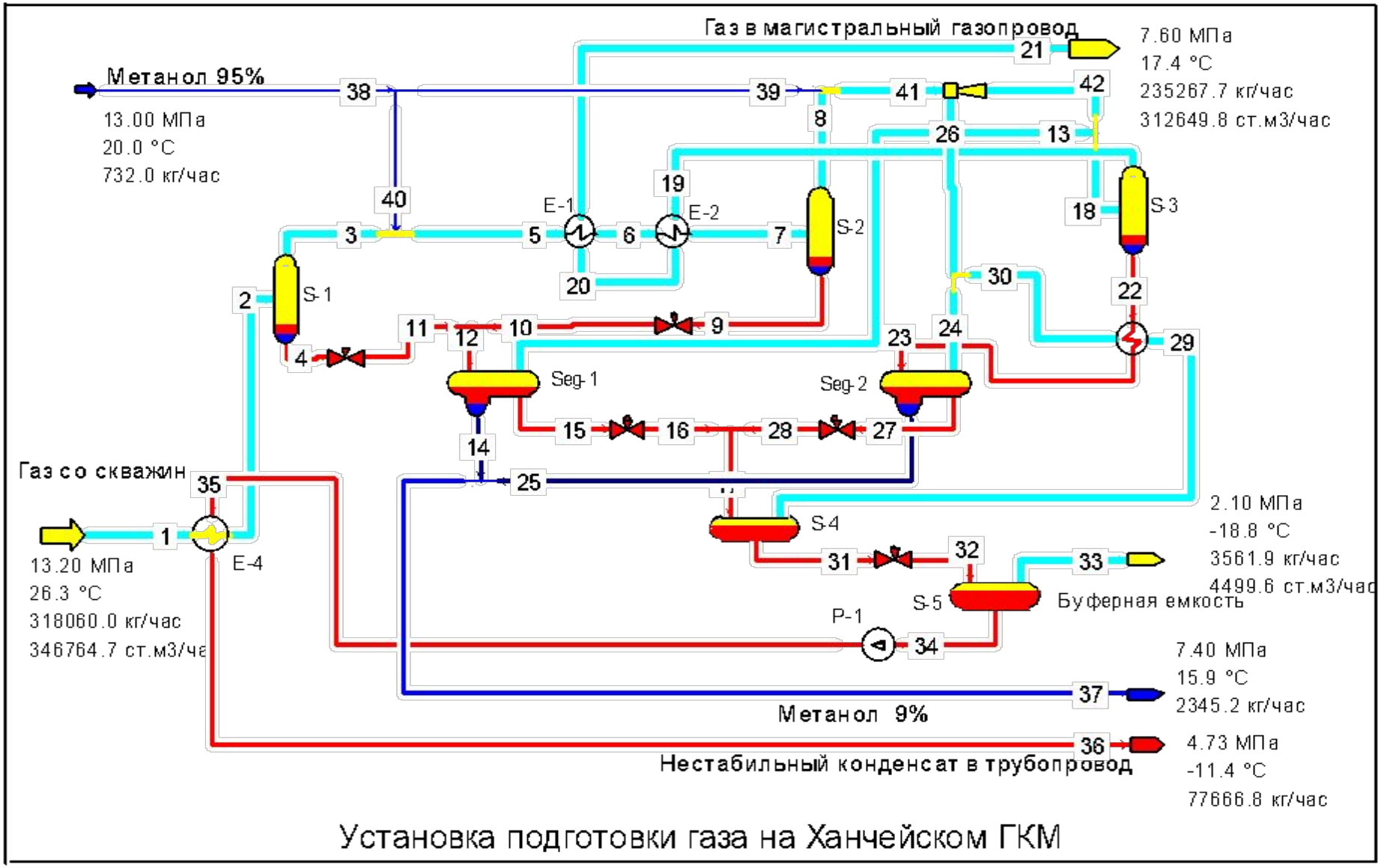

Система сбора газа на УКПГ-5В Уренгойского ГКМ



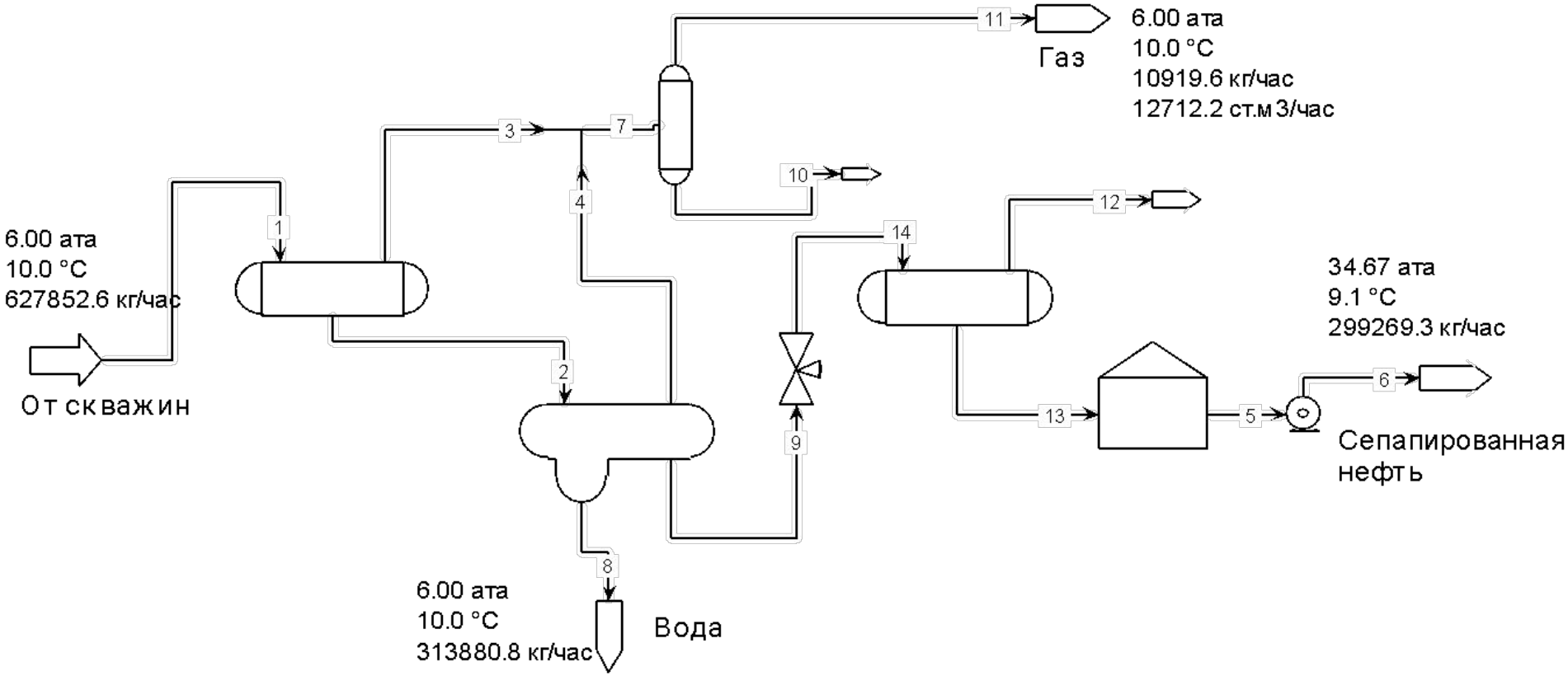

Установка комплексной подготовки газа и конденсата на Юльевском ГКМ



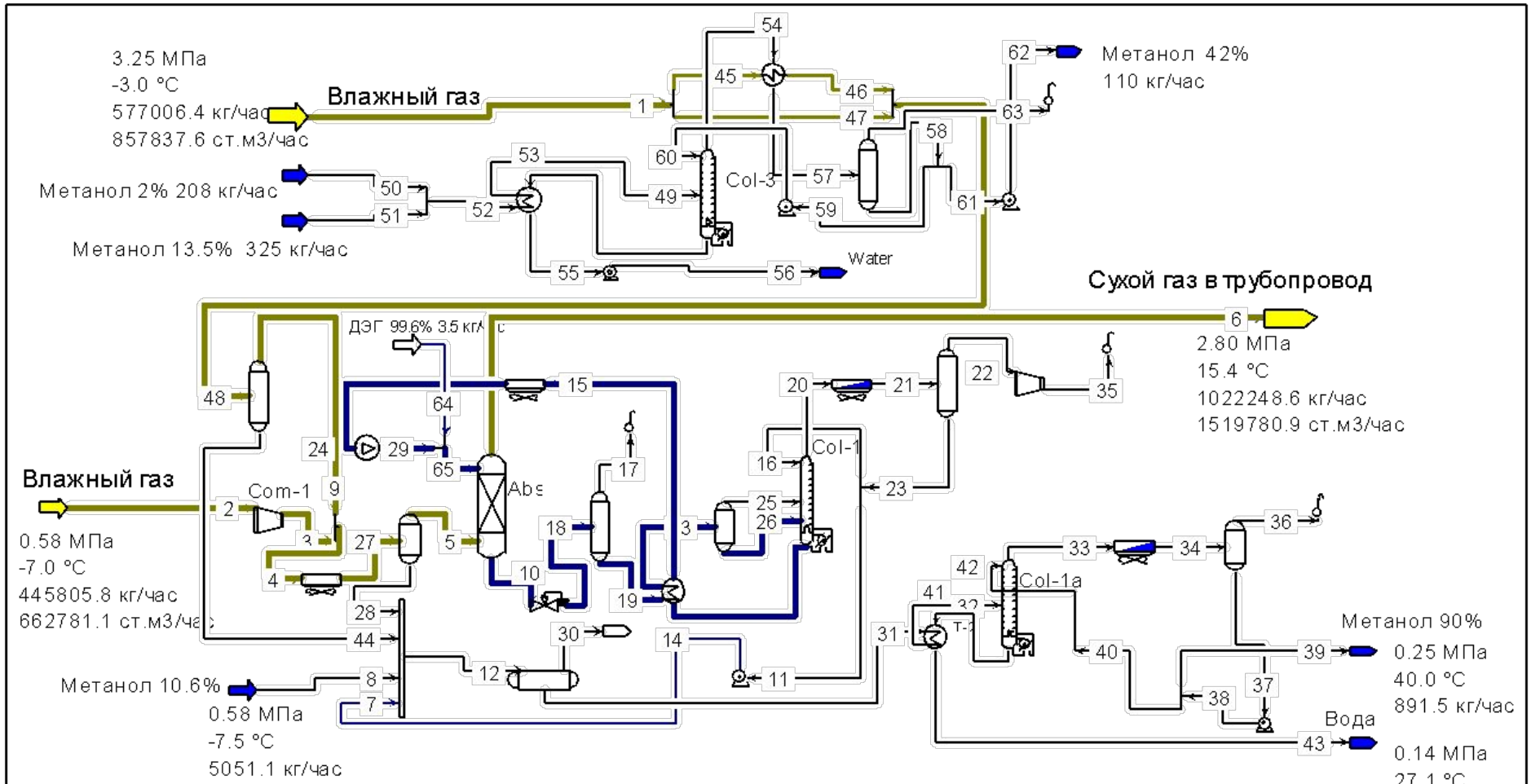

Установка подготовки газа с применением турбодетандерных агрегатов (Крестищенское ГКМ)




Установка подготовки газа на Ханчейском ГКМ




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[1]) | HYSYS (модель PR-SV[1]) | **ГКН** |
|---|---|---|---|---|
| Сепаратор С-3 | -32.0 | -30.5[2] | -30.5[2] | -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 | **Фактич. данные** (средне-часовые данные от 27.05.04 г.) | PRO-2 SRK-MPR | HYSYS PR-SV[1] | **ГКН** | **ГКН**[2] | **ГКН**[3] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 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.:<br>**на выходе из разделителя Р-1**<br>**на выходе из разделителя Р-2** | <br>4.0<br>85.3 | <br>2.7<br>63.9 | <br>5.6<br>66.3[1] | <br>6.0<br>84.5 | <br>6.0<br>84.5 | <br>6.1<br>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[1] | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | кг/час | Откло-нение, % | кг/час | Откло-нение, % | кг/час | Откло-нение, % | кг/час | Откло-нение, % |
| 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 | | |
|---|---|---|
| фактический | *Теоретический* | |
| | 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^E[1] | PRO-2 SRK-MPR[1] | ГКН | HYSYS CEOS/ A^E[1] | 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)**

| T, C | P, МПа | % (мольн.) метанола в газе | | | | Отклонения от экспер. данных, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Эксп. | HYSYS CEOS/ A^E | PRO-2 SPK-SS | **ГКН** | HYSYS CEOS/ A^E [1] | PRO-2 SPK-SS[2] | **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-SS) | **ГКН** | Отклонения от экспер. данных, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | HYSYS (PR-SV)[1] | PRO-2 (SRK-SS)[2] | **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 | T, C | % (мольный) воды в углеводородной фазе | | | | Отклонения от экспер. данных, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Экспер. (Griswold, 1942) | HYSYS SRK-KD | PRO-2 SRK-SS | **ГКН** | HYSYS KD[1] | PRO-2 SRK-SS[2] | **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 (Yokoyama, 1988) и расчетные данные о растворимости метана в ДЭГе при температуре 25 С**

| P, МПа | % (мольный) метана в ДЭГе | | | | Отклонения от экспер. данных, % | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Эксп. | HYSYS TST | PRO-2 SRK-SS | **ГКН** | HYSYS TST[1] | PRO-2 SRK-SS[2] | **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 промысловых технологических сред*

**Таблица 3.1 Экспериментальные (Morrison,1990) и расчетные данные по относительной летучести метанола (T= 361 K, P=0.101 МПа).[1]**

| Содер-жание NaCl в воде,% (мольный) | Содер-жание метанола в воде,% (мольный) | Эксперимен-тальные данные | PRO-2 SRK-MPR | **ГКН** | Отклоне-ния, % (PRO-2, SRK-MPR)[2] | Отклоне-ния, % (**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)**

| P, МПа | % (масс.) $CaCl_2$ в воде | Экспер. данные | ГКН |
|---|---|---|---|
| 1 | 0 | 5,74 | 5,84 |
| | 20[1] | 4,85 | 4,5 |
| 10 | 0 | 0,81 | 0,81 |
| | 20[1] | 0,68 | 0,62 |

Notes: 1 – В ПС 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 промысловой подготовки углеводородного сырья к транспорту.***