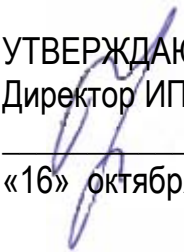


МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

УТВЕРЖДАЮ

Директор ИПР

 А.Ю. Дмитриев

«16» октября 2015 г.

## **ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ И АППАРАТОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В СРЕДЕ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ ПРОГРАММЫ HYSYS**

Методические указания к выполнению практических работ  
по курсу «Технологические основы обустройства нефтегазовых месторождений»  
для студентов второго курса магистратуры, обучающихся по направлению  
21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Управление разработкой  
и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

*Авторы-составители* **Л.В. Шишмина, О.В. Носова**

Издательство  
Томского политехнического университета  
2015

УДК 622.276.8(076.5)

ББК 39.77я73

Т38

**Т38**      **Технологическое моделирование процессов и аппаратов сбора и подготовки продукции нефтяных и газовых скважин в среде моделирующей программы HYSYS** : методические указания к выполнению практических работ по курсу «Технологические основы обустройства нефтегазовых месторождений» для студентов второго курса магистратуры, обучающихся по направлению 21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Управление разработкой и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений» / авторы-сост. : Л.В. Шишмина, О.В. Носова ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 90 с.

УДК 622.276.8(076.5)

ББК 39.77я73

Методические указания рассмотрены и рекомендованы  
к изданию методическим семинаром кафедры  
геологии и разработки нефтяных месторождений ИПР  
«12» октября 2015 г.

Зав. кафедрой геологии и разработки  
нефтяных месторождений

кандидат геолого-минералогических наук



О.С. Чернова

Председатель учебно-методической  
комиссии



Л.В. Шишмина

*Рецензент*

Кандидат технических наук  
доцент кафедры транспорта и хранения нефти и газа  
*В.Г. Крец*

© Составление. ФГАОУ ВО НИ ТПУ, 2015

© Шишмина Л.В., Носова О.В., составление, 2015

© Оформление. Издательство Томского  
политехнического университета, 2015

## ОГЛАВЛЕНИЕ

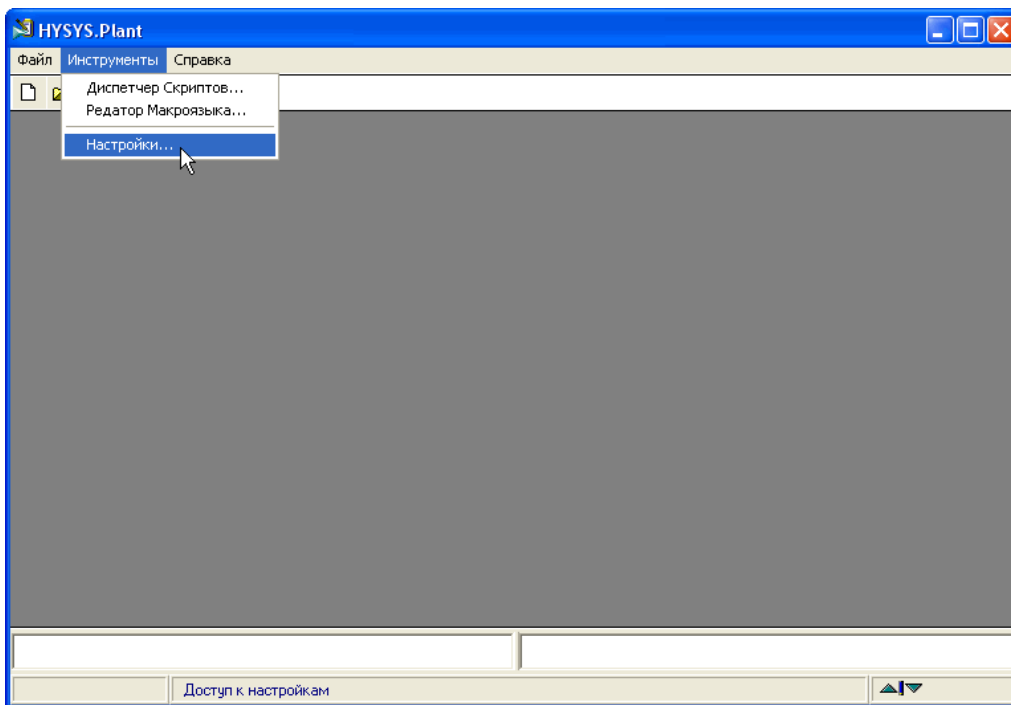
1. НАЧАЛО МОДЕЛИРОВАНИЯ .....	4
2. СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА.....	12
3. СПОСОБ ЗАДАНИЯ СОСТАВА НЕФТИ (КОНДЕНСАТА) ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ДАННЫМ .....	28
4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА .....	44
5. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ .....	59
6. ОСУШКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ.....	79

# 1. НАЧАЛО МОДЕЛИРОВАНИЯ

## Создание нового набора единиц измерения

Первый шаг в создании модели технологической схемы – выбор единиц измерения. ХАЙСИС не позволяет изменять ни один из трех основных наборов единиц измерения, которые всегда имеются в системе: SI, EuroSI и Британская система единиц (Field). Однако можно создать новый набор единиц на основе уже имеющихся. В данном примере создадим новый набор единиц измерения.


Из меню **Инструменты** выберите пункт **Настройки**. Откройте в этом окне закладку **Переменные**, щелкнув по ней мышкой, а затем выберите страницу **Единицы**.

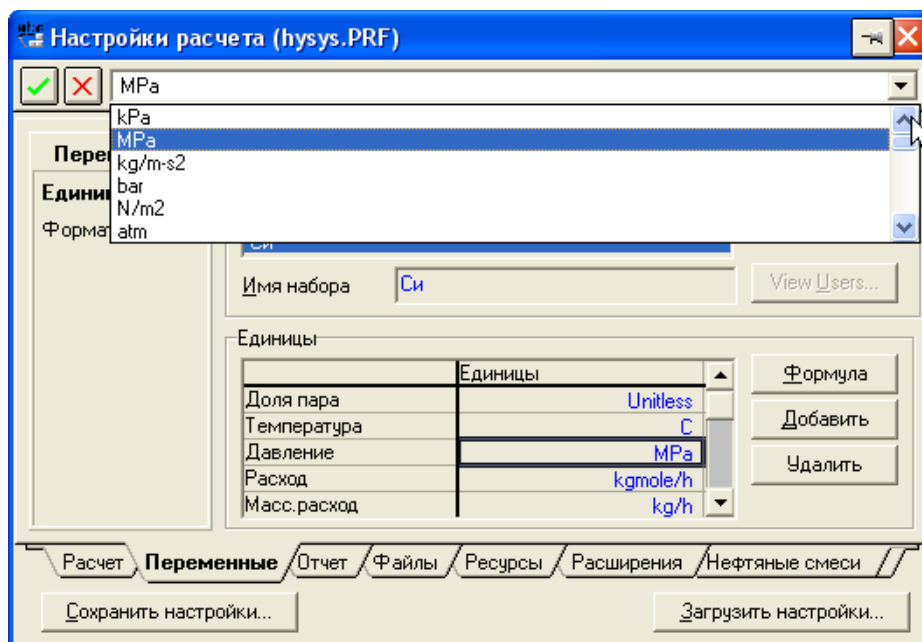


Выберите мышкой строчку **SI** из списка **Имеющихся наборов единиц**, чтобы сделать ее активной. По умолчанию для **Давления** установлена единица измерения **кПа**. Для удобства поменяем ее на **МПа**.

Нажмите кнопку **Скопир**. Появится и станет активным новый набор единиц измерения названный **NewUser** в списке **Имеющихся наборов единиц**. Если хотите, Вы можете ввести новое название для этого набора в поле **Имя набора**. Теперь вы можете изменять единицы измерения для любой переменной из созданного Вами набора.

Переместитесь в поле **Давление** путем нажатия мышкой на **кПа**.

Откройте выпадающий список в поле редактирования, расположенном сверху, путем нажатия на кнопку  или нажав <F2>, а затем <↓> на клавиатуре.



В списке выберите мышкой **МПа**, или прокрутите список с помощью клавиши  $\downarrow$ , а затем выберите **МПа** при помощи **<Enter>**.

Итак, Вы закончили создание нового набора единиц. Нажмите на кнопку закрытия окна. Имейте в виду, что все команды, соответствующие кнопкам панели инструментов также доступны из меню главного окна.


### ***Начинаем моделирование***

Для начала расчета новой технологической схемы выполните одно из двух предлагаемых действий:

- Выберите **New (Новый) > Case (Задача)** из меню **File (Файл)**.

Следующим шагом станет создание пакета свойств. Этот пакет минимально должен содержать перечень компонентов и методы расчета (к примеру, уравнения состояния), которые будут использованы ХАЙСИС при расчете материальных потоков. В зависимости от того, что требуется для каждой конкретной технологической схемы, пакет свойств может содержать и другую информацию, такую как реакции и параметры бинарного взаимодействия компонент.

### ***Выбор компонентов***

Откройте закладку **Component Lists (Компоненты)** в специализированном окне **Properties (Пакет свойств)**  путем нажатия кнопки **Add**.

Существует множество способов выбора компонентов для Вашей задачи. Первый из них – использование возможности поиска по шаблону. Имейте в виду, что каждое вещество (компонент) встречается в общем списке три раза.

Способ поиска	Описание
По условному названию	Указывается общепринятое (тривиальное) название вещества
По полному названию	Указывается систематическое номенклатурное название (IUPAC) или синонимы для групп веществ
По формуле	Указывается химическая формула вещества

Сверху от соответствующих столбцов в таблице веществ находятся селективные кнопки выбора способа поиска. После того, как вы выберете одну из этих кнопок, ХАЙСИС выделит в таблице вещество, которое больше всего соответствует шаблону, введенному в поле ввода **Search for (Шаблон)**.

К примеру, будем использовать в качестве компонентов вещества:  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $C_1$ ,  $C_2$ ,  $C_3$ ,  $i-C_4$  и  $n-C_4$ . Добавим к модели компонент азот, используя шаблон.

- Убедитесь в том, что нажата селективная кнопка **Full Name/Synonym (Полное имя / Синоним)**.
- Перейдите в поле ввода **Search for**, щелкнув по нему мышкой.
- Наберите на клавиатуре «N2». ХАЙСИС по ходу Вашего набора будет отфильтровывать вещества в соответствии с набираемыми символами.

The screenshot shows the HYSYS software interface. On the left, there is a table of components with columns 'Component', 'Type', and 'Group'. The 'n-Pentane' row is highlighted. In the center, there are buttons for '< Add', 'Replace', and 'Remove'. On the right, there is a search interface with a 'Select:' dropdown set to 'Pure Components', a 'Filter:' dropdown set to 'All Families', and a 'Search for:' text box containing 'n2'. Below the search box is a table of search results with columns 'Simulation Name', 'Full Name / Synonym', and 'Formula'. The first row is highlighted and shows 'Nitrogen' with the formula 'N2'.

Теперь, поскольку ХАЙСИС выделил для Вас в списке компонент **Nitrogen (азот)**, добавьте его в **Список выбранных компонент** одним из трех способов.

- Нажав на клавишу **<Enter>**.
- Щелкнув мышкой по кнопке **<- Add (Добавить)**.
- Дважды щелкнув на строчке **Nitrogen** (в этом случае необязательно заранее выделять строчку с этим компонентом).

Кроме рассмотренного метода выбора компонент по шаблону, Вы можете использовать кнопку **Filter (Фильтр)** для выделения из всего списка только веществ, принадлежащих определенным классам соединений.

Для добавления оставшихся компонентов – с  $C_1$  до  $n-C_4$  в строке **Filter** из выпадающего списка выбираем **Hydrocarbons (Углеводороды)**. Быстрее всего добавить группу углеводородов, последовательно

идущих в списке имеющихся библиотечных компонентов, в список выбранных компонентов можно следующим образом.

1 Щелкните мышкой на первом компоненте (в данном случае это  $C_1$ ).

2 Сделайте одно из перечисленных ниже действий:

- Нажмите и удерживайте нажатой клавишу **<Shift>**, а затем щелкните на последнем в выбранной последовательности компоненте (в нашем случае это  $n-C_4$ ). Программа выделит Вам все компоненты с  $C_1$  по  $n-C_4$ . Отпустите клавишу **<Shift>**.

- Нажмите и удерживайте клавишу мыши, указав на  $C_1$ , затем двигайте мышь вниз до  $n-C_4$ , а затем отпустите клавишу мыши. Компоненты с  $C_1$  по  $n-C_4$  будут выделены.

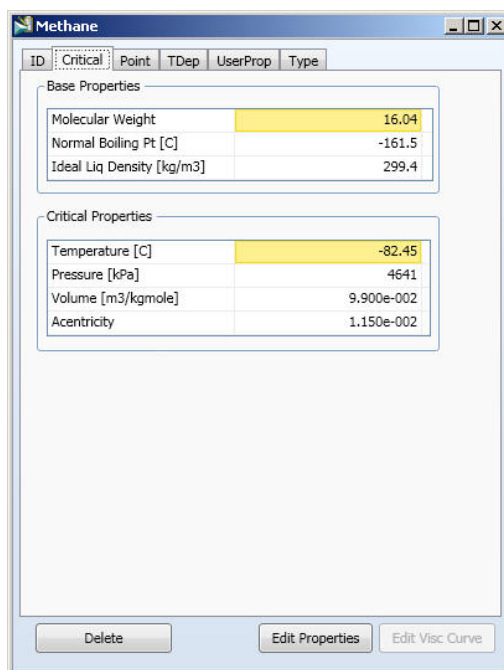
- Если необходимо добавить к выделению несколько других компонентов, используйте клавишу **<Ctrl>**.

3 Нажмите кнопку **<-Add (Добавить)>**. Выделенные компоненты из списка имеющихся библиотечных компонент будут добавлены в список выбранных компонент.

Ошибочно добавленный компонент можно убрать из этого списка, выделив его, а затем нажав на кнопку **Удалить** компонент или нажав кнопку **<Remove>**.

### **Просмотр свойств компонентов**

Для того, чтобы просмотреть свойства одного компонента (или нескольких компонентов), в списке выбранных компонентов нажмите на этот компонент двойным щелчком мышки. ХАЙСИС откроет специализированное окно для выделенного компонента. Например:



Данное специализированное окно обеспечивает Вам возможность только лишь просмотреть информацию о выбранном компоненте. Вы не можете изменять свойства данного библиотечного компонента; однако, ХАЙСИС дает Вам возможность создать на основе библиотечного компонента так называемый «гипотетический» компонент, свойства которого Вы можете менять по Вашему усмотрению.

### Создание гипотетического компонента

Рассмотрим пример создания гипотетического компонента – нелетучего остатка ( $C_{6+}$ ), имеющего молярную массу 240 и плотность  $900 \text{ кг/м}^3$ .

- Для начала в поле **Select** тип **Pure component** заменим на **Hypothetical (Гипотетический)**.
- Задаем метод расчета **Create and Edit Hypos**
- После того, как добавлена новая гипотетическая группа, ХАЙСИС автоматически вызывает окно **Гипотетические компоненты**, в котором задаются компоненты и их свойства. **Класс компонента** – по умолчанию ХАЙСИС полагает, что веденный компонент является углеводородом.

Name	Normal Boiling Point [C]	Molecular Weight	Liquid Density [kg/m³]	Tc [C]
C6+*	<empty>	240.00	900.00	<empty>

Теперь нужно задать этот гипотетический компонент: нажатием кнопки **New Hypo** вызываем окно гипотетического компонента.

- Установите курсор в поле **Name** этого компонента и введите новое имя (например,  $C_{6+B}$ )
- В поле **Molecular Weight (Молекулярная Масса)** введите 240.
- В поле **Liquid Density (Плотность Жидкости)** введите 900.



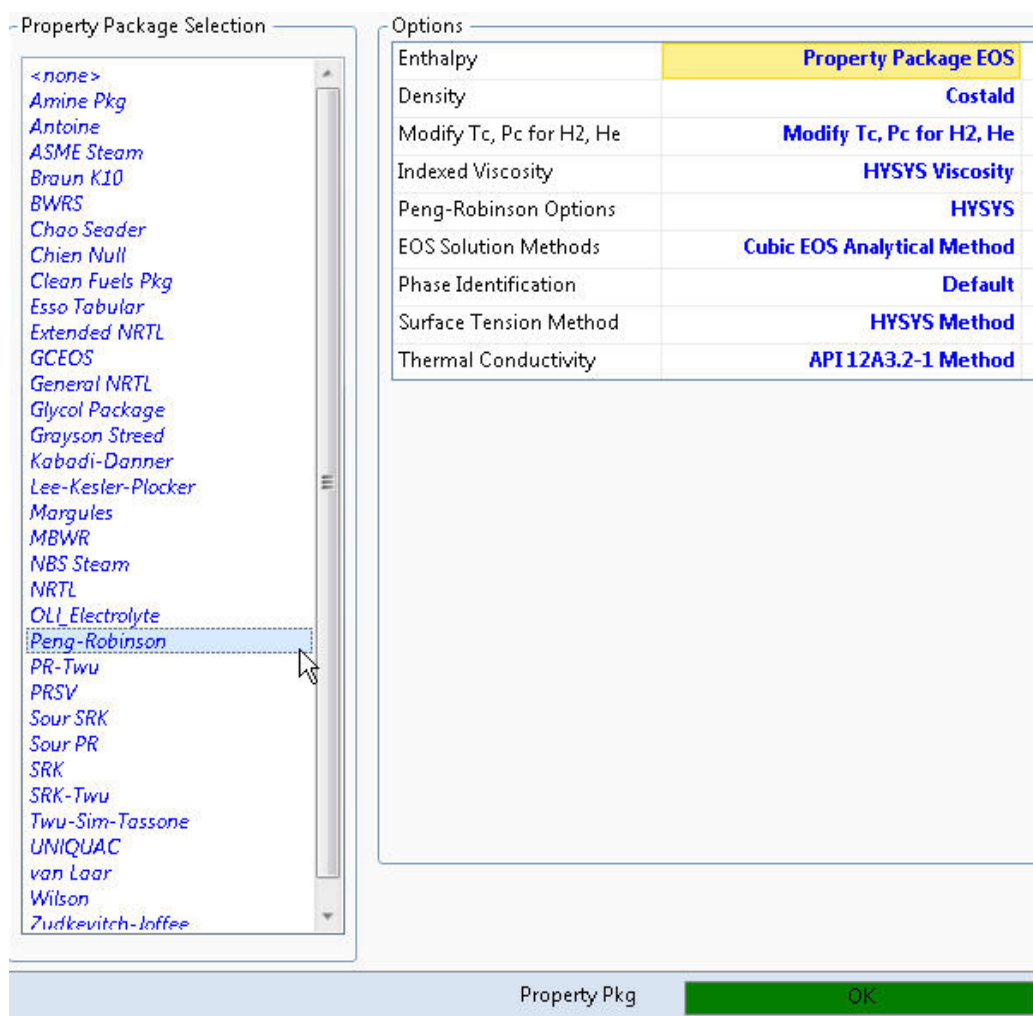
- Нажмите кнопку **Estimate Unknown (Расчет неизвестных свойств)** и ХАЙСИС рассчитает оставшиеся свойства компонента.
- В специализированном окне гипотетического компонента можно просмотреть его свойства. Дважды щелкните по имени компонента, в данном случае  $C_{6+B}$ , и окажетесь в специализированном окне.
- Закройте это окно и вернитесь в окно Гипотетические компоненты.
- В рамке **Component Lists (Компоненты)** выбираем имя созданного компонента и нажимаем кнопку **Add**.

### Создание пакета свойств

Теперь необходимо выбрать термодинамический пакет для построения модели.

В поле **All items** переходим на закладку **Fluid Packages (Пакет свойств)**.

Нажмите кнопку **Add (Добавить)** и откроется специализированное окно позволяющее выбрать **Термодинамический пакет**.



В групповой рамке **Property Package Selection (Выбор базового термодинамического пакета)** выделена строка <none>. В нашем случае мы будем использовать пакет **Peng Robinson**. Существует ряд способов задания желаемого базового термодинамического пакета.

Выполните следующие операции:

- Или используйте клавиши <↓>, <↑> для того, чтобы прокрутить список доступных Вам термодинамических пакетов, пока Вы не выделите пакет **Peng Robinson**.

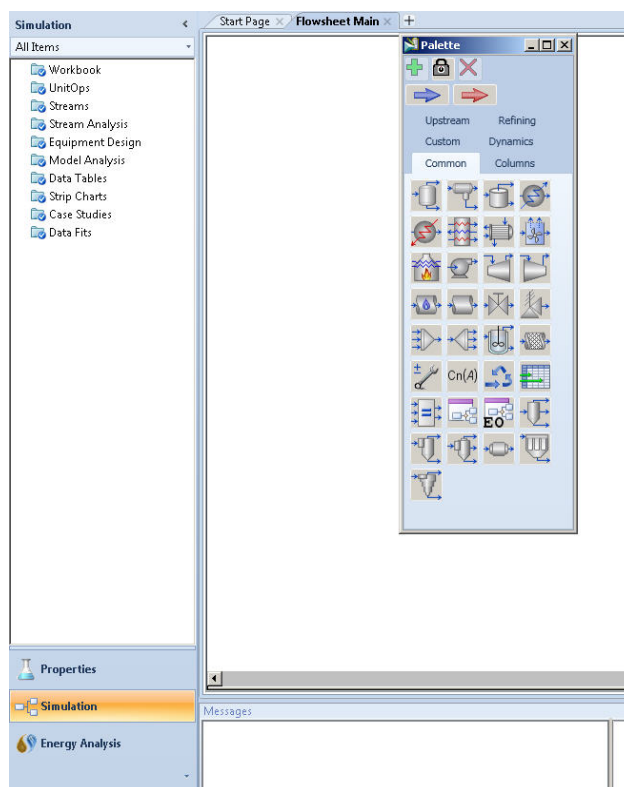
Или используйте вертикальную полосу прокрутки для того, чтобы прокрутить список вниз до тех пор, пока не станет видна строка **Peng Robinson**, затем нажмите на эту строку мышкой.

Обратите внимание, что индикатор выбранного Термодинамического пакета внизу специализированного окна теперь содержит «Peng Robinson» – это название текущего выбранного термодинамического пакета для нашего пакета свойств.

Обратите внимание, что в списке **Fluid Packages (Текущие пакеты свойств)** теперь присутствует определенный нами новый пакет свойств, названный **Basis-1 (Базис-1)**.

Теперь, поскольку базисный пакет свойств определен, вы можете начать задавать потоки и операции в расчетной среде ХАЙСИС.

Для того чтобы выйти из **Диспетчера базиса** и войти в расчетную среду необходимо нажать кнопку  **Simulation**  **Расчетная среда.**



Советуем Вам обратить внимание на некоторые детали, связанные с работой в расчетной среде. В правом верхнем углу главного окна параметр **Среда** поменял свое значение с **Базис** на **Задача (Главн.)**. Стало доступным множество новых кнопок на панели инструментов и новых пунктов в главном меню, а перед Вами находятся графический экран технологической схемы и так называемая **Palette «Касса объектов»**.

Вы можете включать и выключать режим отображения на экране **Кассы объектов**, нажимая на клавишу <F4>.

### **Сохранение задачи**

Прежде чем начать добавление к модели потоков и технологических операций, мы советуем Вам запомнить задачу.


Для того, чтобы осуществить эту операцию, необходимо осуществить одно из следующих действий (на Ваш выбор).

- Нажать кнопку **Save (Сохранить задачу)** на панели инструментов .

- Выбрать пункт **Save as (Запомнить)** из меню **Fail (Файл)**.

- Нажать <Ctrl><S>.

Поскольку Вы впервые сохраняете Ваш проект, на экране появится окно **Записать под именем...**

Если Вам необходимо открыть записанный ранее файл с задачей, Вам нужно нажать на кнопку **Открыть задачу**  или выбрать пункт **Open Case (Открыть)** из меню **Fail (Файл)**.

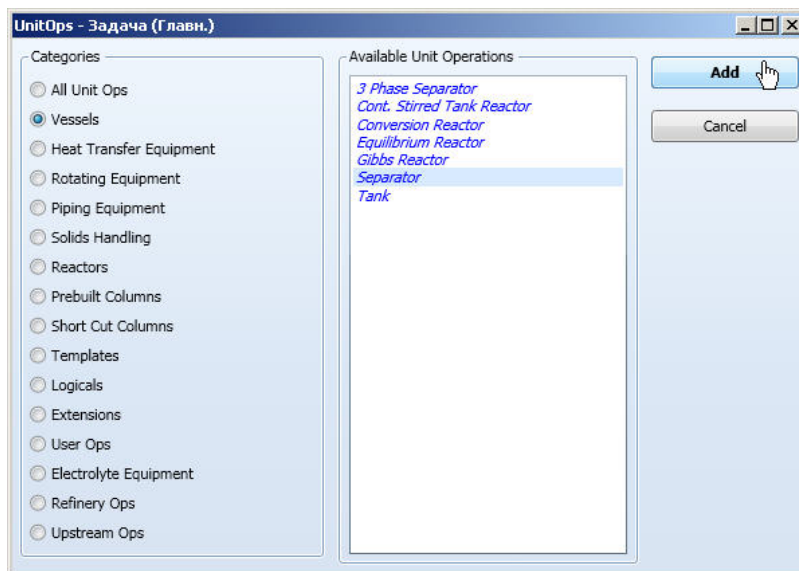
## 2. СЕПАРАЦИЯ НЕФТИ ОТ ГАЗА

### Задание первичного сепаратора

Первичный сепаратор разделяет двухфазный поток на жидкую и газообразную составляющие. Необходимо перейти окну **Операции**.

Для того, чтобы задать сепаратор необходимо:

1. Нажать на клавишу <F12>.
2. Щелкните мышкой по селективной кнопке **Vessels (Емкости)** в групповой рамке **Categories**.
3. Выберите **Separator (Сепаратор)** в списке **Модульных операций**.
4. Щелкните по кнопке **Add (Добавить)**. Возникнет специализированное окно для **Сепаратора**, причем будет активно окно **Connection (Соединение)** на вкладке **Design (Данных)**.



5. Измените в поле ввода **Имя** наименование аппарата с заданного по умолчанию (**E-100**) на **Сепаратор**, затем нажмите <Enter>.

6. Перейдите в список **Inlets (Питания)**, щелкнув по ячейке **Stream <Поток>**, или `нажав сочетание клавиш <Alt><D>.

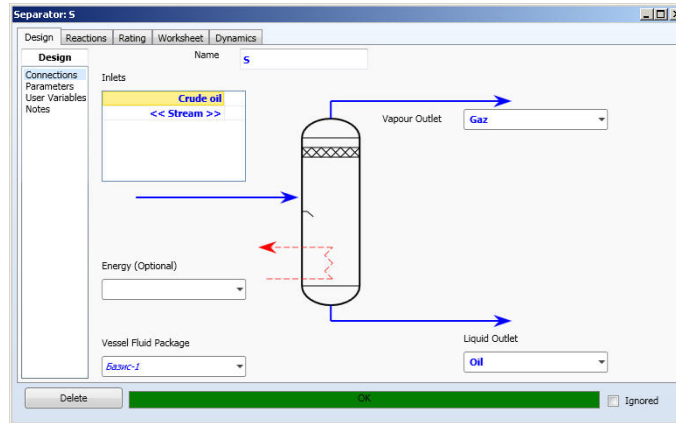
7. В поле редактирования вверху окна наберите название входного потока **Crude oil (Сырье)**, затем нажмите <Enter>.

8. Перейдите в ячейку **Паровой продукт** одним из следующих способов:

- Щелкните мышкой по ячейке
- Нажмите сочетание клавиш <Alt><V>.

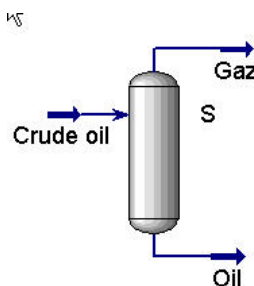
9. Создайте поток для парового продукта сепаратора, набрав на клавиатуре **Газ** и нажав <Enter>.

10. Аналогично создайте поток для жидкого продукта сепаратора, набрав на клавиатуре **Нефть** и нажав <Enter>.



Кроме того, можно присоединить Энергетический поток, охлаждающий или нагревающий содержимое сепаратора.

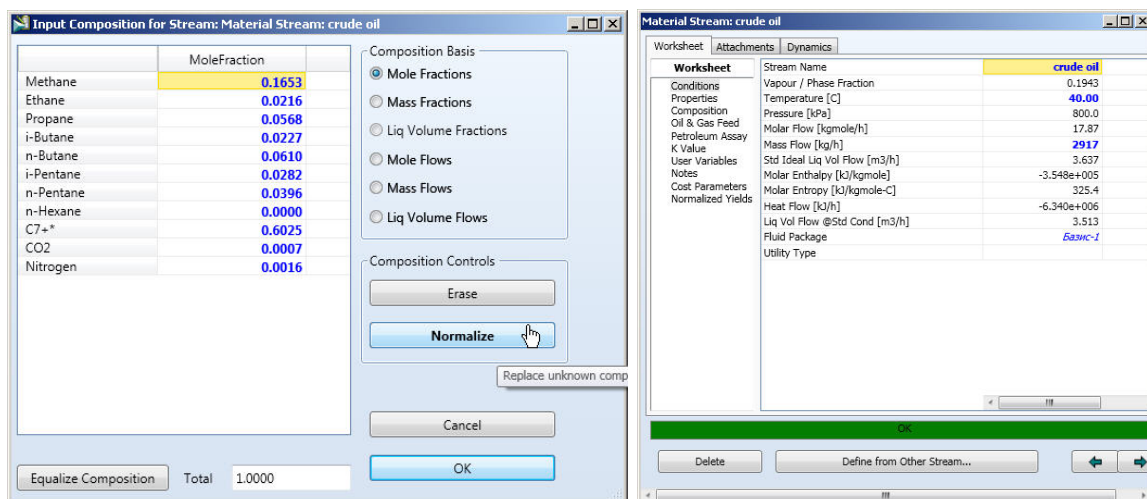
### Моделирование процесса одноступенчатой сепарации



1. Для того чтобы смоделировать процесс одноступенчатой сепарации, необходимо знать состав входного потока, расход, температуру и давление сепарации. Для этого в списке **Inlets (Питание)** щелкните дважды мышкой по ячейке **Crude oil (Сырье)**.

2. Из **Worksheet (Рабочей таблицы)** выбираем страницу **Composition (Состав)**, нажимаем **Edit (Правка)**.

3. Заносим состав, переходя от компонента к компоненту при помощи  $\left\langle \downarrow \right\rangle$ .



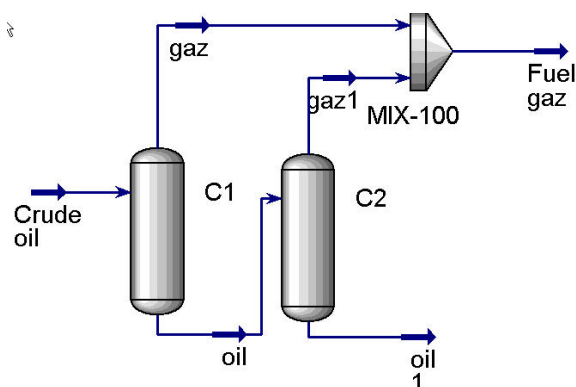
4. Нажимаем **Normalize** <Нормализовать>, <OK>
5. Из **Рабочей таблицы** выбираем страницу **Condition (Условия)**, и заносим **температуру** потока (**5-30°C**), и **расход**, перемещаясь по полю при помощи <↓>.
6. На выходе из сепаратора одному выходящих (продуктовых) потоков на странице **Условия** закладки **Рабочая таблица** задаем давление 0,4 МПа.

### **Моделирование процесса двухступенчатой сепарации**

После того как рассчитана первая ступень сепарации, уже известным способом можно рассчитать вторую ступень сепарации.

Вторую ступень необходимо рассчитать с учетом того, что, входным потоком для второго сепаратора будет являться продуктивный поток после первой ступени сепарации. Давление на выходе со второй ступени сепаратора составляет **0,102 МПа**. Продуктовые потоки (gaz и gaz1,) необходимо собрать в один с помощью операции (**Mixer**) **Смеситель**, который выбираем из **Palette (Кассы объектов)**. Эти потоки являются входящими для смесителя.

Полученная схема двухступенчатой сепарации представлена ниже.



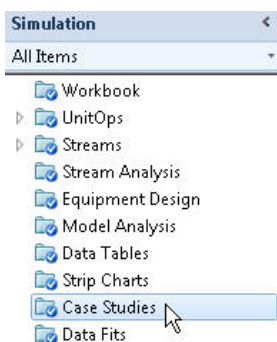
Используя методика **Case Study** (Расчетное исследование) можно подобрать оптимальное давление первой ступени сепарации.

### **Методика расчетного исследования (Case Study)**

#### *Суть метода*

Необходимо выбрать независимые и зависимые переменные. Для каждой независимой переменной задаются нижняя и верхняя граница и интервал ее изменения. Программа изменяет независимую переменную в соответствии с заданной настройкой, пересчитывает полностью схему и запоминает значения зависимых переменных. Затем снова изменяет независимую переменную и т. д. Получается некоторый набор точек, отражающий зависимость переменных схемы от некоторой независимой переменной.

Результаты расчетного исследования можно получить в **графическом** или **табличном** виде. Несмотря на то, что в расчетное исследование может быть включено неограниченное число переменных, на график можно вывести только три. **Одну независимую** и две зависимые – на двухмерный график, две независимые и одну зависимую – на трехмерный график.



Переменные для расчетного исследования определяются в меню **Case Studies (Расчетное исследование)** закладки **All Items**.

Задаем расчетное исследование, нажав кнопку **Add**. В списке появится принятое по умолчанию имя первого расчетного исследования **Расчетное исследование 1 (Case Studies 1)**.

Object	Variable	Independent	Include
oil	Pressure	Yes	<input checked="" type="checkbox"/>
oil 1	Mass Flow	No	<input checked="" type="checkbox"/>
oil 1	Mass Density	No	<input type="checkbox"/>
oil 1	Viscosity	No	<input type="checkbox"/>

Set up | Results | Plots | Failed States

Object	Variable	Independent	Include
oil	Pressure	Yes	<input checked="" type="checkbox"/>
oil 1	Mass Flow	No	<input checked="" type="checkbox"/>
oil 1	Mass Density	No	<input type="checkbox"/>
oil 1	Viscosity	No	<input checked="" type="checkbox"/>

State Input Type: Nested
 Reset after Run

Number of States: 12
 Step Downward

Independent Variable	Low Bound	High Bound	Step Size
oil - Pressure	400.0	1500	100.0

Success

Start Case Study Solving

После этого вызываем **Навигатор переменных**, нажав еще одну кнопку **Add**.



В навигаторе переменных выбираем объект исследования и задаем необходимые для расчета переменные.

В нашем случае – расход, плотность, вязкость нефти, давление. Добавляем (**Add**) соответствующие переменные к расчетному исследованию.

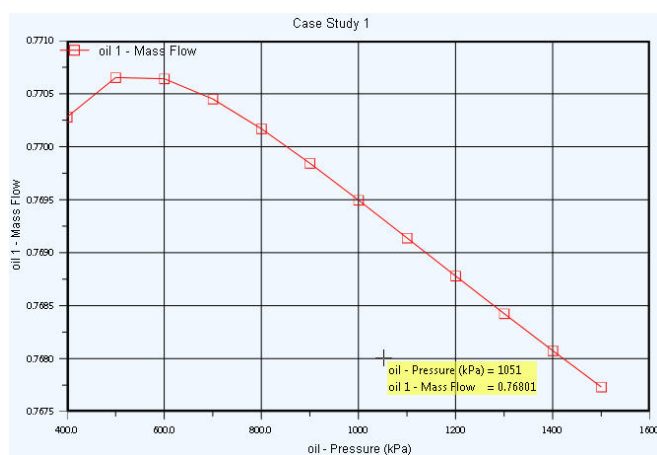
В группе **Set up (настройки)** выводятся все переменные со страницы переменных.

Пользователь должен выбрать переменные, которые будут выведены в таблицу результатов и на график. Для этого отметьте флажками в столбце **Include (Включать)** те переменные, которые участвуют в расчете. Таким образом, можно проводить отдельные исследования влияния давления на расход и каждое свойство материального потока.

В окне имеется таблица, в которой необходимо задать диапазон изменения (0,4–1,5 МПа) и шаг независимой переменной (0,1 МПа). ХАЙСИС автоматически определит **Число точек (Number of States)**, которые будут рассчитаны.

Чтобы начать расчет, нажмите кнопку **Пуск (Start)**.

Результаты расчетов могут быть выведены в таблицу результатов и на график.



### **Задача 1:** Моделирование процесса сепарации нефтегазовой смеси.

Этапы выполнения работы:

- Построить технологическую моделирующую схему процесса двухступенчатой сепарации нефтегазовой смеси заданного состава.
- Вывести как результат количество, состав и основные свойства продуктов сепарации.
- Case study1: подобрать оптимальное давление первой ступени сепарации методом расчетного исследования.
- Провести анализ влияния давления первой ступени сепарации на количество и качество разгазированной нефти и отсепарированного газа.



Исходные данные к задаче 1

Состав смеси, % мольн.	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
CH <sub>4</sub>	32,55	24,42	17,26	27,37	27,45	36,01	38,30	39,58	50,35	17,26
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0,38	1,22	3,24	2,36	3,89	0,30	9,61	0,27	13,20	3,24
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,72	2,67	6,82	5,00	8,01	0,32	7,99	0,22	7,29	6,82
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1,16	1,68	1,36	2,01	1,78	0,64	0,86	0,62	1,35	1,36
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,82	3,56	4,17	3,86	5,70	0,12	3,94	0,13	3,36	4,17
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,29	1,96	1,65	1,98	2,09	0,22	1,27	0,27	1,22	1,65
<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,53	2,65	2,58	2,38	3,53	0,06	2,48	0,08	1,78	2,58
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	3,47	5,22	4,42	5,27	5,66	1,56	3,20	0,76	2,48	4,42
C <sub>7+</sub> высьшие	59,08	56,62	58,50	49,77	41,89	60,77	32,35	58,07	18,97	58,50
Молекулярная масса остатка	264	206	249	240	210	284	264	314	215	250
Плотн. остатка	860	865	870	875	880	885	890	860	865	870
Расход сырья, т/сут	5200	6500	5980	8000	6000	7600	6800	8400	10000	9200
Условия сепарации:										
давление, МПа	0,3	0,2	0,4	0,6	0,7	0,5	0,4	0,5	0,6	0,7
температура, °С	30	20	10	20	25	30	20	10	15	35

Состав смеси, % мольн.	Варианты																			
	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20										
СН <sub>4</sub>	21,43	12,71	21,43	26,7	27,4	26,2	34	39,6	33,5	12,98										
С <sub>2</sub> Н <sub>6</sub>	0,66	3,35	0,66	1,5	2,36	2,17	0,84	0,3	8,2	3,35										
С <sub>3</sub> Н <sub>8</sub>	3,46	8,48	3,46	1,9	5,99	5,3	2,53	0,2	10,6	8,48										
<i>i</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	1,80	2,24	1,8	1,6	2,01	1,6	1,41	0,6	2,1	2,24										
<i>n</i> -С <sub>4</sub> Н <sub>10</sub>	5,50	6,39	5,5	1,9	3,88	4,2	2,56	0,6	6,8	6,39										
<i>i</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	2,94	2,33	2,94	5,1	7,23	6,5	6,12	1,0	7,0	2,33										
<i>n</i> -С <sub>5</sub> Н <sub>12</sub>	4,65	3,69	4,65	4,9	7,68	7,4	5,72	4,1	6,3	3,69										
С <sub>6</sub> Н <sub>14</sub>	–	0,27	–	–	–	–	–	–	–	–										
С <sub>7+</sub> ВЫШЕ	59,55	60,54	59,56	56,4	43,45	46,63	46,82	53,6	25,5	60,54										
Молекулярная масса остатка	223,6	222,6	223,6	240	235	175	275	220	180	222,6										
Плогн. остатка	860	865	870	875	880	885	890	860	865	870										
Расход сырья, т/сут	2600	10000	5450	20000	1500	4000	1000	10000	5500	6300										
Условия сепарации:																				
давление, МПа	0,1	0,1	0,1	0,6	0,4	0,9	0,5	0,5	0,6	0,1										
температура, °С	40	20	10	20	10	0	25	25	35	40										

Состав смеси, % мольн.	Варианты												
	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30			
$CН_4$	21,44	28,72	33,14	34,45	28,37	28,48	24,75	26,8	34,49	36,32			
$C_2H_6$	0,66	2,72	0,38	0,84	2,36	3,89	1,22	1,71	8,24	0,3			
$C_3H_8$	3,46	6,37	0,72	2,08	5,0	8,21	2,67	5,33	10,57	0,32			
$i-C_4H_{10}$	1,80	1,65	1,16	1,41	2,01	1,78	1,68	1,55	2,12	0,64			
$n-C_4H_{10}$	5,50	4,9	0,82	2,56	3,88	5,7	3,56	4,15	6,77	0,12			
$i-C_5H_{12}$	2,94	1,84	1,29	1,72	1,98	2,09	1,96	1,73	1,9	0,22			
$n-C_5H_{12}$	4,65	2,83	0,53	1,78	2,38	3,53	2,65	2,46	2,94	0,06			
$C_6H_{14}$	–	8,42	3,47	4,4	5,27	5,66	5,22	4,74	4,13	1,56			
$C_{7+}$ ВЫШЕ	59,58	42,56	58,49	50,76	48,75	40,66	56,29	51,53	28,84	60,46			
Молекулярная масса остатка	238	238	264	270	239	210	206	229	187	284			
Плогн. остатка	860	865	870	875	880	885	890	860	865	870			
Расход сырья, т/сут	150	140	90	100	120	180	200	160	190	110			
Условия сепарации:													
давление, МПа	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,3	0,4	0,5	0,55			
температура, °С	20	15	15	10	10	25	5	15	5	20			

Рекомендуемая форма предоставления отчета:

1. Цель работы:
2. Исходные данные (№ варианта):
3. Моделирующая схема

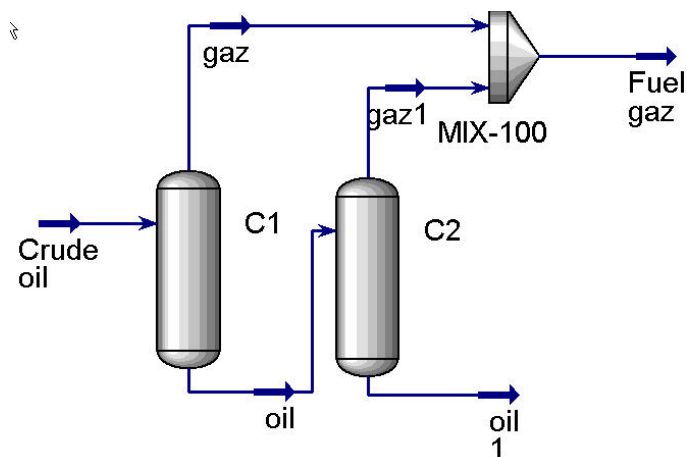


Рис. 1

4. Результаты:

- количество, состав и основные свойства разгазированной нефти и отсепарированного газа (плотность, вязкость, молекулярная масса) при заданных условиях сепарации;
- оптимальное давление первой ступени сепарации (результаты исследования в виде таблиц и графиков);
- анализ влияния давления первой ступени сепарации на количество, состав и основные свойства разгазированной нефти и отсепарированного газа (плотность, вязкость, молекулярная масса). Качество отсепарированной нефти охарактеризовать степень отклонения от показателей ГОСТ Р 51858-2002, качество газа – точкой росы по углеводородам;
- рассчитать газовый фактор первой, второй ступени сепарации и суммарный для оптимальных условий.

Выводы: дать заключение о преимуществах проведения первой ступени сепарации нефти при оптимальном давлении.

#### **Контрольные вопросы**

- Какое давление первой ступени сепарации нефти от газа считается оптимальным?
- Определение газового фактора.
- Требования ГОСТ Р 51858-2002 к качеству товарной нефти.
- Определение показателя «Точка росы» газа.
- Требования СТО Газпром 089-2010 к качеству газа, подготовленного к магистральному транспорту.

**Задача 2:** Исследование влияния условий первой ступени сепарации нефти на метановое число отсепарированного нефтяного газа.

### ***Характеристика попутного нефтяного газа как газового топлива***

Проблема использования попутного нефтяного газа (ПНГ) стоит перед всеми нефтяными компаниями. Использование газа в энергетике позволяет улучшить экологическую ситуацию, а также решить проблему теплоэнергоснабжения нефтяных компаний. При постоянно растущих тарифах на электроэнергию и их доли в себестоимости продукции, использование ПНГ для выработки электроэнергии можно считать экономически вполне оправданным. Учитывая высокую энергозатратность нефтедобычи, во всём мире существует практика использования ПНГ для выработки электроэнергии для промышленных нужд. Использование попутного нефтяного газа в газопоршневых электростанциях (ГПЭС) широко применяется ведущими мировыми компаниями.

Специалистам известно, что попутный газ нефтяной не является стандартизованным сырьем и всегда имеет индивидуальные характеристики на каждом отдельном месторождении. Причем, эти характеристики не являются постоянными и меняются в процессе эксплуатации месторождения ввиду воздействия множества причин (изменение технологического режима, изменение пластового давления, изменение газового фактора и свойств добываемой скважинной жидкости, подключение новых скважин и др.). Поэтому попутный нефтяной газ требует качественной подготовки и доведения его состава до состава топливного газа (ТГ), приемлемого для использования в качестве топлива на ГТУ и ГПЭС без снижения ресурса, удельной мощности и коэффициента полезного действия оборудования.

Большинство газопоршневых двигателей предназначено для сжигания газа с метановым числом не ниже 30 (таблица). При разогреве газовой смеси в камере сгорания до температуры воспламенения под действием ударной волны, возникающей при возгорании, происходит детонация. Она сопровождается резким повышением давления и кратковременным выделением значительного количества тепла, что приводит к преждевременному выходу двигателя из строя.

### ***Расчет метанового числа газового топлива***

**Метановое число** – показатель, характеризующий детонационную стойкость газообразного топлива. Метановое число аналогично октановому числу для бензина, и равно процентному отношению метана в метано-водородной смеси, которая имеет такую же детонационную стойкость в тестовом двигателе, как и испытуемый газ. Например, если природный газ имеет метановое число 90, это означает, что он имеет такую

же детонационную стойкость, как и смесь из 90% метана и 10% водорода. Метановое число 100 соответствует метану (детонационно стойкий). Метановое число 0 соответствует водороду (нестойкий).

На рис. 1 показано метановое число для различных газов, используемых в качестве топлива для газопоршневых двигателей.

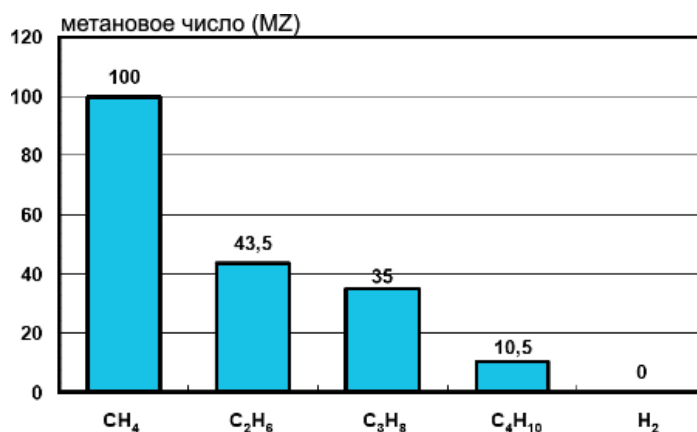


Рис. 1. Метановое число некоторых газов

## Газопоршневые генераторные установки [Waukesha](#), [Caterpillar](#), [Jenbacher](#), [Cummins](#)

Основные параметры	Waukesha AFG1000	Waukesha AFG3000	Waukesha 16V_AT76GL	Waukesha VHP9000 GSI	Caterpillar G3616 LE	Caterpillar G3612 LE	Caterpillar G3520C	Caterpillar G3516 LE	Jenbacher J620GS	Jenbacher J320GS	Cummins 1750GQN B_50	Cummins 1160 GQKA
Номинальная мощность, кВт	1000	3200	3250	1175	3859	2575	2000	1033	3041	1063	1750	1160
Перегрузочная способность, кВт	1000	3200	3575	1293	3859	2575	2000	1033	3041	1063	1750	1160
Скорость нагружения и разгружения, %	40	40	30	30	15	15	15	15	15	15	30	30
Минимальное значение метанового числа	80	40	35	35	50	50	80	33	75	75	45	45
Потребление топлива, кВт	2422	7764	8778	3869	9831	5215	4919	2882	7189	2664	4677	2974
КПД электрический, %	41,3	41,2	37	30,4	39,3	41,4	40,6	35,7	42,3	39,9	37,4	39
Номинальная частота вращения, об/мин	1500	1500	1000	1000	1000	1000	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Степень автоматизации по ГОСТ 14228_80	Третья											
Включение на паралл. работу на общую шину, распределение нагрузки между ГПУ	Автоматическое											
Среднее эффективное давление (БМЕР), бар	17,3	16,1	14,35	9,66	-	-	-	-	-	-	16	16
Степень сжатия	10	11	9	8	10,5	10,5	11,3	12	11	12,5	12	14,5
Расположение блоков	V-образное											
Количество цилиндров, шт	16	18	16	16	16	12	20	16	20	20	18	16
Диаметр цилиндра / ход поршня, мм	152 / 165	220 / 240	275 / 300	338 / 216	300 / 300	300 / 300	170 / 190	170 / 190	190 / 120	135 / 170	130 / 200	159 / 190
Объем двигателя, л	48	184,2	214	154	339	248	86	69	124,8	48,7	91,62	81,44
Регулятор частоты	Электронный											
Система воздушнообеспечения	Турбина/дула с охлаждением, обедненная топливная смесь											
Тип стартера	Э	П	П	П	П	П	Э	Э	Э	Э	Э	Э
Емкость масляной системы, л	454	820	1138	625	1325	1030	541	401	670	370	560	380
Емкость рубашки охлаждения (Jw + Lx), л	189	526	590	560	900	-	-	-	-	-	-	-
Сервисные интервалы замены масла, ч	1500	3000	4000	3000	5000	5000	5000	5000	10000	10000	1500	1500
Ресурс до капитального ремонта, мото/час	48000	48000	80000	72000	65000	65000	100000	65000	60000	60000	60000	30000
Полный ресурс, мото/час	240000	240000	400000	360000	-	-	200000	-	180000	240000	300000	330000
Габаритные размеры:												
длина, мм	5283	7880	10060	7370	9320	8062	6070,5	4917	8900	5700	5606	4890
ширина, мм	2159	1925	2590	2340	2121	2121	1853,4	2205	2200	1700	1721	2074
высота, мм	2235	3260	3350	3300	4126	4026	2248,3	2012	2800	2300	2661	2240
Сухой вес, кг	14182	36333	49000	21040	64470	51230	18350	12873	-	10500	16062	15000
Эмиссия NO <sub>x</sub> , мг/лм	500,0	500,0	900,0	500,0	457,0	337,0	250,0	300,0	300,0	300,0	350,0	350,0
Удельная стоимость ГПУ, \$/кВт	523,5	539,4	646,8	694,0	677,4	713,1	696,0	601,0	560,2	600,3	605,0	618,0
Средняя стоимость ТО, включая затраты на расходные материалы и запчасти, руб./кВт	25059	47086	49072	15203	25967	22141	34230	21653	34920	26955	48484	36844

Задачей подготовки газа, представляющего собой многокомпонентную смесь, является снижение концентрации тяжелых углеводородов и воды в конечном продукте до необходимого минимума.

Для практических целей значение метанового числа можно вычислить с помощью следующих корреляционных зависимостей, предложенных Американским исследовательским институтом газа (American Gas Research Institute):

$$MON = 137,78 M_{C_{H_4}} + 29,948 M_{C_2H_6} - 18,193 M_{C_3H_8} - 167,062 M_{C_{4+}} + 181,233 M_{CO_2} + 26,994 M_N \quad (1)$$

$$MI = 1,624 MON - 119,1 \quad (2)$$

где  $MON$  – октановое число газа;  $MI$  – метановое число (индекс);  $M_i$  – мольная доля компонента газа;  $M_{C_{4+}}$  – суммарный мольная доля «тяжелых» фракций от  $C_4$  и выше.

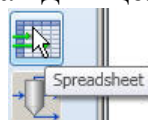
Анализ выражений (1) и (2) показывает, что наиболее «весомое» влияние на значение метанового числа газа оказывает наличие в нем «тяжелых» компонентов – от бутана и выше.

Исследование влияния условий первой ступени сепарации на изменение свойств газа в частности, на метановое число, осуществляется при помощи операции **Электронная таблица (Spreadsheet)**.

В программе HYSYS имеется внутренняя электронная таблица, которая позволяет брать из схемы значения определенных параметров. Проводить над ними математические вычисления, а затем возвращать результаты расчетов обратно в схему.

Чтобы создать электронную таблицу для нашей схемы и открыть ее специализированное окно, дважды щелкните мышью по кнопке **Электронная таблица (Spreadsheet)**

в **Кассе объектов (Palette)**.



На закладке **Соединения (Connections)** измените название электронной таблицы на название **Метановый индекс**. Метановое число газовой смеси будет рассчитано путем импорта данных о составе потока из схемы, с последующим умножением мольной доли каждого компонента на его корреляционный коэффициент.

Чтобы начать импорт переменных из схемы:

- щелкните по кнопке **Добавить (Add Import)** в групповой рамке **Импортируемые переменные**, на экране появится окно **Выбрать импорт для поля (Select Import for cell)**.

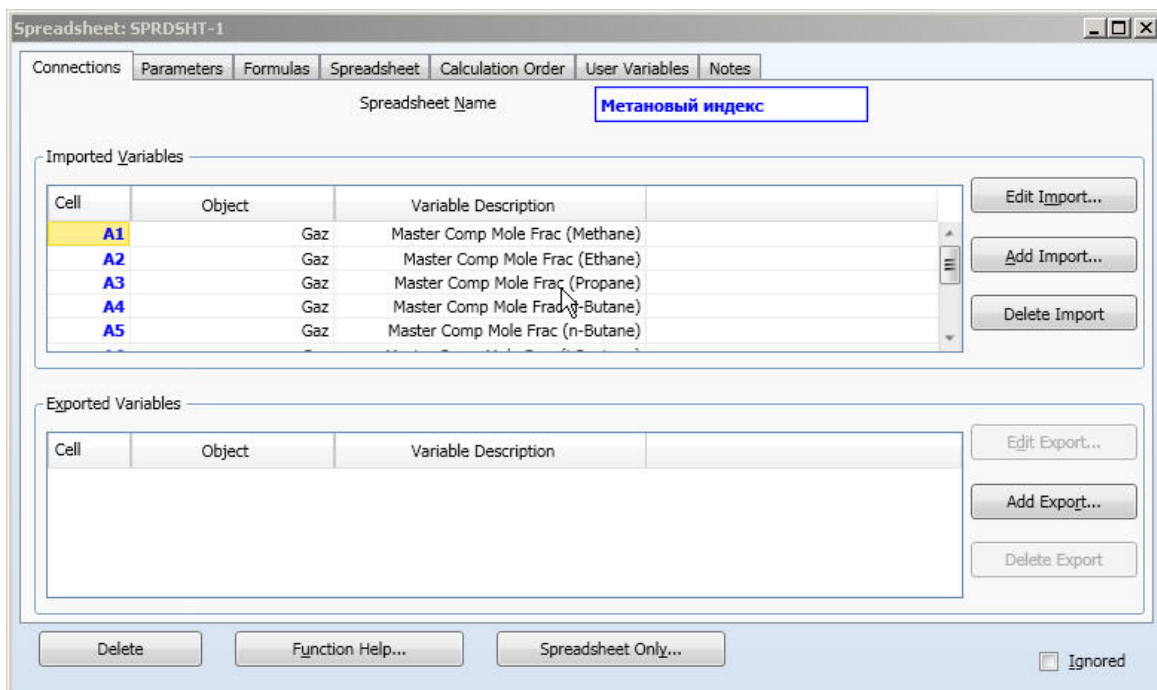
- Выберите соответствующий поток в списках **Объект (Object)**, **Переменную (Variable)** и **Уточнение (Variable Specifics)**. В нашем случае это мольная доля метана в потоке **Gaz**.



- Щелкните мышью по кнопке **ОК**.
- Добавьте остальные компоненты, участвующие в расчетах таким же образом.

Имейте в виду, что в составе потока имеются компоненты не участвующие в расчетах (негорючие компоненты).

Обратите внимание, что по умолчанию в колонке **Ячейка (Cell)** таблицы **Импортируемые переменные** для всех перечисленных в ней переменных заданы соответствующие этим переменным адреса ячеек электронной таблицы **A1-A9**.





### Перейдите на закладку **Электронная таблица (Spreadsheet)**.

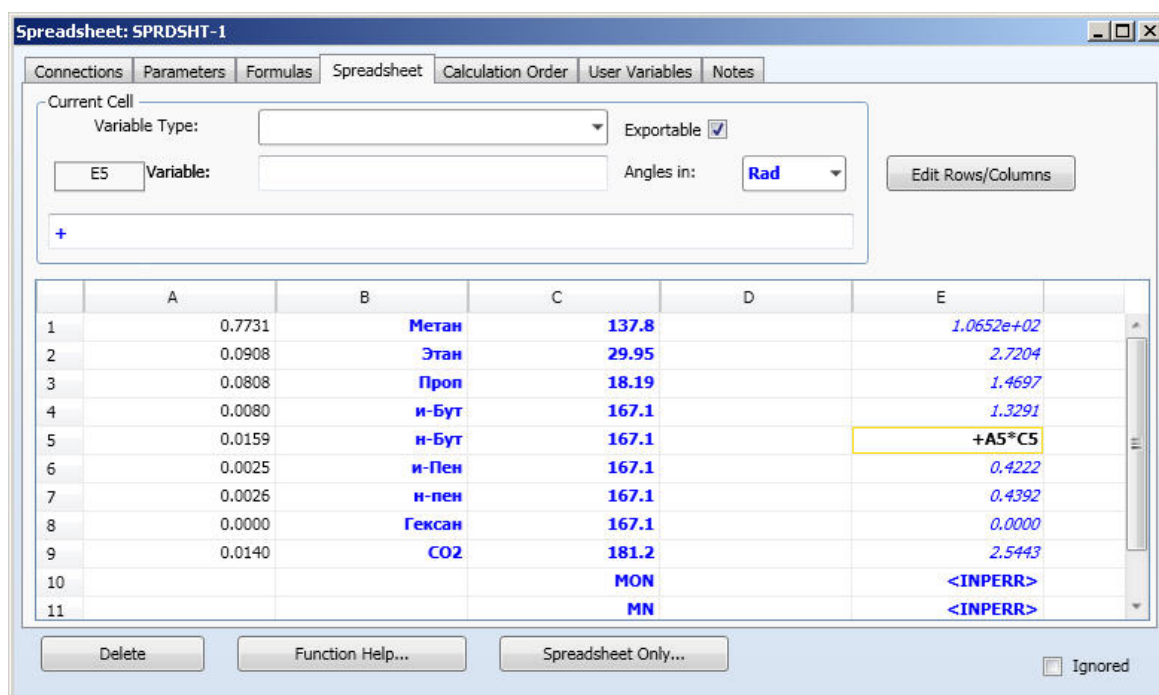
Работа с электронными таблицами HYSYS в принципе похожа на работу других электронных таблиц (Excel и др.): вводятся данные и формулы в ячейки таблицы и в соответствующих ячейках получается результат расчета.

Изменив адреса ячеек можно ввести заголовки столбцов и строк таблицы. Переходить от ячейки к ячейке можно при помощи мыши, или нажимая на клавиши со стрелками на клавиатуре.

Введите значения корреляционных коэффициентов компонентов в соответствующий столбец.

Введите формулы для расчета. Ввод формулы в электронных таблицах HYSYS начинается со знака плюс. Введите с клавиатуры «+A1\*C1», затем подтвердите ввод нажатием <Enter> (или <↓>, чтобы автоматически перейти на строку ниже), чтобы умножить мольную долю метана на его корреляционный коэффициент.

Повторите предыдущие шаги, задавая аналогичные формулы для вычисления метанового индекса.



The screenshot shows the 'Spreadsheet: SPRDSHT-1' window with the following data:

	A	B	C	D	E
1	0.7731	Метан	137.8		1.0652e+02
2	0.0908	Этан	29.95		2.7204
3	0.0808	Проп	18.19		1.4697
4	0.0080	и-Бут	167.1		1.3291
5	0.0159	и-Бут	167.1		+A5*C5
6	0.0025	и-Пен	167.1		0.4222
7	0.0026	и-пен	167.1		0.4392
8	0.0000	Гексан	167.1		0.0000
9	0.0140	CO2	181.2		2.5443
10			MON		<INPERR>
11			MN		<INPERR>

В итоговой ячейке введите формулу (2). В результате в соответствующей ячейке мы получаем значение метанового индекса газа **52**. Теперь, какие бы поправки мы не вносили в схему, в случае изменения состава потока **Gaz**, значения в соответствующих ячейках электронной таблицы будут скорректированы, а значения метанового индекса будет рассчитано заново.

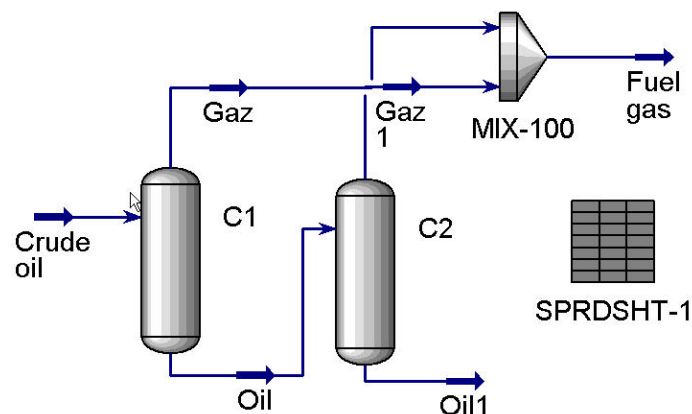


Рис. 2. Моделирующая схема процесса сепарации нефти от газа

Меняя давление первой ступени сепарации в диапазоне от 0,4 до 0,8 МПа и задавая температуру потока от 10 до 25 с шагом 5 при каждом значении давления, рассчитали метановое число и вносили в таблицу Excel (табл. 2).

Таблица 2

Зависимость метанового числа газа MN от давления и температуры на первой ступени сепарации

P	0,4 МПа				0,5 МПа				0,6 МПа			
T	10	15	20	25	10	15	20	25	10	15	20	25
MN												
	0,7 МПа				0,8 МПа							
P	10	15	20	25	10	15	20	25				
MN												

Представим зависимость метанового числа газа от давления и температуры первой ступени сепарации (рис. 3).

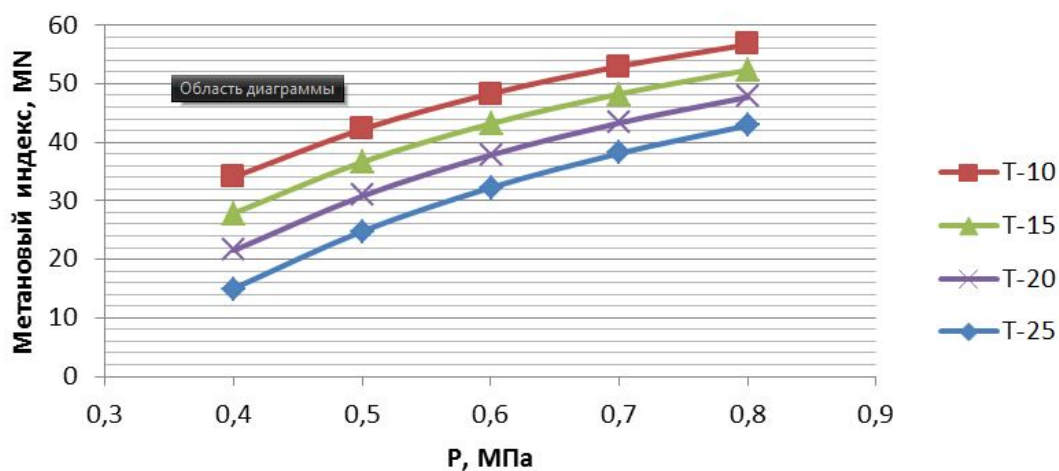


Рис. 3. Зависимость метанового числа газа от давления и температуры сепарации

Рекомендуемая форма предоставления отчета.

1. Цель работы.
2. Исходные данные по газу (принять по условиям и результатам моделирования предыдущей задачи 1).
3. Моделирующая схема (рис. 2).
4. Результаты:
  - анализ влияния условий сепарации на метановое число газа: зависимость метанового числа газа от давления и температуры сепарации;
  - сравнение полученных значений метанового числа ПНГ с допустимыми значениями для газа, используемого для работы энергогенерирующих установок (табл. 2);
  - заключение о том, какое должно поддерживаться давление на первой ступени сепарации, чтобы метановое число нефтяного газа первой ступени сепарации было не менее 54–56.

#### ***Контрольные вопросы***

- Определение метанового числа газа.
- Как влияет содержание отдельных компонентов газа на величину метанового числа?
  - Какой показатель газового топлива характеризует метановое число газа?
  - Допустимый диапазон значений метанового числа газообразного топлива.

### 3. СПОСОБ ЗАДАНИЯ СОСТАВА НЕФТИ (КОНДЕНСАТА) ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ДАННЫМ

#### *Введение*

Доступ к нефтяному пакету программы ХАЙСИС осуществляется с закладки **Диспетчер нефтей** в окне **Диспетчера базиса**. Нефтяной пакет можно вызвать также с помощью соответствующей кнопки в линейке кнопок. Чтобы войти в нефтяной пакет, необходимо иметь в задаче, по крайней мере, один пакет свойств, поскольку свойства псевдокомпонентов рассчитываются с использованием термодинамического пакета.

На закладке **Диспетчер нефтей** перечислены все имеющиеся в задаче схемы и связанные с ними пакеты свойств. Все псевдокомпоненты, которые будут созданы с помощью нефтяного пакета, будут объединены в группу гипотетических компонент и инсталлированы только в пакет свойств, который указан в поле **Связанный пакет свойств**. Таким образом, псевдокомпоненты, созданные нефтяным пакетом, не могут быть общими для разных пакетов свойств, в отличие от гипотетических компонент, созданных пользователем «руками». Это связано с тем, что при расчете легких компонент нефтяной пакет использует информацию, специфичную для определенного термодинамического пакета. Для того чтобы использовать псевдокомпоненты, созданные нефтяным пакетом, в других пакетах свойств, их следует добавить с помощью кнопок **Добавить группу** или **Добавить компонент** на закладке **Компоненты** в окне **Пакет свойств**.

Нефтяной пакет программы ХАЙСИС дает возможность представить нефтяную смесь в виде набора отдельных псевдокомпонентов. Физические, критические, термодинамические и транспортные свойства каждого псевдокомпонента определяются на основе выбранных методов. Полностью определенные псевдокомпоненты можно инсталлировать в поток и использовать в любой схеме.

Псевдокомпоненты создаются на основе заданных пользователем данных. Предусмотрены специальные возможности, позволяющие пользователю существенно экономить время при необходимости повторного ввода одинаковых или близких данных. Например, введенные наборы данных можно копировать, экспортировать или импортировать. Экспортированные наборы данных можно использовать в другом пакете свойств или даже в другой задаче.

#### *Нефтяной пакет*

Пакет характеристики нефтяных смесей системы ХАЙСИС позволяет преобразовывать данные лабораторных анализов конденсатов, нефтей, нефтяных фракций в гипотетические компоненты. Этим нефтяным псев-

докомпонентам присвоены все параметры, необходимые для их использования в пакете свойств, в частности, для расчета фазового равновесия.

Для получения полного набора физических и критических свойств нефтяных псевдокомпонентов, вообще говоря, требуется минимальное количество информации, однако, чем больше информации Вы можете задать, тем точнее будут рассчитанные свойства, и тем лучше ХАЙСИС рассчитает фактическое поведение смеси.

### ***Лабораторные данные***

При представлении нефтяного потока в схеме чрезвычайно важное значение имеют точные характеристики летучести. ХАЙСИС воспринимает результаты пяти стандартных методов анализа:

**Разгонка ИТК (ТВР).**

**Разгонка по ASTM D86 и D1160.**

**Расчетная разгонка D2887.**

**Равновесное однократное испарение (EFV).**

**Хроматографический анализ.**

В конечном итоге все введенные разгонки преобразуются программой в ИТК, на основе которой и выполняются реальные расчеты. Если задается кривая разгонки ASTM или равновесного испарения, она будет преобразована в кривую ИТК с помощью стандартных методов, описанных в справочнике API. Если никакие данные по разгонке не представлены, то будет создана усредненная кривая разгонки ИТК на основе общего молекулярного веса, плотности и характеризующего фактора Ватсона К (фактор UOP).

### ***Единицы измерения***

Можно указать один из следующих способов представления результатов описанных выше анализов:

- Объемный % (или объемная доля) жидкости.
- Мольный % или мольная доля.
- Массовый % или массовая доля.

Программа ХАЙСИС воспринимает любой из трех вариантов задания ИТК и хроматографического анализа. Разгонки EFV, ASTM D86 и ASTM D1160 задаются только в объемных единицах жидкости, поскольку этого требуют кривые преобразования, приведенные в руководстве API. Результаты разгонки D2887 рассчитываются только в весовых единицах.

### ***Физические свойства***

Если, кроме кривой разгонки задать системе дополнительные данные, характеристика нефтяной смеси будет проведена точнее. На основе введенных трех (или хотя бы одного) свойств образца в целом (молеку-

лярной массы, плотности и характеристического фактора Ватсона) система точнее рассчитывает свойства псевдокомпонентов. Соответственно, если ввести кривые молекулярных весов, плотностей, и/или вязкости, точность повысится еще больше. Если данные о свойствах не вводятся, ХАЙСИС строит внутренние кривые на основе имеющихся данных. Эта информация получена на основе расчетных методов (корреляций), ссылки на которые указаны в приложении к этой главе. При необходимости принятые по умолчанию корреляции можно заменить на другие.

### ***Способы задания свойств***

Результаты анализа физических свойств могут быть заданы одним из двух способов:

**Независимый** – физические свойства задаются при произвольных долях отгона, независимо от того, для каких долей отгона вводилась кривая разгонки.

**Зависимый** – данные для физических свойств и разгонки задаются для одних и тех же точек. Заметьте, что задаваемые физические свойства представляют собой средние значения для температурного интервала. И наоборот, в данных разгонки приводятся температуры, соответствующие испарению последней капли жидкости из заданного интервала, т. е. в данных разгонки приводятся конечные точки кипения интервала. Поскольку при совместном задании физических свойств они задаются в конечных точках интервала, ХАЙСИС преобразует их к средним значениям. При независимом задании свойств их преобразования перед процедурой характеристики не происходит, т. к. предполагается, что вводятся средние значения свойств.

### ***Поправки лабораторных данных***

Для разгонки ASTM D86 существуют процедуры вычисления поправки лабораторных результатов на барометрическое давление и на крекинг-эффект, проявляющийся в разложении образца при высокой температуре разгонки. Эти поправки иногда вносятся непосредственно в лаборатории. Если же поправки не сделаны, ввод данных процедуры характеристики позволяет указать необходимость внесения поправок до начала расчетов.

### ***Корреляции по умолчанию***

Система ХАЙСИС содержит принимаемые по умолчанию корреляции (методы расчета) для определения физических и критических свойств псевдокомпонентов в процессе характеристики. Однако, при необходимости их можно изменить либо до ввода данных, либо после того, как Вы осуществили смешение или разделение на псевдокомпоненты.

## Процедура характеристики нефтяных смесей

### Введение

Перед тем, как вызывать нефтяной пакет, необходимо, по крайней мере, создать пакет свойств, в котором будет выбран термодинамический пакет, поскольку свойства гипотетических компонент рассчитываются на основе связанного термодинамического пакета. Если Вы будете использовать библиотечные компоненты для представления легкой части нефтяной смеси, выберите эти компоненты перед тем, как входить в нефтяной пакет (если Вы забыли сделать это заранее, можно вернуться в пакет свойств и выбрать компоненты).

**Связанный пакет свойств** выполняет две основные функции:

- обеспечивает библиотечные компоненты для описания легкой газовой части,
- указывает, в какой термодинамический пакет будет инсталлирована группа гипотетических (нефтяных) компонент.

Когда Вы инсталлируете нефтяные компоненты в поток, ХАЙСИС поместит этот поток в основную схему. Поэтому, **Связанным пакетом свойств** должен быть пакет, который используется в основной схеме.

Какой пакет свойств будет использоваться в нефтяном пакете, указывается в поле **Связанный пакет свойств**

Если Вы хотите инсталлировать псевдокомпоненты и в подсхему, это можно сделать на закладке **Компоненты** в окне **Пакет свойств** подсхемы (селективная кнопка *Гипотетические*, а затем кнопка *Добавить группу* или *Добавить компонент*). Если в подсхеме и в основной схеме используется один и тот же пакет свойств, эти действия проделывать ненужно, поскольку псевдокомпоненты уже добавлены в пакет свойств.

Все инсталлированные нефтяные потоки появятся в виде наборов компонентов, называющихся NBP[1]\*\*\*, NBP[2]\*\*\*, где NBP – сокращение от "нормальная температура кипения", 1 – первая инсталлированная смесь, 2 – вторая и т. д., \*\*\* – средняя температура кипения отдельных компонентов смеси. Кроме того, ХАЙСИС добавит в поток технологической схемы легкие фракции, если они имеются.

После того, как смесь инсталлирована в схему, относительные расходы составных частей смеси не могут быть изменены в схеме. Однако, если они инсталлированы в схему как отдельные потоки, их можно смешать непосредственно в схеме с помощью операций **Смеситель** или **Баланс**, при этом их относительные расходы в общей смеси можно изменять.

Если смесь составлена из нескольких образцов, эти образцы (наборы данных) также попадают в таблицу **Инсталляция нефтей в схему**.

### Пример – характеристика нефти

В данном примере проводится характеристика нефти, для которой имеется кривая разгонки от 38 °С до 790 °С. Имеется также зависимая кривая молекулярного веса, независимая кривая плотности в АРІ и две независимые кривые вязкости – при 38 °С и 100 °С. Кроме того, известен молекулярный вес и плотность в АРІ нефти в целом. Имеются экспериментальные данные по содержанию легких фракций в единицах объема жидкости.

Кривая разгонки (без легких фракций) будет разбита на 38 псевдокомпонентов, причем в интервале 38–427 °С ширина фракций составит 14 °С, в интервале 427–649 °С – 28 °С, а остальная часть состава нефти будет объединена в два компонента.

Экспериментальные данные для моделирования:

Легкие фракции в об.% жидкости		Свойства нефти в целом	
Пропан	0,0	Молекулярный вес	300
Изобутан	0,19	Плотность АРІ	48,75
Бутан	0,11		
Изопентан	0,37		
Пентан	0,46		

Разгонка ИТК		
Об. % жидкости	Температура, °С	Молекулярный вес
0,0	26,7	68,0
10,0	123,9	119,0
20,0	176,1	150,0
30,0	221,1	182,0
40,0	275,0	225,0
50,0	335,0	282,0
60,0	399,4	350,0
70,0	490,6	456,0
80,0	590,6	585,0
90,0	671,7	713,0
98,0	765,6	838,0

В случае зависимой кривой свойств данные по физическим свойствам и разгонке задаются для одних и тех же долей отгона, причем свойство не *обязательно* задавать для всех долей отгона.

Кривая плотности		Кривые вязкости	
Об. % жидкости	Плотность АРІ	Об. % жидкости	при 38 °С, сР
13,0	63,28	10,0	0,20
33,0	54,86	30,0	0,75
57,0	45,91	50,0	4,20
74,0	38,21	70,0	39,00
91,0	26,01	90,0	600,00
			при 100 °С, сР
			0,10
			0,30
			0,80
			7,50
			122,30




## Начало работы

Прежде чем начать процесс характеристики, необходимо:

1. Начать новую задачу ХАЙСИС
2. Выбрать соответствующий термодинамический пакет
3. Выбрать библиотечный (нефтяные) компоненты.

В этой задаче мы будем использовать уравнение состояния Пенга-Робинсона. Следует выбрать библиотечные компоненты:  $C_3$ ,  $i-C_4$ ,  $n-C_4$ ,  $i-C_5$  и  $n-C_5$ . После этого нажмите кнопку **Нефтяной пакет (Oil Manager)**

 в линейке кнопок и Вы попадете в нефтяной пакет.

Перед тем как вводить данные, создайте собственный набор единиц измерения, в котором единицами по умолчанию для массовой плотности и стандартной плотности являются **API**. Для этого скопируйте набор единиц **SI** и внесите нужные изменения.

Процедура характеристики включает следующие шаги:

1. Находясь на закладке **Наборы данных**, нажмите кнопку **Добавить**. Появится окно **Исходная смесь**. На закладке **Исходные данные** задайте все имеющиеся экспериментальные данные и нажмите кнопку **Рассчитать**.

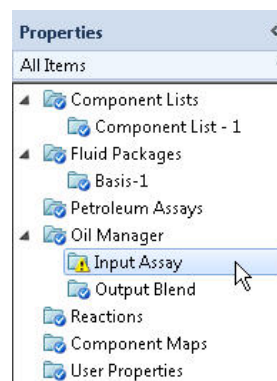
2. В окне Характеризация нефти перейдите на закладку **Смеси** и нажмите кнопку **Добавить**. Появится окно **Смесь**. Разбейте набор данных на требуемое число псевдокомпонентов: в соответствии с интервалами кипения, указанными выше.

3. В окне Характеризация нефти перейдите на закладку **Инсталляция** и инсталлируйте рассчитанную смесь в схему.

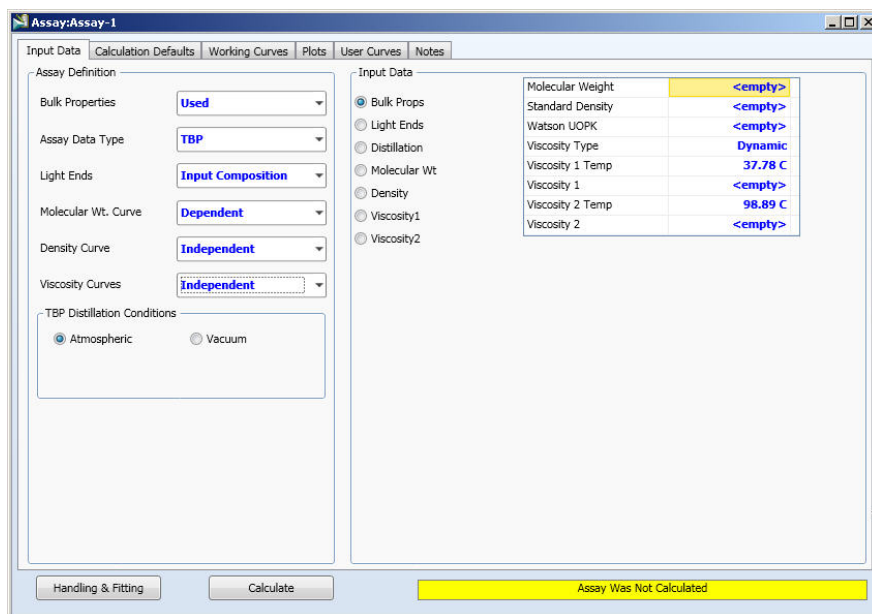
В окне Характеризация нефти имеются еще две закладки – Пользовательское свойство и Корреляции, однако в этом примере они не используются.

### Шаг 1 – Задание экспериментальных данных

Находясь на закладке **Нефтяной пакет Oil Manager**, в окне **Исходная смесь (Input Assay)** нажмите кнопку **Добавить**. Исходной смеси автоматически присваивается имя, которое можно изменить. Задайте собственное имя исходной смеси. На закладке **Исходные данные (Input Date)** в поле (**Assay Date Type**) Вид данных выберите **ТВР(ИТК)**. Закладка будет выглядеть как показано на рисунке:



Вид этой закладки сильно меняется в зависимости оттого, какой вариант выбран в поле **Вид данных** и какая селективная кнопка нажата в рамке **Исходные данные**.



На закладке имеются две группы: **Параметры (Assay Definition)** и **Исходные данные (Input Date)**. В рамке **Параметры** указывается, какие данные будут задаваться. Прежде всего укажите, что будут задаваться свойства образца (вариант **Used** в падающем списке поля **Свойства образца**). В рамке **Исходные данные** появится селективная кнопка **Свойства образца (Bulk Props)**.

Поскольку имеются данные о составе газовой части, укажите системе, что состав газовой части будет задаваться (**Input Composition**).

Далее следует указать, какие кривые свойств и в каком виде будут заданы. Выбираем соответствующие опции, касающиеся кривых молекулярного веса, плотности и вязкости: кривая молекулярного веса – зависимая (**Dependent**), кривая плотности – независимая, кривые вязкости – независимые (**Independent**). Как только Вы выберете эти опции, соответствующие селективные кнопки появятся в рамке **Исходные данные**.

Теперь приступаем к вводу исходных данных. Это делается в групповой рамке **Исходные данные**. Вид этой рамки зависит оттого, какая из селективных кнопок выбрана.

На основе введенных данных ХАЙСИС рассчитает внутренние рабочие кривые. Для каждой кривой можно выбрать метод экстраполяции, который используется для расчета рабочей кривой. Метод экстраполяции можно выбрать на закладке **Параметры по умолчанию**.

### Свойства образца

Выберите селективную кнопку **Свойства образца** и задайте молекулярный вес (300) и плотность (48,75 AP1\_60). Данных о вязкости образца нет, при этом значения температур, при которых задается вязкость, удалять не надо.

Input Data		
<input checked="" type="radio"/> Bulk Props	Molecular Weight	300.0
<input type="radio"/> Light Ends	Standard Density	48.75 API_60
<input type="radio"/> Distillation	Watson UOPK	<empty>
<input type="radio"/> Molecular Wt	Viscosity Type	Dynamic
<input type="radio"/> Density	Viscosity 1 Temp	37.78 C
<input type="radio"/> Viscosity1	Viscosity 1	<empty>
<input type="radio"/> Viscosity2	Viscosity 2 Temp	98.89 C
	Viscosity 2	<empty>

### Газовая часть

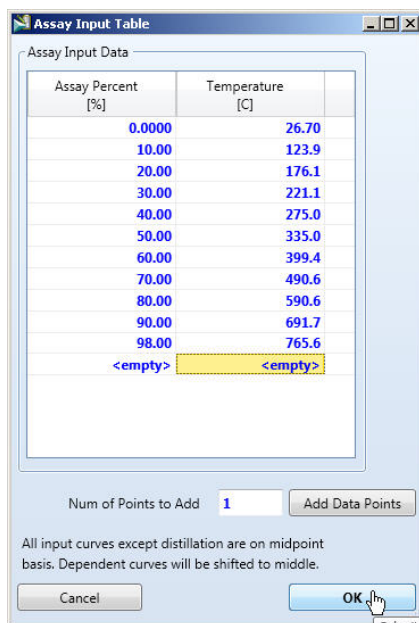
Выберите селективную кнопку **Газовая часть**. В групповой рамке Исходные данные появятся поле для задания единиц и таблица для задания состава. В качестве единиц выберите **объемные % жидкости** и задайте состав газовой части как показано на рисунке.

Input Data			
<input type="radio"/> Bulk Props	Light Ends Basis	Liquid Volume %	
<input checked="" type="radio"/> Light Ends	Light Ends	Composition	NBP [C]
<input type="radio"/> Distillation	Propane	0.0000	-42.10
<input type="radio"/> Molecular Wt	n-Pentane	0.4600	36.06
<input type="radio"/> Density	i-Pentane	0.3700	27.88
<input type="radio"/> Viscosity1	n-Butane	0.1100	-0.5020
<input type="radio"/> Viscosity2	i-Butane	0.1900	-11.73

Percent of Light Ends in Assay: 1.1300

## Разгонка

Выберите селективную кнопку **Разгонка**. Нажмите кнопку **Правка (Edit Assay)** и в появившемся окне задайте данные о разгонке.



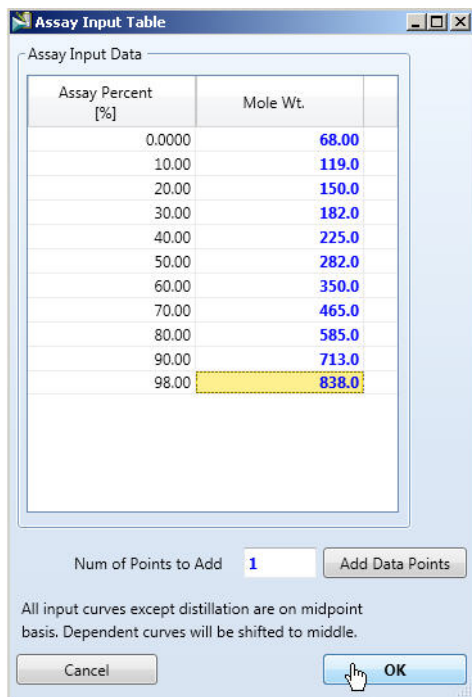
The screenshot shows a dialog box titled "Assay Input Table" with a sub-header "Assay Input Data". It contains a table with two columns: "Assay Percent [%]" and "Temperature [C]". The data points are as follows:

Assay Percent [%]	Temperature [C]
0.0000	26.70
10.00	123.9
20.00	176.1
30.00	221.1
40.00	275.0
50.00	335.0
60.00	399.4
70.00	490.6
80.00	590.6
90.00	691.7
98.00	765.6
<empty>	<empty>

Below the table, there is a "Num of Points to Add" field set to 1 and an "Add Data Points" button. At the bottom, there are "Cancel" and "OK" buttons. A note at the bottom states: "All input curves except distillation are on midpoint basis. Dependent curves will be shifted to middle."

## Молекулярный вес

Выберите селективную кнопку **Молекулярный вес**. Поскольку ранее мы указали, что будем вводить зависимую кривую молекулярных весов, в таблице уже имеются значения долей отгона (те значения, для которых задавалась разгонка).



The screenshot shows a dialog box titled "Assay Input Table" with a sub-header "Assay Input Data". It contains a table with two columns: "Assay Percent [%]" and "Mole Wt.". The data points are as follows:

Assay Percent [%]	Mole Wt.
0.0000	68.00
10.00	119.0
20.00	150.0
30.00	182.0
40.00	225.0
50.00	282.0
60.00	350.0
70.00	465.0
80.00	585.0
90.00	713.0
98.00	838.0

Below the table, there is a "Num of Points to Add" field set to 1 and an "Add Data Points" button. At the bottom, there are "Cancel" and "OK" buttons. A note at the bottom states: "All input curves except distillation are on midpoint basis. Dependent curves will be shifted to middle."

## Плотность

Выберите селективную кнопку **Плотность**. Значения плотности ожидаются в единицах по умолчанию. Задайте плотность как показано на рисунке:

Assay Percent [%]	Mass Density [kg/m3]
13.00	725.0
33.00	757.8
57.00	796.0
74.00	832.1
91.00	896.5
<empty>	<empty>

Num of Points to Add: 1 Add Data Points

All input curves except distillation are on midpoint basis. Dependent curves will be shifted to middle.

Cancel OK

## Вязкость

Выберите селективную кнопку **Вязкость 1** и задайте первую кривую вязкости. Аналогично задайте вторую кривую вязкости. Обратите внимание что когда нажата кнопка **Вязкость 1** или **Вязкость 2**, появляются дополнительные поля **Тип Вязкости** и **Температура**, при которой задается вязкость.

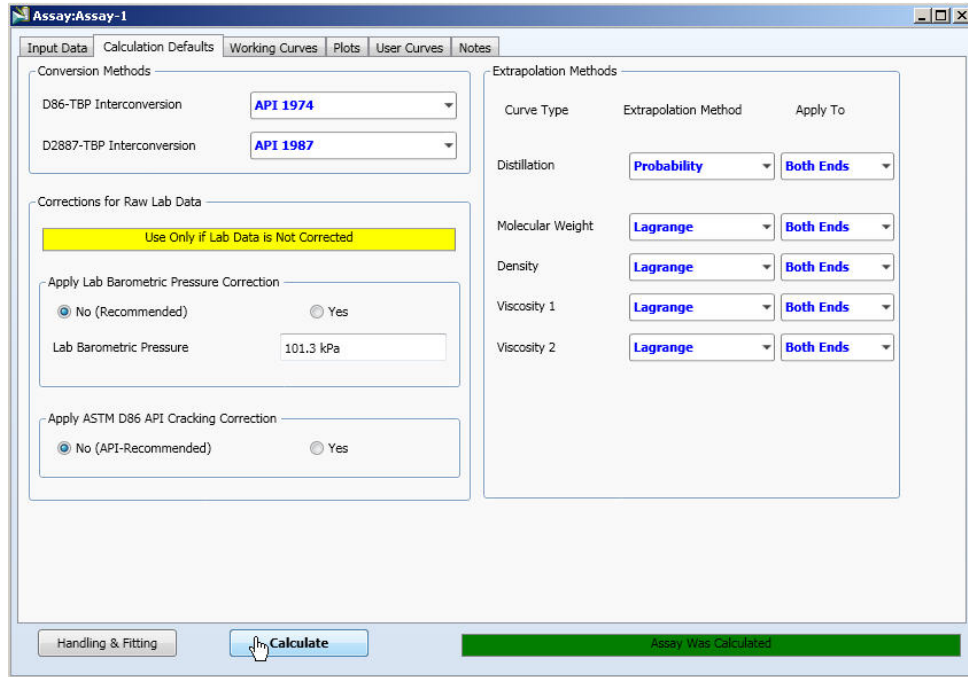
Assay Percent [%]	Viscosity [cP]
10.00	0.2000
30.00	0.7500
50.00	4.200
70.00	39.00
90.00	600.0
<empty>	<empty>

Assay Percent [%]	Viscosity [cP]
10.00	0.1000
30.00	0.3000
50.00	0.8000
70.00	7.500
90.00	122.3
<empty>	<empty>

## Расчет

После того, как введены все данные, перейдите на **закладку Параметры по умолчанию**. Используемые системой методы экстраполяции показаны в соответствующей групповой рамке.



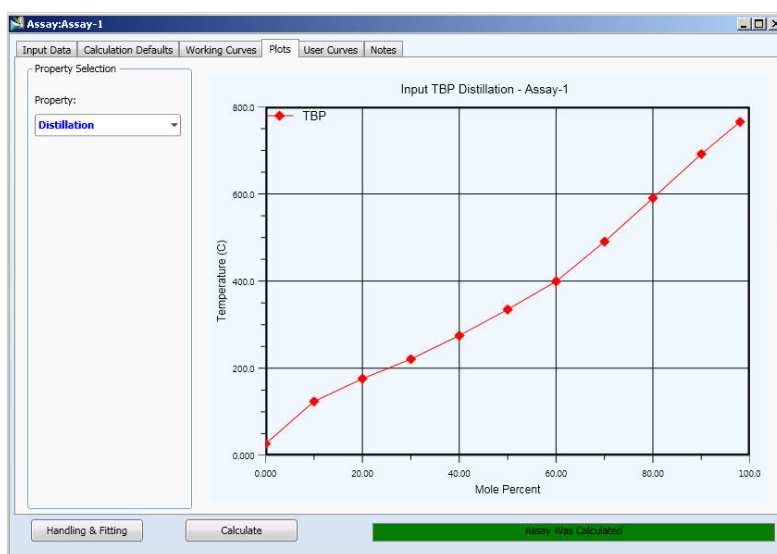
Согласимся с принятыми по умолчанию методами экстраполяции. Нажмите кнопку **Рассчитать**, чтобы введенные данные были обработаны системой. В нижней части окна появится сообщение: Нефть (Assay) рассчитана.

Point #	Moles	Cum. Moles	NBP [C]	Mole Wt	Mass Density [kg/m <sup>3</sup> ]	Viscosity 1 [cP]	Viscosity 2 [cP]
0	0.00000	0.00000	67.08	84.64	626.3	0.145	0.070
1	0.01000	0.01000	77.14	90.31	634.6	0.152	0.074
2	0.01000	0.02000	86.21	93.07	642.7	0.160	0.078
3	0.01000	0.03000	94.94	95.25	650.1	0.168	0.083
4	0.01000	0.04000	103.1	97.53	657.0	0.177	0.088
5	0.01000	0.05000	110.8	99.81	663.5	0.186	0.093
6	0.01000	0.06000	118.0	102.1	669.5	0.196	0.098
7	0.01000	0.07000	123.9	105.0	675.2	0.207	0.104
8	0.01000	0.08000	128.3	108.8	680.4	0.219	0.110
9	0.01000	0.09000	132.3	112.2	684.7	0.231	0.116
10	0.01000	0.10000	137.9	113.5	687.4	0.245	0.122
11	0.02500	0.12500	151.5	116.6	691.5	0.283	0.140
12	0.02500	0.15000	163.1	122.4	695.2	0.330	0.160
13	0.02500	0.17500	173.8	128.2	698.9	0.386	0.183
14	0.02500	0.20000	184.5	134.2	702.6	0.455	0.209
15	0.02500	0.22500	195.2	140.7	708.0	0.539	0.238
16	0.02500	0.25000	205.9	147.9	717.4	0.642	0.270
17	0.02500	0.27500	216.8	155.6	717.8	0.768	0.304
18	0.02500	0.30000	228.5	163.8	717.5	0.925	0.338
19	0.02500	0.32500	241.1	172.6	721.0	1.119	0.375
20	0.02500	0.35000	254.1	182.2	724.4	1.363	0.416
21	0.02500	0.37500	267.5	192.4	727.9	1.669	0.463
22	0.02500	0.40000	281.2	203.2	731.3	2.057	0.513
23	0.02500	0.42500	295.3	214.5	734.8	2.553	0.576
24	0.02500	0.45000	309.7	225.3	738.4	3.190	0.659

Как только нефть рассчитана, на закладке **Рабочие кривые** можно посмотреть рабочие кривые.

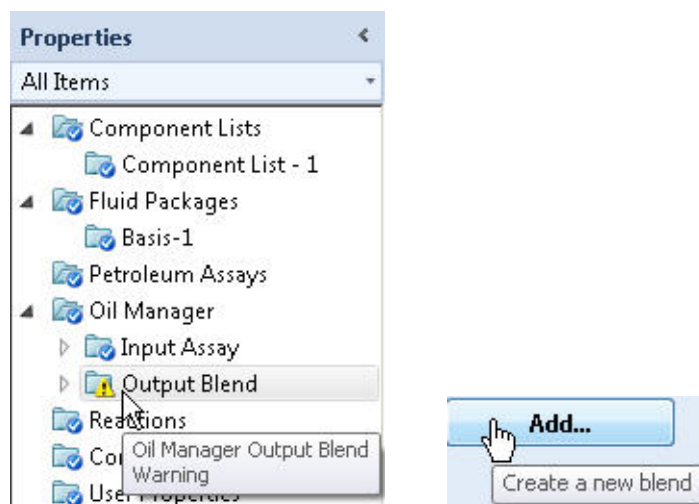
Рабочие кривые нормальных температур кипения, молекулярных весов, плотности и вязкости получены регрессией введенных данных. ХАЙСИС строит рабочие кривые по 50 точкам, причем частота распределения точек на кривой кипения зависит от введенных данных: там где кривая меняется более круто, число точек увеличивается.

Можно увидеть введенные данные в виде графиков. Перейдите для этого на закладку График и в поле Свойство выберите нужную кривую. В падающем списке этого поля будут перечислены те свойства, данные о которых были введены. (если задавались только свойство образца, никаких графиков получить нельзя).



## Шаг 2 – Разбивка на псевдокомпоненты

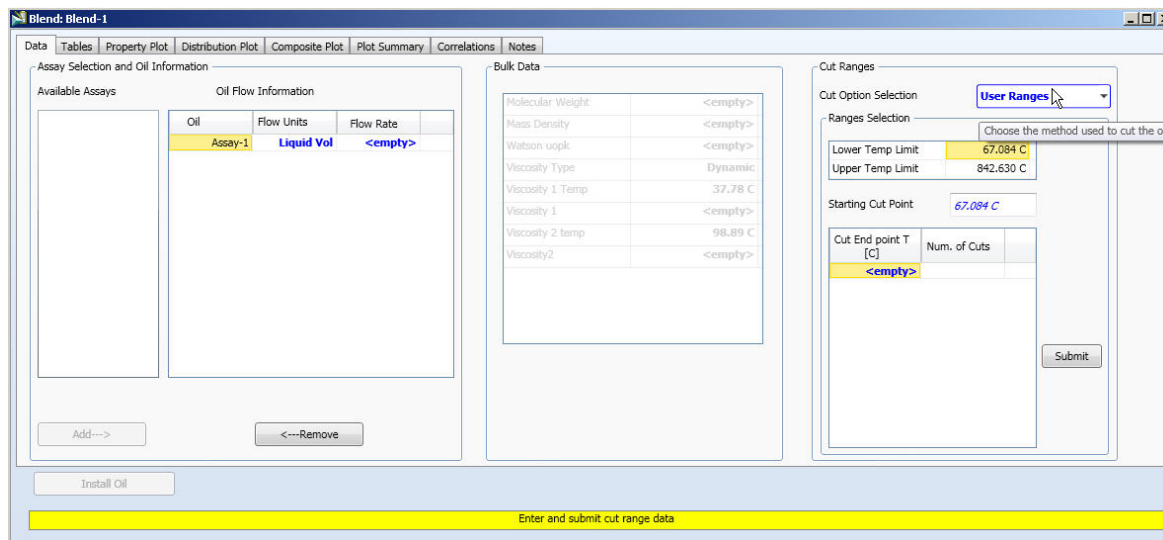
Теперь исходная смесь может быть разбита на отдельные нефтяные псевдокомпоненты.





Находясь на закладке **Нефтяной пакет Oil Manager**, в окне **Смесь (Output Blend)** нажмите кнопку **Добавить**.

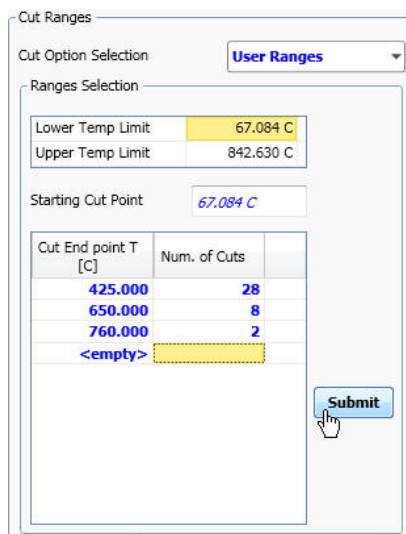
Смеси автоматически присваивается имя, которое можно изменить. Задайте собственное имя исходной смеси. Это вызовет на экран специальное окно **Смесь**.



Курсор находится в поле **Имя**. В этом поле можно задать собственное имя смеси.

В списке **Имеющиеся наборы данных** выберите нужный и нажмите кнопку **Добавить**. Набор данных перейдет в таблицу **Расходы** и смесь будет автоматически рассчитана. Это происходит потому, что в качестве варианта нарезки по умолчанию стоит автоматическая нарезка.

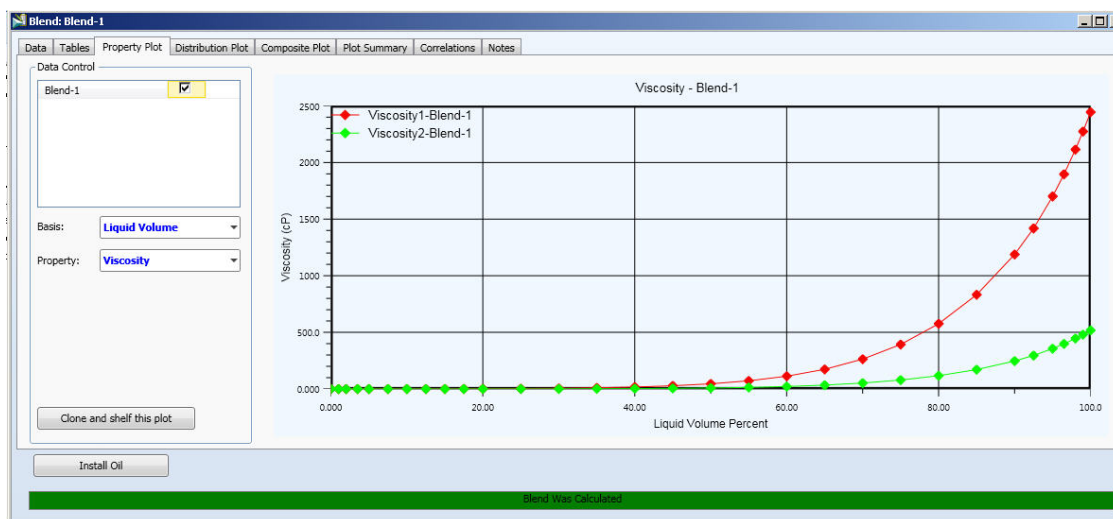
Вместо того, чтобы использовать автоматическую нарезку, сами определим точки разбиения. В поле **Варианты нарезки** выберите вариант **Задать диапазоны** и заполните таблицу **Выбор диапазонов** как показано на рисунке.





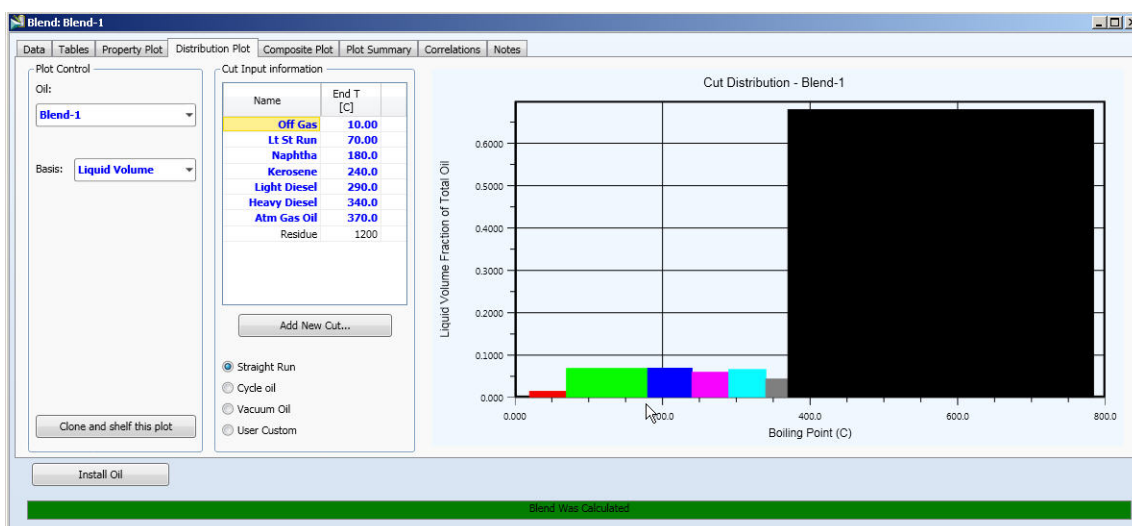
Нажмите кнопку **Submit** и смесь будет рассчитана.

Результаты расчета можно просмотреть на закладке **Таблицы** специализированного окна **Смеси**. По умолчанию на этой закладке выводится таблица **Свойства компонентов**, причем в групповой рамке **Управление таблицей** выбрана кнопка **Основные свойства**. Здесь можно получить и другие таблицы: **Разбивка**, **Мольные составы**, **Разгонки и распределение**.



Все данные с закладки **Таблицы** можно получить в графическом виде на закладках **Графики свойств**, **Графики распределений** и **Композитные графики**.

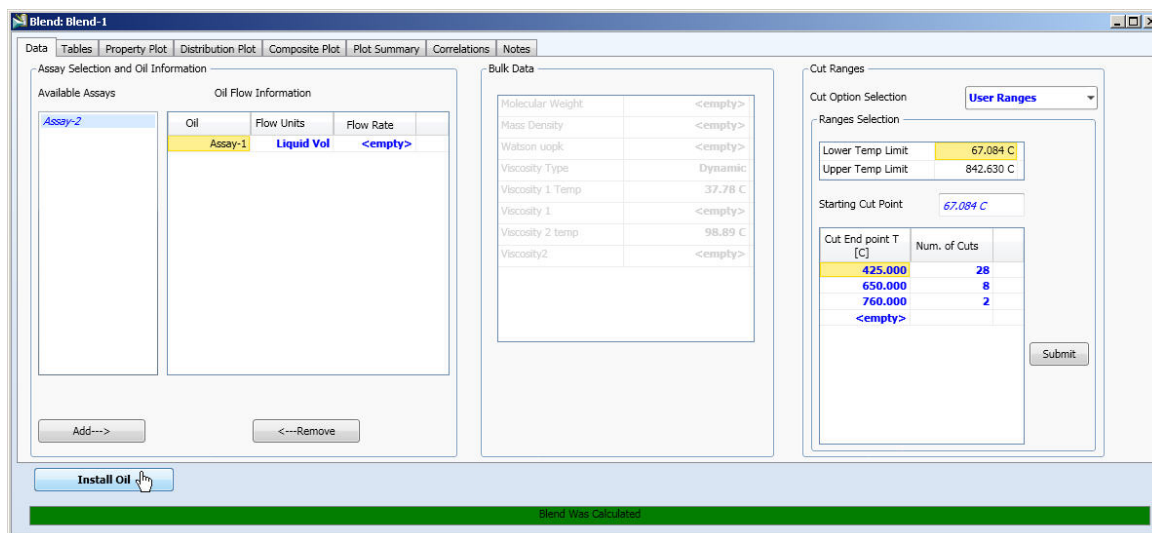
На закладке **Графики распределений** выберите в качестве единиц мольные доли. На экране Вы получите следующий график:



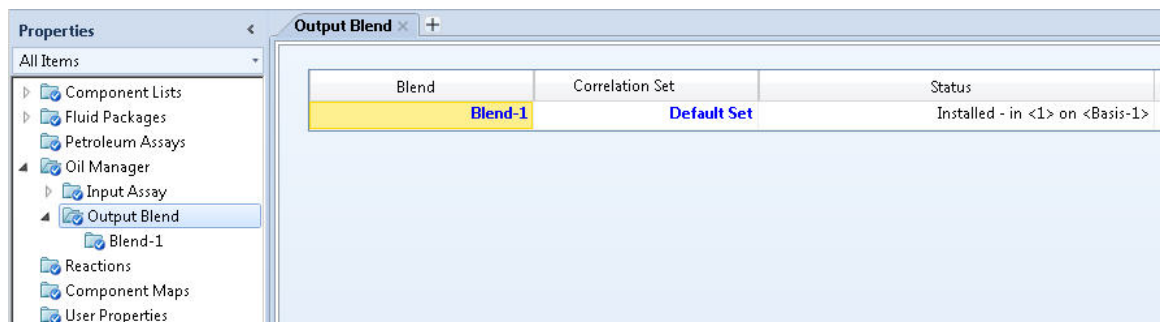
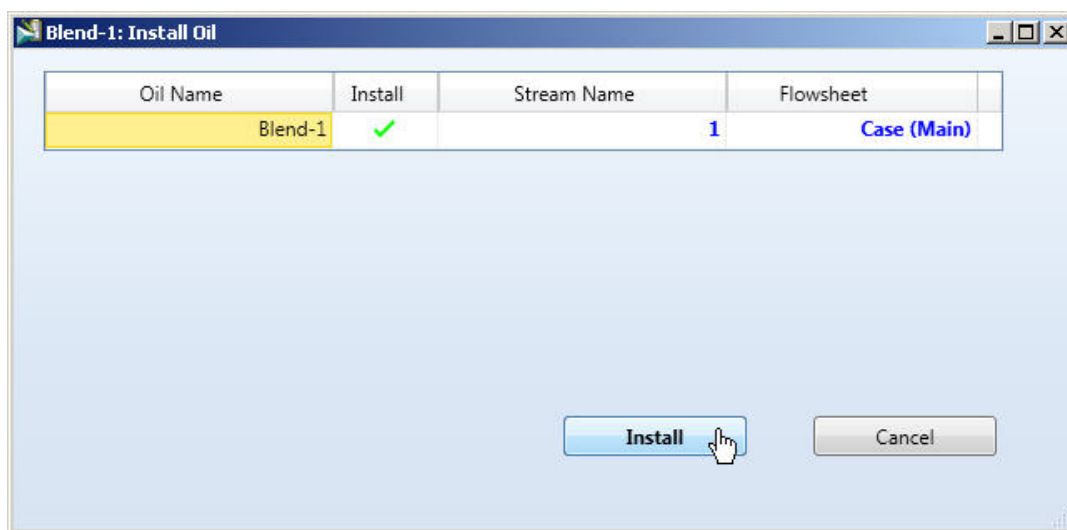
Этот график показывает потенциальное содержание различных фракций в нефтяной смеси и бывает полезен для оценки потенциальных отборов продуктов разделения основной колонны.

### Шаг 3 – Инсталляция смеси в схему

Последний шаг процедуры характеристики – передача информации о псевдокомпонентах в технологическую схему.



Перейдите на закладку **Инсталляция** окна **Характеризация нефти** и задайте имя потока **1**, в который и будет передан состав нефтяной смеси.



ХАЙСИС присвоит состав рассчитанной нефтяной смеси с учетом легких фракции названному потоку технологической схемы. Этот шаг завершает процедуру характеристики. Псевдокомпоненты будут помещены в группу гипотетических компонент **Blend – 1**, связанную с текущим пакетом свойств. Когда Вы выйдете из нефтяного пакета в основную расчетную среду, Вы можете просмотреть каждый гипотетический компонент, из которых состоит нефть.

Войдите в основную расчетную среду и вызовите Рабочую тетрадь, чтобы увидеть только что созданный поток. На закладке состав вы увидите состав этого потока.

	Mole Fractions	Liquid Phase
Propane	0.0000	0.0000
n-Pentane	0.0154	0.0154
i-Pentane	0.0122	0.0122
n-Butane	0.0042	0.0042
i-Butane	0.0070	0.0070
NBP[4]75*	0.0074	0.0074
NBP[4]86*	0.0141	0.0141
NBP[4]99*	0.0150	0.0150
NBP[4]112*	0.0167	0.0167
NBP[4]126*	0.0255	0.0255
NBP[4]136*	0.0202	0.0202
NBP[4]152*	0.0191	0.0191
NBP[4]163*	0.0281	0.0281
NBP[4]176*	0.0289	0.0289
NBP[4]189*	0.0286	0.0286
NBP[4]201*	0.0288	0.0288
NBP[4]214*	0.0278	0.0278
NBP[4]227*	0.0255	0.0255
NBP[4]240*	0.0240	0.0240

Total: 1.00000

Если Вы пришли к выводу, что какие-то параметры псевдокомпонентов нужно пересчитать, можно вернуться в нефтяной пакет в любое время и сделать необходимые изменения. Чтобы изменить что-то в наборе данных перейдите на закладку **Исходные данные (Input Data)** окна **Oil Manager**. Если Вы хотите выяснить, как повлияет использование других корреляций на свойства нефтяной смеси перлите на закладку **Корреляции**.

## 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗОПРОВОДА

Операция **PIPE\_SEGMENT** производит расчет перепада давления и применяется для систем трубопроводов, перекачивающих однофазные и многофазные смеси. Эта операция может быть использована для участка горизонтальной трубы определенной длины и диаметра, а также для сложной сети, включая системы сбора и распределения. Сюда относятся сложные трубопроводные сети, состоящие из последовательных, параллельных и последовательно-параллельных участков.

Для этой операции необходимы следующие данные:

- Имена входного и выходного потоков (имена могут быть любой длины, но будут использованы только первые 12 символов).
- Внутренний диаметр трубопровода.
- Длина трубопровода.
- Приращение высоты. Если не задано, принимается равным нулю.
- Температура грунта или окружающей среды – задавать необязательно. Если в соответствующем поле оставить пробел, необходимо задать температуры на обоих концах участка трубопровода. Эта опция используется вместе с заданием коэффициента теплопередачи.

• Коэффициент теплопередачи задавать необязательно. Вместе с температурой окружающей среды он используется для расчета передачи тепла между трубопроводом и окружающей средой. Если в поле оставлен пробел, должна быть задана температура на обоих концах участка трубопровода. Если задать ноль, – участок трубопровода будет рассмотрен как адиабатический. Однако при этом должна быть задана температура на одном из концов участка трубопровода.

• Опция Абсолютная шероховатость должна быть задана. По умолчанию принято значение  $0,0018 \text{ inches} = 0,004572 \text{ см}$  (эквивалентно новой стальной трубе).

• Операция **PIPE\_SEGMENT** требует задания абсолютной шероховатости ( $k$  – задается в единицах длины) во входной форме. HYSYS рассчитает относительную шероховатость ( $e = k/D$  – безразмерная) для использования расчёта коэффициента трения на участке трубопровода.

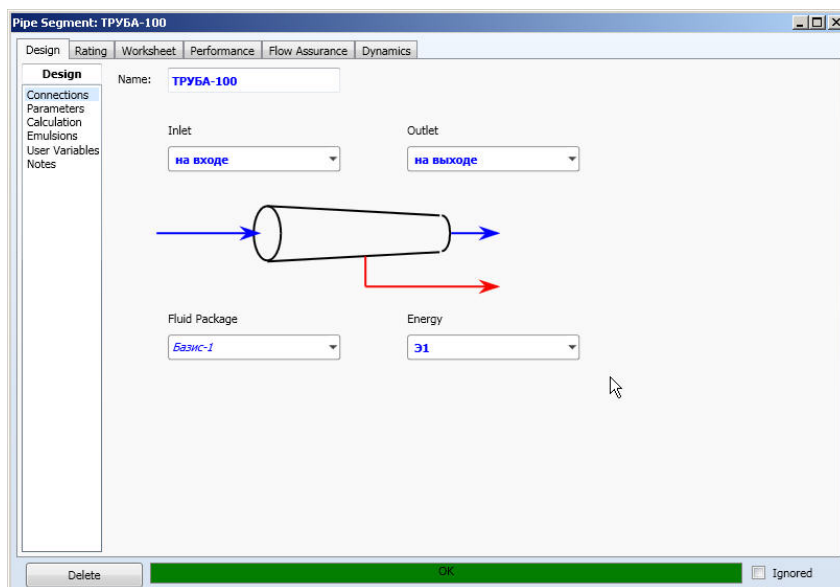
• Из кассы объектов выберите **трубопровод**, дважды щелкнув по нему мышкой



• Возникнет специализированное окно для **Трубопровода**, причем будет активно окно **Connectoons (Соединение)** на вкладке **Design (Данные)**.

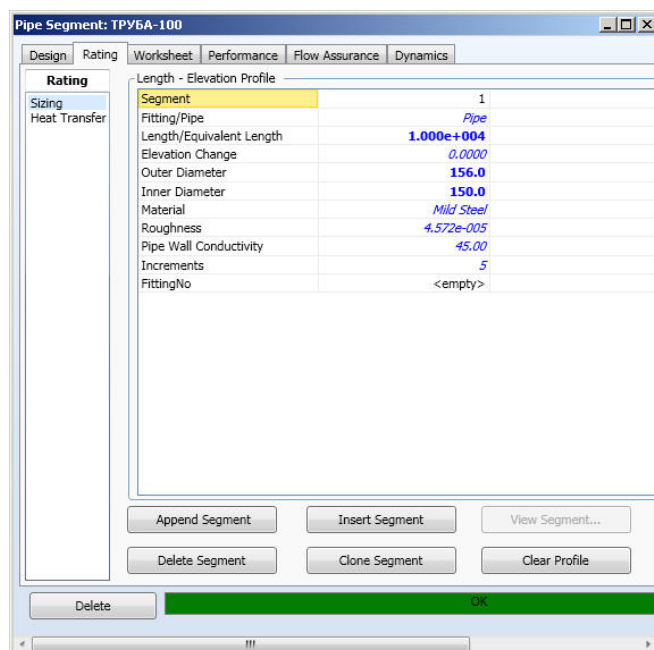
• Измените в поле ввода **Имя** наименование с заданного по умолчанию (**Труба-100**) на **Трубопровод**, затем нажмите **<Enter>**.

- В поле **Вход** наберите название входящего потока **Входящий**, затем нажмите **<Enter>**, в поле **Выход** название выходящего потока **Выходящий**, затем нажмите **<Enter>**, а также задайте имя энергетического потока, например, **Э1**.



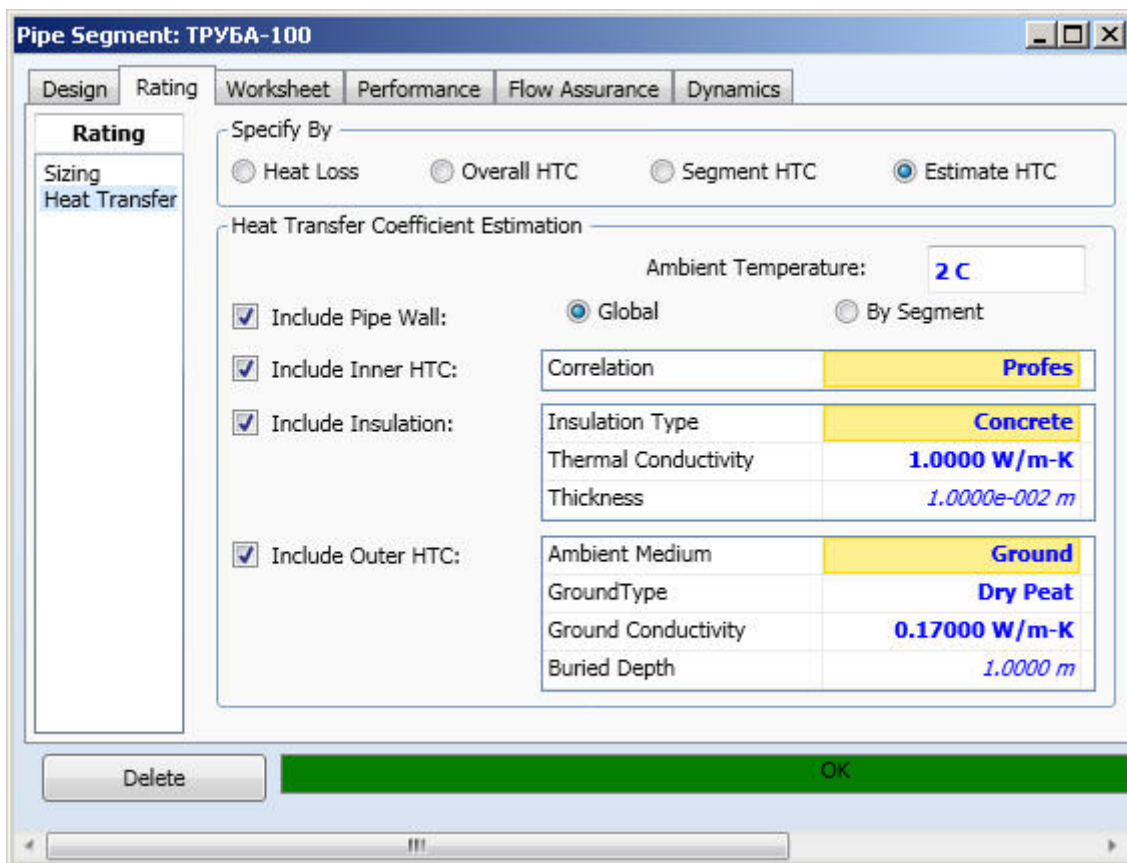
Для того, чтобы произвести расчет, задайте необходимую информацию.

- На вкладке **Rating (Расчет)** в окне **Sizing (Размеры)** нажмите кнопку **Append Segment** и в открывшееся окно введите значения **Длина**, **Подъем** (если труба наклонная), **Внешний и внутренний диаметр**, выберите **Материал** трубы (из предложенных). Подбор **оптимального диаметра** можно произвести также средствами HYSYS по Приложению 1.

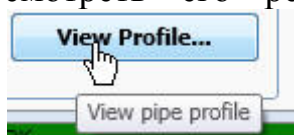


На вкладке **Rating (Расчет)** перейдите на окно **Heat Transfer (Теплопередача)**, задайте **Ambient Temperature (Т. внеш. Среды)** и произведите **Estimate HTC (Расчет теплопередачи)**.

И из выпадающего списка выберите **Ambient Medium (Внешнюю среду)**, в которой проложен газопровод.



Все необходимые для расчета данные введены и теперь можно посмотреть его результаты на вкладке **Performance (Результаты)**



Результаты представлены виде таблиц и графиков.

Операция PIPE\_SEGMENT достаточно гибкая. Ей необходимо знать лишь состав одного из связанных потоков плюс давление и/или температуру на одном из концов участка трубопровода. Могут быть рассчитаны температура и давление на входе или выходе, или давление может быть задано на одном конце, а температура – на другом. Имея одно из этих значений, программа может рассчитать другие неизвестные величины.

**Задача 3:** Моделирование газопровода. Анализ величины гидравлических потерь в зависимости от температуры газа на входе в газопровод.

Этапы выполнения работы:

Создаваемая схема будет являться продолжением моделирующей схемы из задачи 2.

- Газ первой и второй ступени сепарации смешать, компримировать до давления 5–7МПа, охладить в аппарате воздушного охлаждения (АВО) до 30 °С и направить в газопровод.
- Построить моделирующую схему газопровода.
- Провести анализ гидравлических потерь в зависимости от начальной температуры газа в диапазоне (20–50 °С).
- Результаты представить графически и в виде таблиц.
- Объяснить вид полученной зависимости, опираясь на изменение свойств газа при его движении по газопроводу.

Исходные данные к задаче:

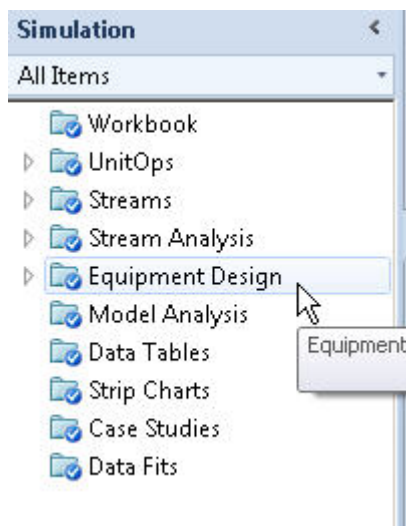
Способ прокладки трубопровода: надземный, газопровод горизонтальный, диаметр рассчитать в соответствии с расходом по методике, приведенной в Приложении А. Материал газопровода принять самостоятельно.

№ варианта	Размеры газопровода		Температура окружающей среды, °С
	Длина, км	Число участков	
1	15	15	10
2	10	10	15
3	15	15	10
4	20	20	5
5	25	25	0
6	30	30	-5
7	5	5	-10
8	10	10	-15
9	15	15	-20
10	20	20	20
11	25	25	15
12	25	25	10
13	5	5	5
14	10	10	0
15	15	15	-5
16	20	20	-10
17	25	25	-15
18	30	30	-20
19	5	5	-5
20	10	10	15
21	15	15	10
22	20	20	5
23	25	25	0
24	30	30	-5
25	5	5	-10



### Подбор оптимального диаметра

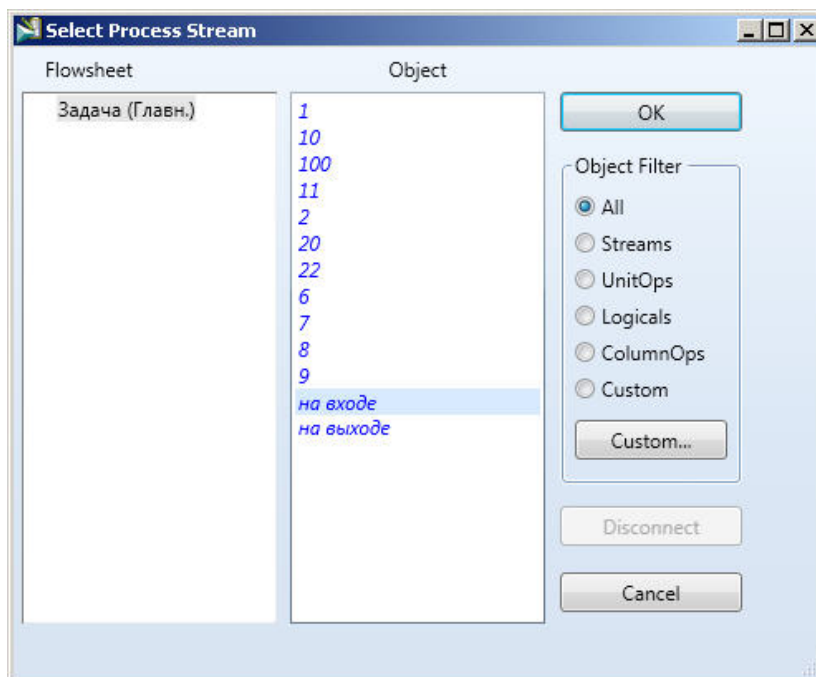
Подобрать оптимальный **диаметр** можно при помощи специальных вспомогательных инструментов. Доступ к этим инструментам осуществляется через закладку **Equipment Design**:



Для начала необходимо добавить (**Add**) операцию **Pipe Sizing** выбрав ее из выпадающего списка.

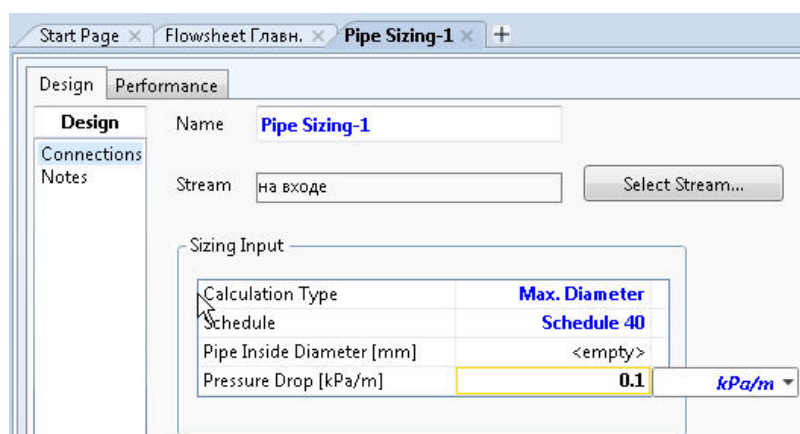


- Нажмите кнопку **Select Stream (Выбор поток)**;
- Выберите **Object (поток)** для которого необходимо подобрать необходимый диаметр;
- Нажмите кнопку **ОК**;





- В окне параметров задайте сопротивление 0,1 кПа/м;



- Подтвердите ввод, нажав **Enter**.

### **Методы предотвращения образования гидратов**



#### **Case Study 2: Подбор необходимого количества ингибитора гидратообразования**

**Задача 4:** Предотвратить образование гидратов в промышленном газопроводе.

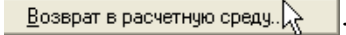
Этапы выполнения работы:

- Воспользоваться созданной ранее моделью участка газопровода.
- Задать содержание воды в газе 10 % мольн.
- Установить, образуются ли гидраты в газопроводе при заданных условиях транспортирования, используя методику Приложения В.
- Добиться безгидратного транспорта газа следующими способами:
  - 1) введением ингибитора гидратообразования;
  - 2) поддержанием температуры газа выше температуры начала образования гидратов на всем протяжении газопровода.

Для того, чтобы задать недостающие компоненты системы (вода, ингибитор) в поток вернитесь в диспетчер базиса.


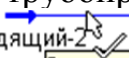
Если на экране нет окна **Диспетчера базиса** и пользователь не находится в среде базиса, нажмите на кнопку «Среда базиса» , после этого кнопку .

В шаблоне библиотечных компонентов наберите  $H_2O$ , после сортировки добавьте его в список выбранных компонентов.

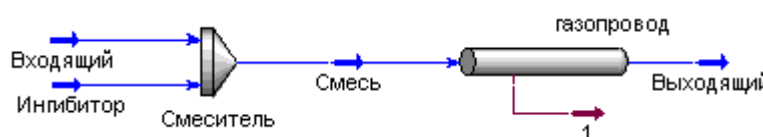
Закройте окно **Пакет свойств** и нажмите кнопку .

Проверьте наличие гидратов при содержании воды 10 % мольн. Для этого в специализированном окне потока при активной закладке **Состав** добавьте необходимую долю воды.

## Способ 1

1. При помощи кнопки **Разрыв**  с панели инструментов, отсоедините **Входящий поток** от участка трубопровода. Это возможно когда при наведении мышкой на поток **Входящий-2**  высвечивается галочка.

2. Добавьте из кассы объектов **Смеситель**.
3. Входящими в смеситель потоками будут:
  - **Входящий**.
  - Вновь созданный **Ингибитор**.
4. Поток на выходе – **Смесь**.



5. Поток **Ингибитор** задайте **Состав** – 0,95 массовых долей метанола и 0,05 долей воды. Содержание остальных компонентов «0»

6. **Условия** (давление и температуру) задаем как у **Входящего**.

Наличие гидратов каждый раз проверяем через процедуру **Stream Analysis**.

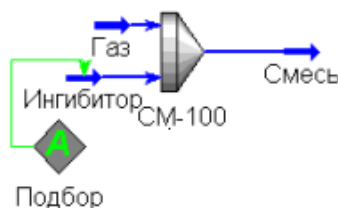
Расход ингибитора должен быть такой, чтобы в потоке **Выходящий** на выходе из газопровода гидратов не было.

Подбор необходимого минимального расхода ингибитора осуществляется с помощью операции **Подбор (Adjust)**.

### *Операция Подбор (Adjust)*

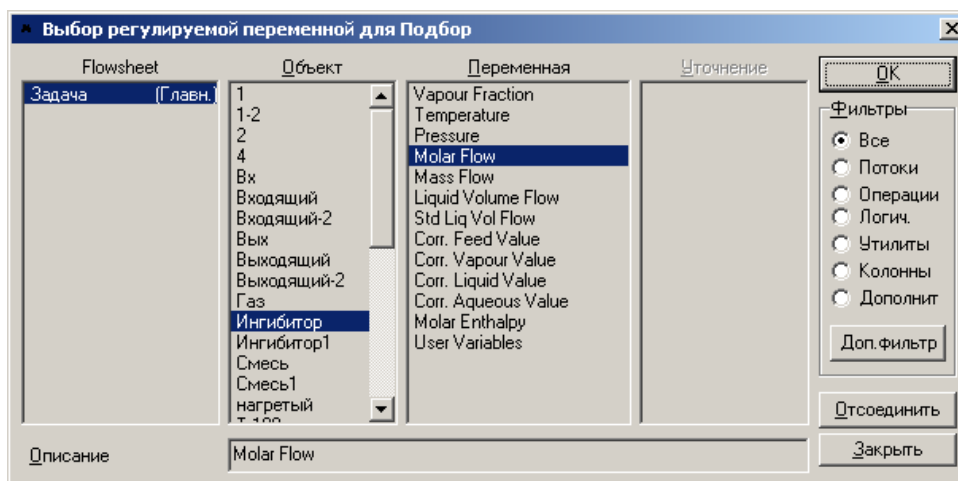
Если необходимо определить количество ингибитора, подмешиваемого в поток, так чтобы температура образования гидратов снизилась до минус 40 °С, можно использовать операцию **Подбор**.

• Для этого к имеющейся схеме из Кассы объектов добавляем операцию **Подбор**.

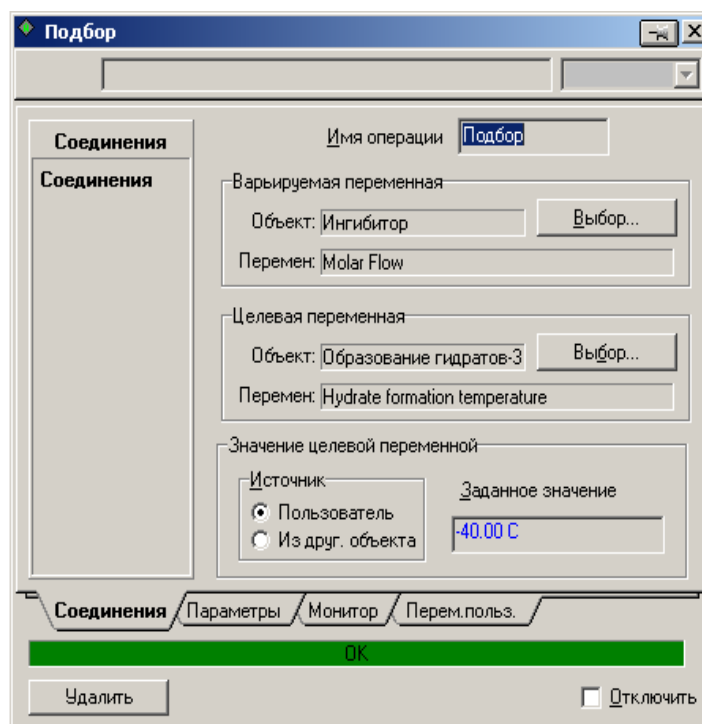


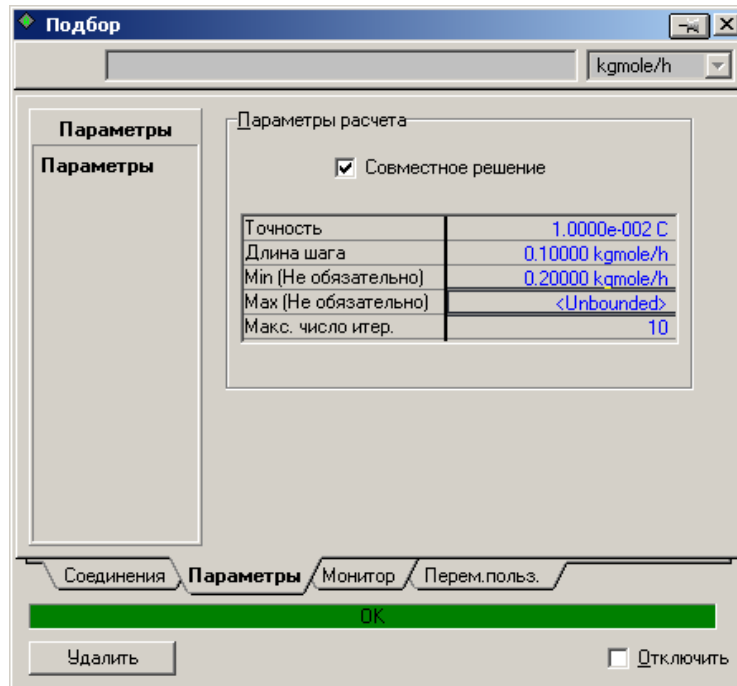
• Обратите внимание, что вначале расход потока **Ингибитор** задается равным 0 кмоль/ час.

• Далее сообщаем программе, что операция подбора должна изменять значения параметров потока **Ингибитор**, чтобы достичь поставленных целей. Теперь в специализированном окне необходимо выбрать конкретный изменяемый параметр потока.



- Задаемся параметром **Molar Flow** из списка **Переменных**.
- Для выбора целевой переменной необходимо связать поток **Выходящий** с утилитой гидратообразования.
- При выборе целевой функции в навигаторе объектов отметьте фильтр **Утилиты**.
- Выберите утилиту – **Образование гидратов**, переменную **Температура образования гидратов (Hydrate formation temperature)**
  - В строке **Значение целевой переменной** задаемся температурой минус 30°C.
- Перейдите на закладку **Параметры**
- Замените установленные по умолчанию значения **Точности и Длины шага** на значения 0,01 и 1,0 соответственно.





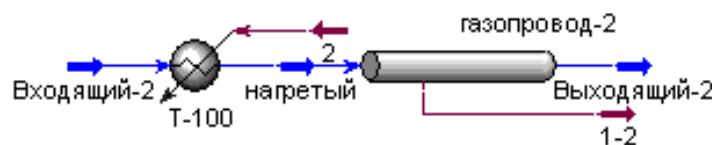
Перейдите к закладке **Монитор**

- Щелкните мышью по кнопке **Пуск** в нижней части специализированного окна. Операция **Подбор** произвела пошаговый подбор значения, достигнув заданной точности решения.

## Способ 2

### *Нагрев потока при помощи нагревателя*

1. Отсоедините **Входящий поток** от участка трубопровода
2. Добавьте из кассы объектов **Нагреватель**
3. Задайте имена входящего (исходный) и выходящего потоков



4. Перейдя на закладке **Данные** в окне **Параметры** задайте сопротивление – 0 кПа.
5. Перейдя на закладку **Рабочая таблица**, задайте **температуру**, до которой необходимо нагреть газ выходящий из нагревателя.
6. Температуру необходимую для безгидратного транспорта можно определить по фазовой диаграмме газа **Выходящий 2**. (Приложение В).
7. Наличие гидратов каждый раз проверяем процедурой **Stream Analysis**.

### Способ 3

#### **Поддержание температуры транспортируемого газа**

Если температура входящего потока достаточно высокая, то можно применить изоляцию, для поддержания ее на всем протяжении газопровода.

Для этого в специализированном окне газопровода на вкладке **Расчет** перейдите в окно теплопередача, задайте **Изоляция**.

Из выпадающего списка выберите **Тип изоляции** и задайте толщину слоя изоляции.

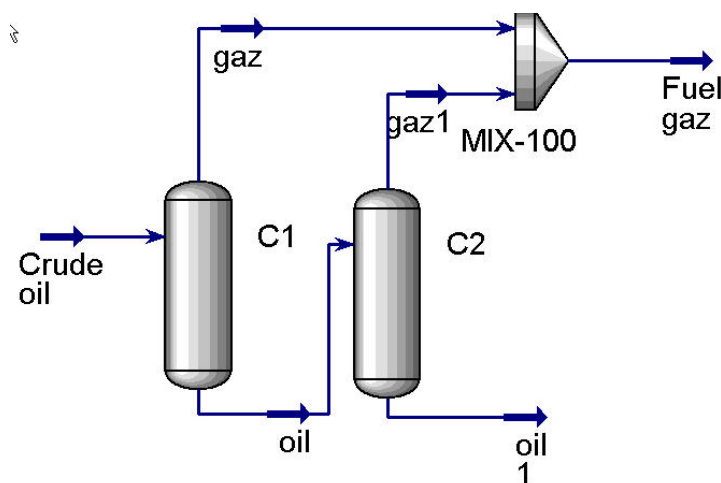
Полиуретановая пена

Если выбранный тип изоляции и предложенная по умолчанию толщина слоя, не предотвращают образование гидратов, используйте другой тип и задайте другую толщину.

Наличие гидратов каждый раз проверяем процедуру **Stream Analysis**.

Рекомендуемая форма предоставления отчета

1. Цель работы:
2. Исходные данные:
3. Моделирующая схема



4. Результаты:
  - Укажите подобранное количество ингибитора, достаточное для достижения заданной температуры начала образования гидратов.
  - Укажите начальную температуру газа на входе в газопровод, которая обеспечит отсутствие гидратов в выходящем потоке газа.
  - В зависимости от температуры окружающей среды, решите вопрос о целесообразности применения теплоизоляции газопровода. Тип и толщину изоляции подберите в соответствии с поставленной целью.

- Представьте графически зависимость изменения давления по длине газопровода для всех трех рассмотренных случаев.
- Представьте графически зависимость изменения температуры по длине газопровода для всех трех рассмотренных случаев.

Выводы: предложить целесообразный способ защиты газопровода от гидратов при заданных условиях транспортирования.

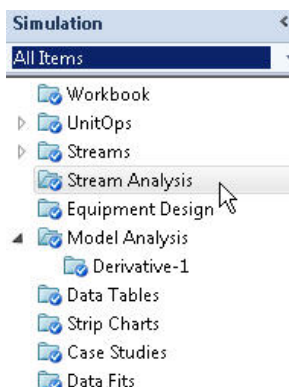
### ***Контрольные вопросы***

- Что такое гидраты?
- Условия образования гидратов?
- Способы понижения температуры начала образования гидратов.
- Как влияет давление на влажность газа?
- Как влияет давление на температуру точки росы газа по воде при постоянном влагосодержании?
- Как влияет температура на влажность газа?
- Как влияет плотность газа на температуру начала образования гидратов?
- Как влияет состав газа на температуру начала образования гидратов?

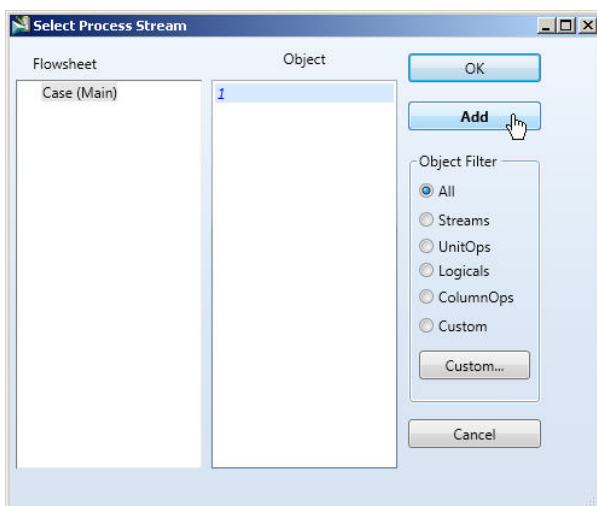
**Определение наличия гидратов в потоке**

Определить наличие гидратов в потоке (при условии наличия в нем воды), можно при помощи специальных вспомогательных инструментов.

Доступ к этим инструментам осуществляется через закладку **Stream Analysis**:



Для начала процедуры необходимо добавить (**Add**) утилиту **Образование гидратов (Hydrate Formation)** выбрав ее из выпадающего списка.

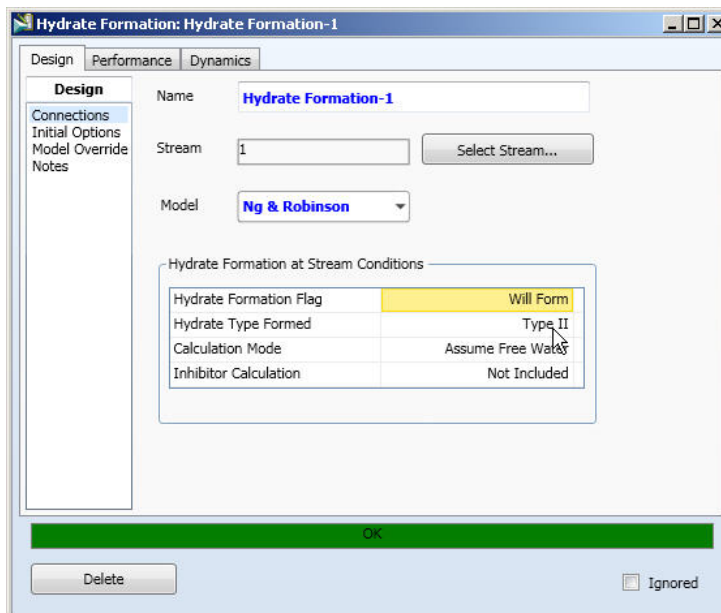
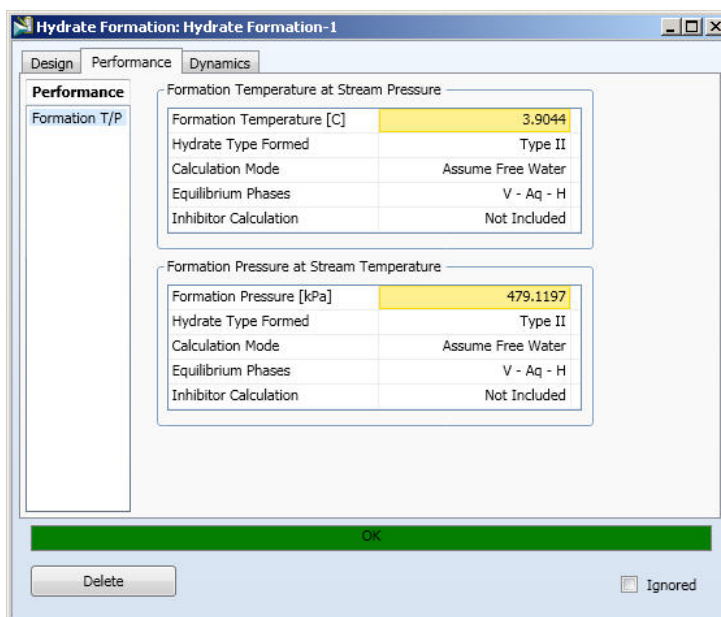


- Выберите **Object (поток)** в котором Вы хотите проверить наличие гидратов;

- Нажмите кнопку **Добавить**;

Name	Type	Stream	Status
Hydrate Formation-1	Hydrate Formation	1	OK

- Откройте окно двойным нажатием мыши
- При необходимости измените имя утилиты в поле **Name (Имя)**;
- Изменить поток можно нажав кнопку **Select Stream (Выбор потока)**;



В результате программа выдала отчет о наличии гидратов второго типа (Type 2).

Температуру и давление гидратообразования можно посмотреть на закладке **Performans**.

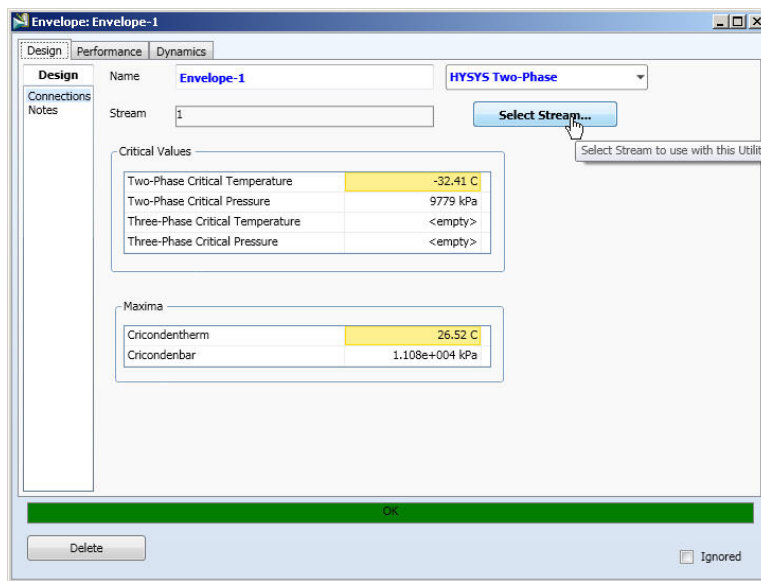


### Фазовая диаграмма

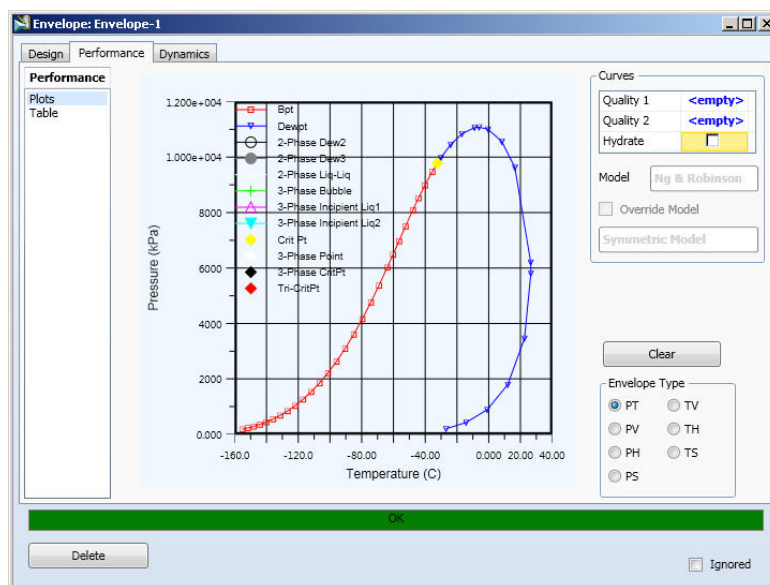
Для того, чтобы вывести фазовую диаграмму потока, необходимо из списка добавить утилиту **Envelope (Фазовая диаграмма)**. Утилиты становятся активными, если выбран **Stream Analysis**:

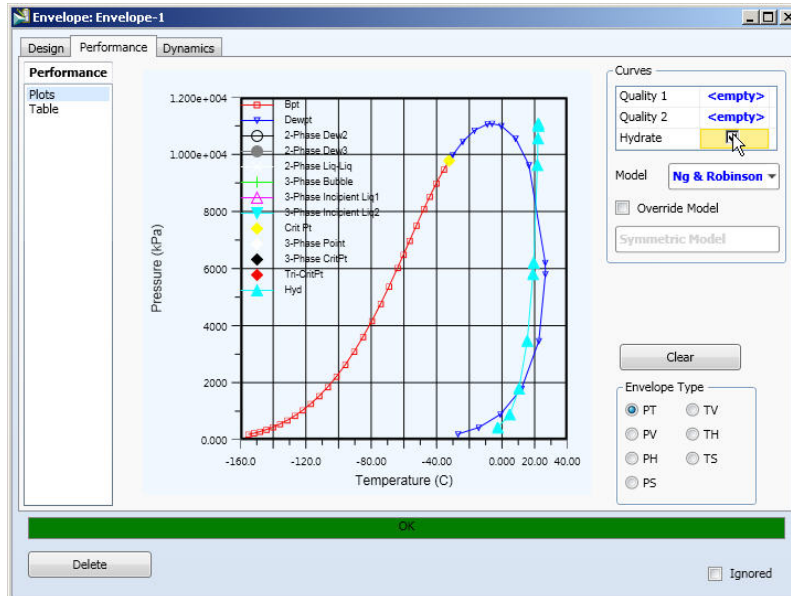
Name	Type	Stream	Status
Envelope-1	Envelope	1	OK
Hydrate Formation-1	Hydrate Formation	1	OK

- Задать ПОТОК можно нажав кнопку **Select Stream (Выбор потока)**.



Как только поток будет присоединен, можно посмотреть фазовую диаграмму, активируя закладку **Performance**, на которой будет представлена диаграмма в координатах **Давление – Температура**.





Для построения кривой образования гидратов необходимо в правом верхнем окошке отметить **Hydrate (Гидрат)**. Диаграмма примет следующий вид.

## 5. ПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕТОДОМ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ

Технология низкотемпературной сепарации (НТС) лежит в основе низкотемпературных процессов промышленной обработки газового и газоконденсатного сырья.

Для эффективной эксплуатации установки НТС необходимо знать условия максимального извлечения конденсата из газа, поступающего на установку подготовки. Узнать эти условия можно по изотерме конденсации газа.

**Задача 5:** определить оптимальные условия подготовки газа методом НТС, в т. ч. в условиях падающего пластового давления.

Этапы выполнения работы:

- Построить изотерму конденсации методом расчетного исследования при заданных температурах.
- Представить температурную зависимость давления максимальной конденсации в виде графика или таблицы.
- Исследовать эффективность охлаждения газа при дросселировании и детандировании при условии, что параметры охлаждаемых потоков одинаковы.
- Оценить влияние начальной температуры газа на степень охлаждения в изоэнтальпийном и изоэнтропийном процессах.
- Построить принципиальную технологическую схему установки комплексной подготовки газа (УКПГ).
- Оценить соответствие качества подготовленного газа требованиям СТО Газпром 089-2010.
- Оценить состав и свойства полученного конденсата.

### 1. Case Study 3: определение давления максимальной конденсации

1. Для начала расчета необходимо:



2.
  - a. Задать материальный поток из кассы объектов.
  - b. Поток задаем:
    - **Состав**
    - **Условия:**
      - давление ( $P_{нач}$  МПа)
      - расход – 1000 моль/ч
      - температура  $t_1$  ( $t_2, t_3$ )

### Исходные данные к задаче 5

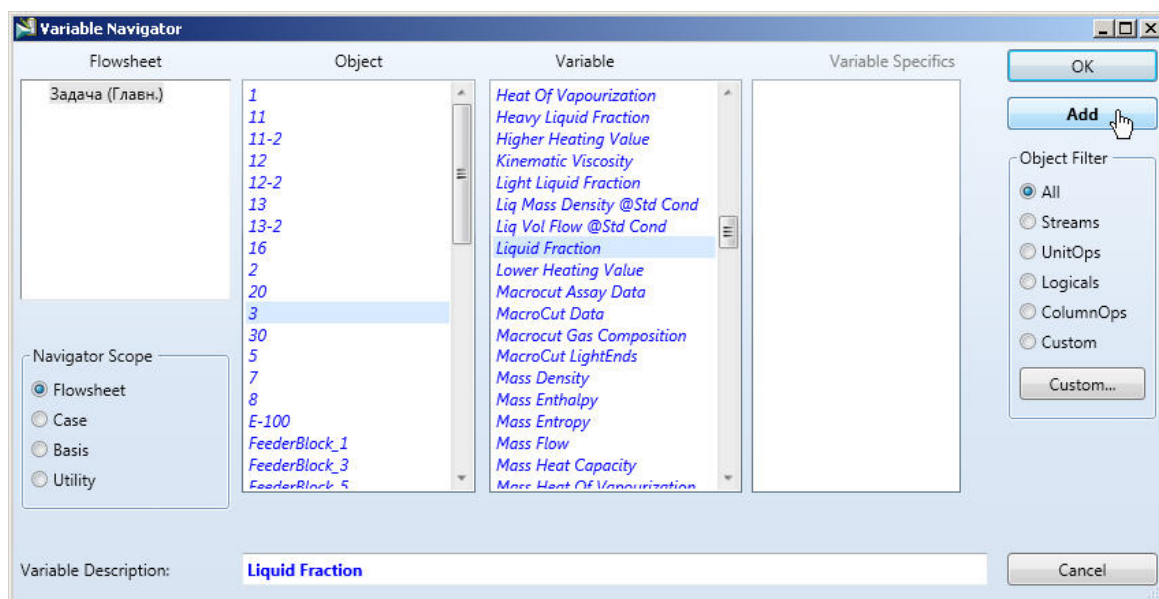
Номер варианта	Диапазон давлений	Температура $t_1, t_2, t_3$	Состав газа, % мольные										
			CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	N <sub>2</sub>			
1	14-6 МПа	0; 10; 20	75,38	8,94	3,62	1,51	6,43	0,1	-	-	4,02		
2	13-6 МПа	-5; 0; 15	79,78	7,77	3,01	1,5	5,87	1	-	-	1,07		
3	14-6 МПа	-20; 0; 10	86,1	4,3	1,7	0,9	3,5	0,6	0,21	-	2,69		
4	13-5 МПа	-10; 0; 20	77,7	7,5	4,4	1,8	4,4	0,1	-	-	4,1		
5	12-3 МПа	-20; 0; 5	79,9	3,2	1,2	0,7	2,2	-	-	-	12,8		
6	11-3 МПа	-20; -5; 5	83,77	4,6	1,64	0,81	1,88	0,87	1,49	-	4,94		
7	12-5 МПа	-20; 0; 15	77,03	3,84	1,77	1,17	3,61	1,83	7,71	-	3,04		
8	10-2 МПа	-20; -5; 0	83,7	7,1	2,8	2,2	1,2	2,6	0,4	-	-		
9	11-7 МПа	-10; 0; 10	63,66	1,56	0,61	0,4	3,49	12,93	16,98	-	0,37		
10	13-8 МПа	0; 10; 20	73,8	5,4	2,6	1,37	7,18	5,28	3,66	-	0,71		
11	10-4 МПа	-20; -10; 0	89,0	5,15	2,33	1,08	1,44	0,19	-	-	0,81		
12	10-4 МПа	-20; -10; 0	81,2	7,16	3,33	1,33	6,27	0,38	-	-	0,33		
13	13-7 МПа	-5; 5; 20	75,85	5,42	2,34	0,81	7,82	2,57	4,57	-	0,62		
14	12-5 МПа	-5; 5; 20	80,24	3,61	1,65	14,28	0,22	-	-	-	-		
15	13-7 МПа	0; 10; 20	74,43	6,72	2,9	1,52	7,02	0,35	4,44	-	2,62		
16	10-3 МПа	-20; -10; 0	80,04	3,8	1,71	1,04	1,3	1,59	6,96	-	3,56		
17	13-5 МПа	-20; 0; 20	88,84	1,92	1,6	0,76	4,3	0,79	0,03	-	1,76		
18	13-5 МПа	-5; 5; 20	80,69	6,57	4,3	0,66	6,16	0,95	-	-	0,66		
19	10-4 МПа	-20; -10; 0	80,3	9,86	2,78	0,46	1,62	1,6	-	-	3,36		
20	11-4 МПа	-20; -5; 5	72,74	10,22	4,77	2,61	1,04	0,99	-	-	7,63		
21	12-4 МПа	-20; 0; 10	78,5	6,4	3,4	2,0	2,8	0,6	-	-	0,63		
22	12-4 МПа	-20; -5; 5	80,46	3,22	1,21	0,7	2,01	-	-	-	12,39		
23	11-4 МПа	-10; 0; 10	75,4	9,9	6,1	5,0	1,1	0,5	-	-	2,0		
24	13-6 МПа	0; 10; 20	72,81	6,02	2,75	1,19	7,04	3,78	5,84	-	0,58		
25	14-7 МПа	-10; 0; 10	82,1	4,66	2,36	0,81	6,82	0,08	-	-	3,14		
26	11-4 МПа	-20; 0; 10	80,1	8,23	4,21	2,1	2,81	-	-	-	2,55		
27	11-4 МПа	-20; 0; 10	82,8	5,38	2,54	1,29	4,08	0,09	-	-	3,81		
28	11-4 МПа	-20; -5; 5	85,67	6,84	2,31	0,36	2,02	0,4	-	-	2,4		
29	11-4 МПа	-20; -5; 5	87,97	5,27	1,55	0,56	2,69	0,35	-	-	1,61		
30	11-4 МПа	-20; -5; 5											

Переменные для расчетного исследования определяются в меню **Case Studies (Расчетное исследование)** закладки **All Items**.

Задаем расчетное исследование, нажав кнопку **Add**. В списке появится принятое по умолчанию имя первого расчетного исследования **Расчетное исследование 1 (Case Study1)**.

После этого вызываем **навигатор переменных**, нажав еще одну кнопку **Add**.

В навигаторе переменных выбираем, объект исследования и задаем необходимые для расчета переменные.



В нашем случае количество извлеченной из газа жидкой фазы (**Liquid Fraction**) зависит от **давления** и **температуры**. Добавляем (**Add**) соответствующие переменные к расчетному исследованию.

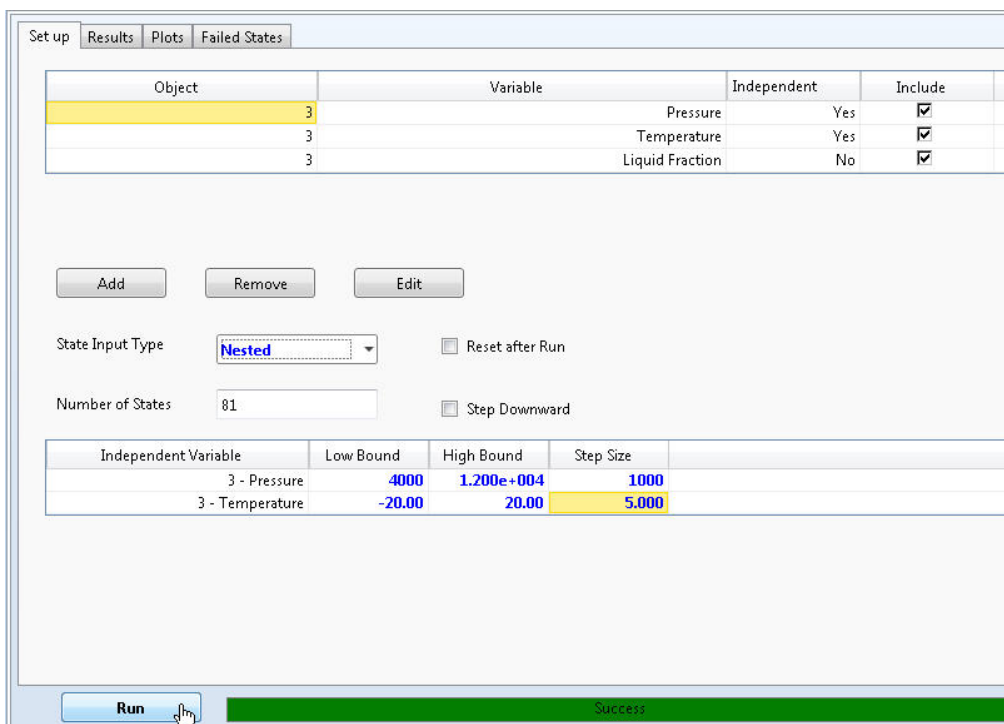
Object	Variable	Independent	Include
3	Pressure	Yes	<input checked="" type="checkbox"/>
3	Temperature	Yes	<input type="checkbox"/>
3	Liquid Fraction	No	<input checked="" type="checkbox"/>

Object	Variable	Independent	Include
3	Pressure	Yes	<input type="checkbox"/>
3	Temperature	Yes	<input checked="" type="checkbox"/>
3	Liquid Fraction	No	<input checked="" type="checkbox"/>

В группе **Set up** (настройки) выводятся все переменные со страницы переменных.

Пользователь должен выбрать переменные, которые будут выведены в таблицу результатов и на график. Для этого отметьте флажками в столбце **Include** (Включать) те переменные, которые участвуют в расчете. То есть поочередно можно проводить исследование влияния температуры, давления температуры и давления на выход жидкой фазы.



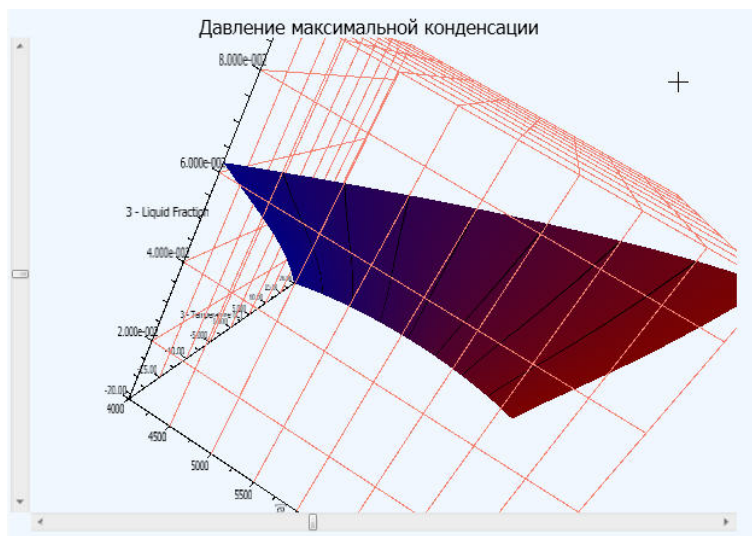
В окне имеется таблица в которой необходимо необходимо задать диапазон изменения и шаг независимой переменной. ХАЙСИС автоматически рассчитывает **Число точек** (Number of States), которые будут рассчитаны.

Чтобы начать расчет, нажмите кнопку **Пуск** (Run).

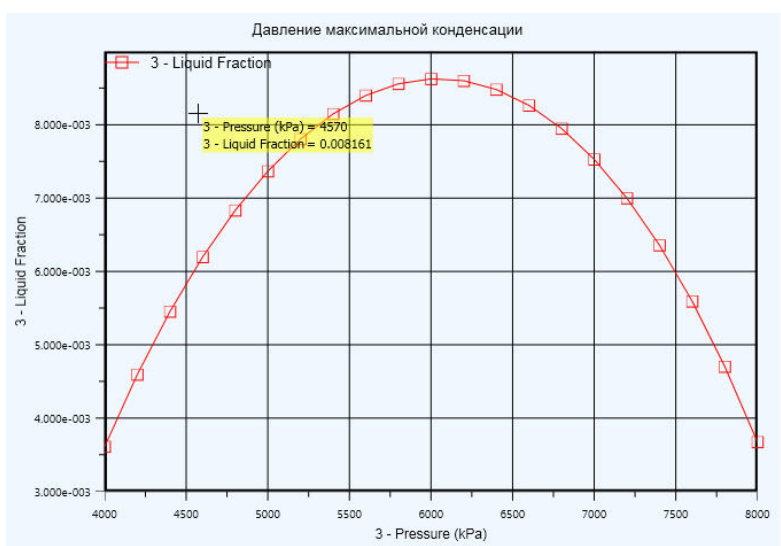
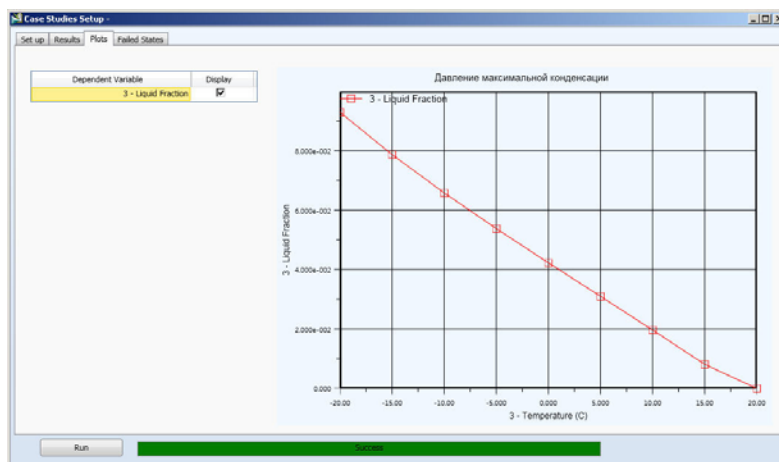
Нажмите кнопку **Результаты** (Results) или **График** (Plot).

На экране появятся результаты расчетного исследования в **табличном** или **графическом** виде.

Так как мы проводили исследование с двумя независимыми переменными, программа позволяет вывести результаты в виде графика в трехмерной системе координат.



Имейте в виду, что возможности системы ограничены тремя осями координат. Если имеется более двух независимых переменных (что не рекомендуется), то результаты будут выводиться только в таблицу.



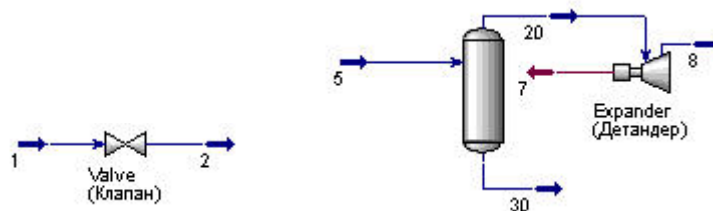
На графике видно, что давление 6 МПа при температуре 18 °С соответствует давлению максимальной конденсации.

## 2. Сравнить степень охлаждения продукции газоконденсатной скважины за счет дроссель-эффекта (при использовании клапана) и при расширении газа в детандере

Продолжаем работать в том же файле. Входящим потокам задаем состав материального потока такой же, что и в предыдущей задаче.

Условия:

- давление ( $P_1$  МПа) взять из таблицы по нижнему пределу указанного диапазона давлений;
- расход – 1000 моль/ч
- температуру ( $t_1$  °С) взять из таблицы по среднему значению указанного диапазона температур.

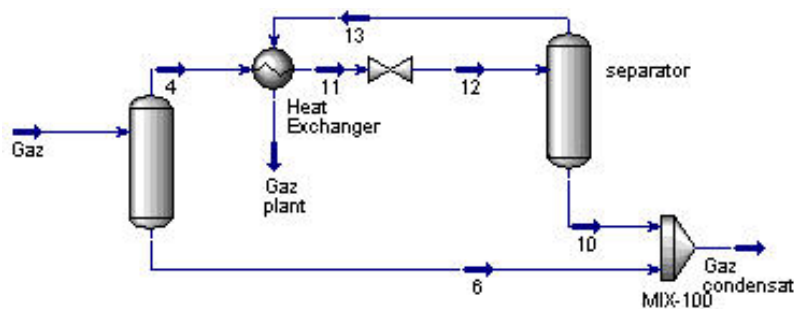


Выходящим потокам задаем давление  $P = 5$  МПа. Если входящий поток включает в себя и жидкую и паровую фазу, то перед тем как направить поток в детандер необходимо отделить жидкую и газовую фазы в сепараторе, а затем направить газовый поток на детандер.

**Результаты.** Сравнить **выходящие** потоки по температуре. Рассчитать температурный коэффициент:  $\frac{\Delta T}{\Delta P}$ . Сравнить два процесса. Сделать вывод, во сколько раз охлаждение в детандере эффективнее, чем охлаждение газа при дросселировании.

Оценить влияние начальной температуры на температурный коэффициент.

**3. Построить моделирующую схему процесса низкотемпературной сепарации природного газа.**



Входящему потоку **Gaz** задаем условия:

- давление ( $P_1$  МПа) взять из таблицы по верхнему пределу указанного диапазона давлений;
- расход – 1000 моль/ч;
- температуру ( $t_1$  °С) принять в диапазоне температур от 10 до 30 °С;
- давление в низкотемпературном сепараторе должно быть 4–6 МПа.

### **Задание теплообменника**

Добавить операцию в расчет можно следующим образом:

1. В меню **Схема** выполните команду **Добавить операцию** (F12). Откроется окно выбора операции.
2. Среди **Групп операций** выберите **Теплообменное оборудование**.
3. Из списка имеющихся операций выберите Heat Exchanger (Теплообменник).



4. Нажмите кнопку **Добавить**. Откроется специализированное окно операции.

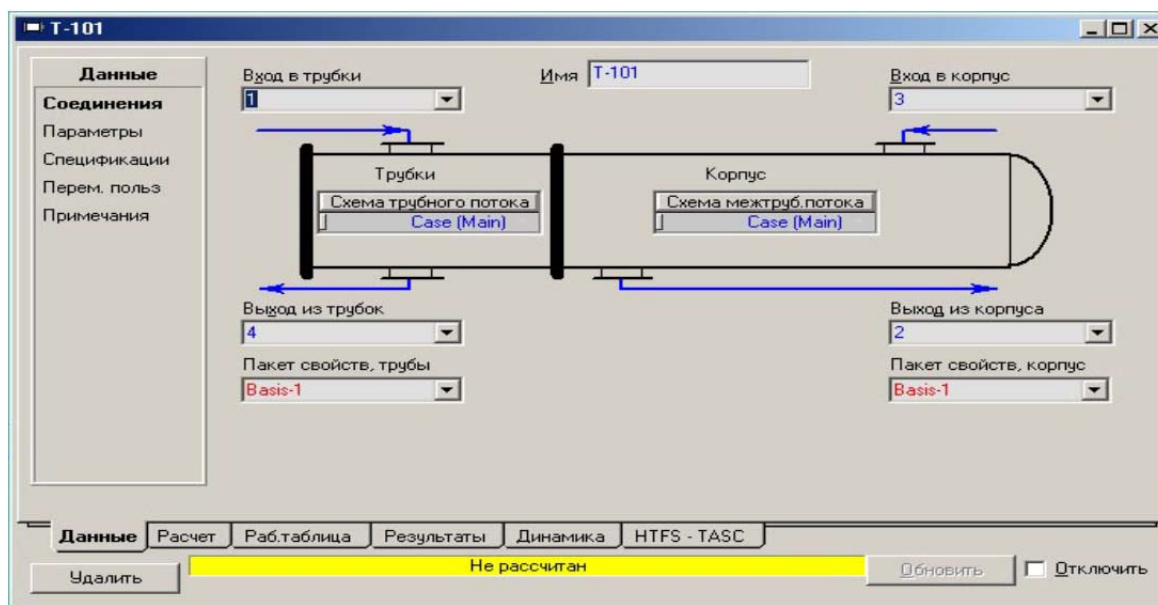
Или

1. В меню **Схема** выполните команду **Касса объектов (F4)**.

2. Дважды щелкните по иконке **Теплообменник**.



Откроется специализированное окно



### **Страница Соединения**

На этой странице задаются имена входных и выходных технологических потоков. В поле **Имя** можно изменить название аппарата, которое программа присваивает по умолчанию.

### **Страница Параметры**

На этой странице можно выбрать Модель расчета теплообменника и задать физические параметры. Страница **Параметры** выглядит по-разному в зависимости от выбранной модели расчета.

Используются следующие модели:

- Exchanger Design (End Point) – по конечным точкам.
- Exchanger Design (Weighted) – взвешенная.
- Steady State Rating – поверочный в стационарном режиме.
- Dynamic Rating – поверочный в динамическом режиме.
- HTFS-Engine.
- TASC Heat Exchanger (см. TASC Thermal Reference).

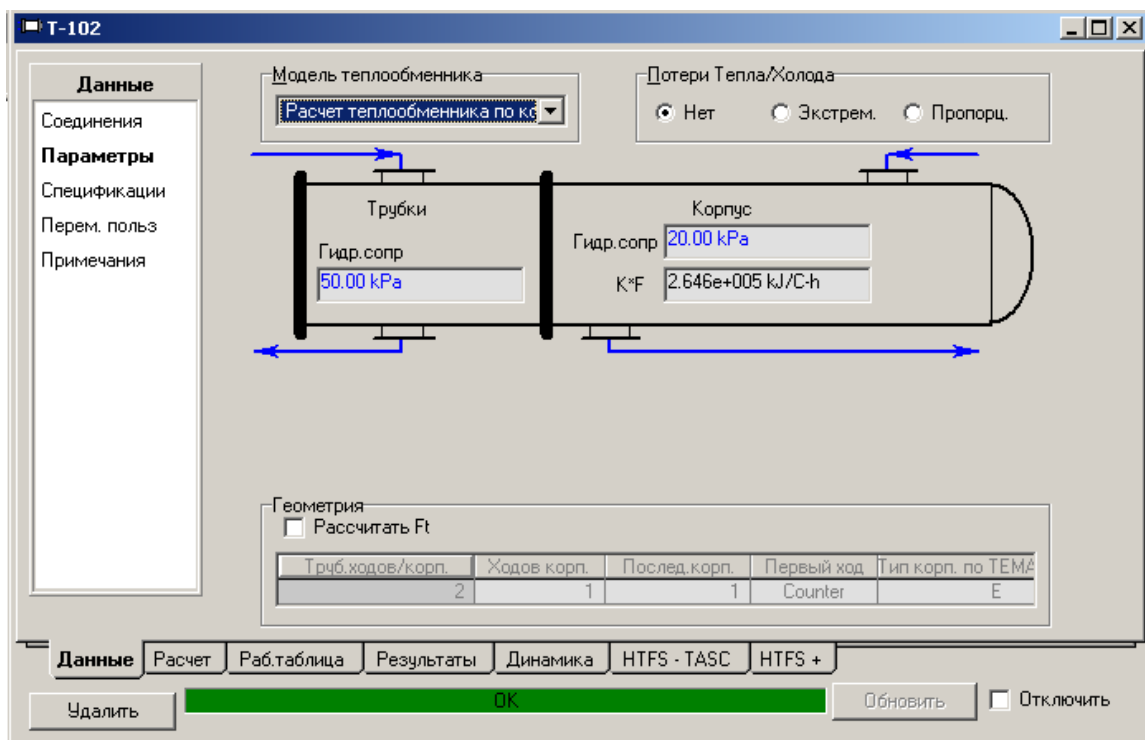
### Модель расчета по конечным точкам

Эта модель основана на уравнении (4), связывающем общий коэффициент теплопередачи, поверхность теплообменника и среднелогарифмический температурный напор.

Делается два предположения:

- Коэффициент теплопередачи постоянен.
- Теплоемкости потоков постоянны.

В этой модели тепловые кривые рассматриваются как линейные функции. Поэтому метод достаточно хорошо работает для простых задач, где не наблюдается фазовых переходов, и величина теплоемкости  $C_p$  остается относительно постоянной. В случае нелинейности тепловых кривых следует использовать взвешенную модель.



При выборе модели расчета по конечным точкам используются следующие параметры.

- В теплообменнике задаем гидравлическое сопротивление трубок 50 кПа, корпуса 50 кПа.
- Выходящему из теплообменника потоку 11 задаем температуру 5-минус 5 °С .
- Выходящий с низкотемпературного сепаратора холодный газовый поток, направляем в теплообменник в межтрубное пространство (для охлаждения трубок по которым идет сырье).

Параметр	Описание
Гидравлические сопротивления по корпусу и трубам	На этой странице задаются гидравлические сопротивления для труб и корпуса теплообменника. Если они здесь не заданы, ХАЙСИС рассчитает их из условий соединенных потоков
Ходов по корпусу	Пользователь имеет возможность рассчитать теплообменник как противоточный (идеальный вариант, поправочный коэффициент $F_t = 1$ ), или определить поправочный коэффициент $F_t$ на основе заданного числа корпусов (ходов по корпусу). В качестве этой величины можно задать целое число в интервале от 1 до 7. ХАЙСИС рассчитает поправочный коэффициент $F_t$ для заданной конфигурации аппарата. Значение ниже 0,8 обычно указывает на то, что аппарат работает не эффективно с точки зрения использования теплообменной поверхности. В этом случае нужно использовать большее число ходов или больший температурный напор
$K \cdot F (UA)$	Это произведение общего коэффициента теплопередачи на общую поверхность теплообмена. Количество переданного тепла пропорционально среднелогарифмической разности температур, а величина $K \cdot F$ является коэффициентом пропорциональности. Эта величина может быть либо задана пользователем, либо рассчитана программой ХАЙСИС
Геометрия аппарата	Геометрические параметры аппарата используются для расчета поправочного коэффициента $F_t$

Рекомендуемая форма предоставления отчета

1. Цель работы.
2. Исходные данные (вариант).
3. Моделирующие схемы.
4. Результаты:
  - Зависимости количества (доли) жидкой фазы в потоке от давления при постоянных температурах ( $t_1, t_2, t_3$ ).
  - Температурная зависимость давления максимальной конденсации в виде 3-х мерного графика и таблицы.

- Температурный коэффициент:  $\frac{\Delta T}{\Delta P}$  для дросселирования и детандирования.
- Оценка сравнительной эффективности охлаждения газа в процессах дросселирования и детандирования.
- Заключение о влиянии начальной температуры на температурный коэффициент при изоэнтальпийном и изоэнтропийном процессах.
- Оценка соответствия качества подготовленного газа требованиям СТО Газпром 089-2010.
- Оценка состава и свойств полученного конденсата (ДНП, плотность, вязкость, молекулярная масса).

### **Контрольные вопросы**

- Какая зависимость называется изотермой конденсации?
- Как зависит количество конденсата от давления?
- Как зависит количество конденсата от температуры?
- Как зависит давление максимальной конденсации от температуры?
- Способы охлаждения газа при осуществлении процесса низкотемпературной сепарации.
- Что такое «исчерпание» дроссель-эффекта?
- Требования СТО Газпром 089-2010 к качеству газа, подготовленного к магистральному транспорту.

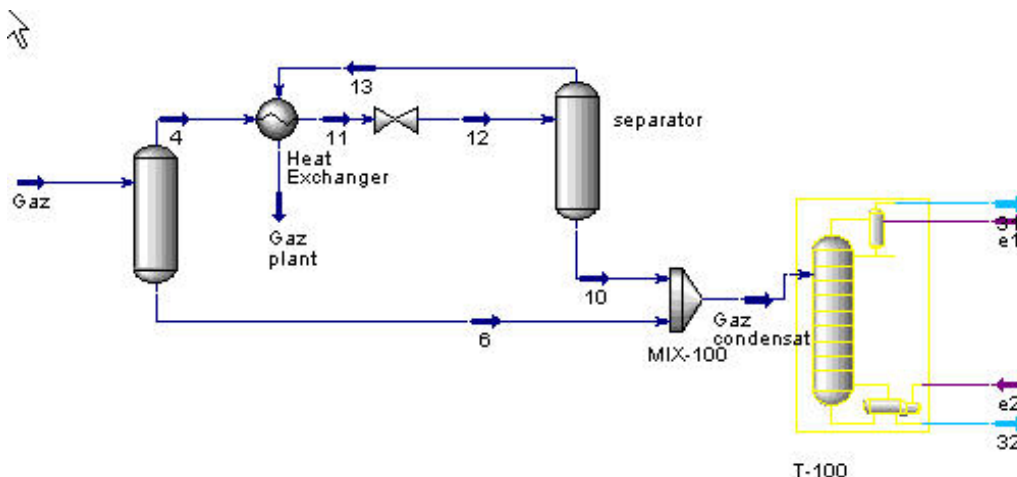
### **Моделирование технологической схемы стабилизации конденсата**

**Задача 6:** провести сравнительный анализ технологической эффективности способов стабилизации конденсата.

Этапы выполнения работы:


- Моделирование ректификационной колонны.
- Моделирование принципиальной технологической схемы стабилизации конденсата методом ректификации.
- Моделирование принципиальной технологической схемы дедетанизации конденсата.
- Сравнительный анализ технологий стабилизации конденсата: материальный баланс установок, качество товарных продуктов, потери легких углеводородов.

В рассматриваемом примере моделируем технологическую схему подготовки газа к транспортировке методом НТС. Стабилизация конденсата осуществляется в ректификационной колонне. Технологическая схема представлена ниже:



Сырьевые потоки природного газа после смешения попадают в **Первичный сепаратор**, который отделяет присутствующие в газовой смеси жидкие компоненты. После этого газ попадает в **Газовый теплообменник** где осуществляется его первичное охлаждение. Охлажденный газ после теплообменника поступает на дросселирующее устройство для глубокого охлаждения где осуществляется достаточно глубокое охлаждение для перевода в жидкую фазу тяжелых углеводородов, причем образуется газ, соответствующий технологическим требованиям для транспортировки потребителю. Охлажденный таким образом поток поступает в **Низкотемпературный сепаратор**. После сепаратора осушенный холодный газ подается в газовый теплообменник и затем в трубопровод, в то время как отделенный конденсат смешивается с жидкой фазой из первичного сепаратора. Полученная смесь разделяется в **Колонне депропанзации**, продуктом которой является жидкая фракция с лимитированным содержанием пропана.

### **Задание колонны депропанзации**

В программе ХАЙСИС содержится множество заранее подготовленных моделей различных ректификационных колонн, поэтому настроим имеющуюся модель в соответствии со своими потребностями. Для этого нужно задать входные и выходные потоки, количество тарелок и другие параметры спецификации, содержащиеся в модели колонны. Используем модель Ректификационной колонны, т. е. колонны, содержащей кипятильник и конденсатор .

Для того чтобы задать колонну:

- Дважды щелкните по кнопке **Distillation Columns (Ректификационная колонна)** в **Кассе объектов (Palette)** на закладке **Columns**, и на экране появится первая страничка Инспектора ввода полной колонны.

Поскольку задается модель колонны на основе имеющегося шаблона полной ректификационной колонны ХАЙСИС по умолчанию задает начальные значения для различных параметров модели.

В нашем примере для моделирования колонны депропанализации подойдет значения количества теоретических тарелок равное 10. При необходимости улучшить качество разделения можно увеличив число тарелок до 25.

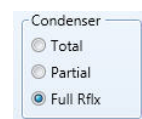
- Перейдите в поле Питание, дважды щелкнув мышью по ячейке, содержащей слово «Поток».

- Откройте выпадающий список в поле ввода сверху специализированного окна, щелкнув мышкой по соответствующей кнопке или нажав клавишу <F2>, а затем <↓>.

- Выберите в качестве питания для колонны депропанализации поток Питание колонны. ХАЙСИС по умолчанию задаст положение тарелки питания в середине главной секции (Main TS) колонны, в данном случае на тарелке с номером 12 (что можно определить по строчке «12\_Main TS») в колонке **Тарелка** для потока **Питание колонны**).

В этой колонне вся флегма будет возвращаться обратно в колонну, поэтому мы не будем задавать поток жидкости – нижний отбор конденсатора, а зададим только паровой продукт

- В групповой рамке **Конденсатор** щелкните мышью по селективной кнопке **Полн. реф.**, и выходной поток жидкости из нижнего отбора конденсатора исчезнет. Данная операция аналогична заданию флегмового числа равного единице.



- Введите названия выходных и энергетических потоков колонны депропанализации, как показано на рисунке внизу. После окончания задания имен всех потоков колонны станет активна кнопка **Next (Далее)** > это означает что вся необходимая информация на данной странице **Инспектора ввода полной колонны** уже задана, и можно переходить к следующей странице.

- Нажмите кнопку **Next (Далее)** >, чтобы перейти на следующую страницу – **Профиль давления**.

- Введите значения соответственно **Давление в конденсаторе** и **Давление в ребойлере (кипятильнике)**. Перепад давления в конденсаторе оставим нулевым.

- Нажмите кнопку **Далее** >, чтобы перейти на следующую страницу.

Задайте значения Оценок температуры в ребойлере и конденсаторе равными 100 °С и 5 °С соответственно.

**Distillation Column Input Expert**

Condenser Energy Stream: e1

Column Name: T-100

Inlet Streams:

Stream	Inlet Stage
Gaz condensat	12_Main TS
<< Stream >>	

# Stages: n = 25

Optional Side Draws:

Stream	Type	Draw Stage
<< Stream >>		

Reboiler Energy Stream: e2

Stage Numbering:  Top Down  Bottom Up

Condenser:  Total  Partial  Full Rfif

Ovhd Vapour Outlet: 31

Bottoms Liquid Outlet: 32

< Prev **Next >** Connections (page 1 of 5) Cancel

**Distillation Column Input Expert**

Condenser Pressure: 1300 kPa

Condenser Pressure Drop: 0.0000 kPa

Reboiler Pressure Drop: 0.0000 kPa

Reboiler Pressure: 1400 kPa

< Prev Next > Pressure Profile (page 3 of 5) Cancel

**Distillation Column Input Expert**

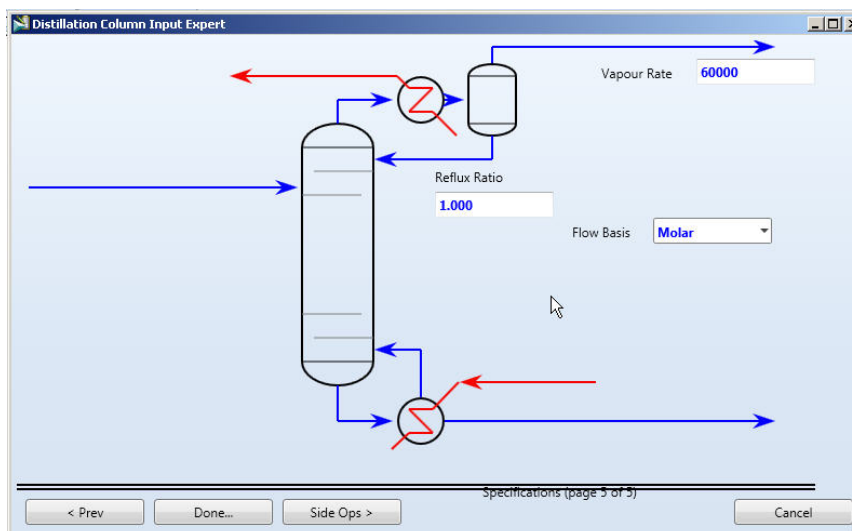
Optional Condenser Temperature Estimate: 5.000 C

Optional Top Stage Temperature Estimate:

Optional Reboiler Temperature Estimate: 100 C

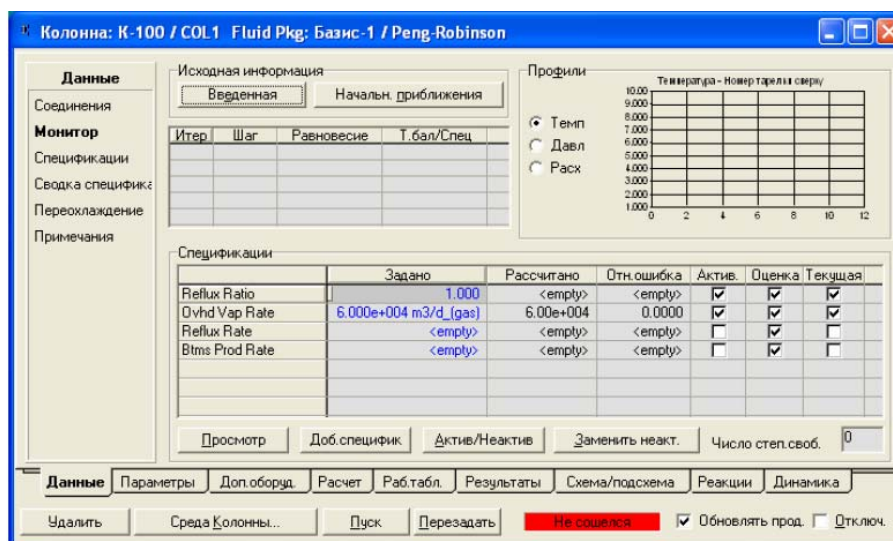
< Prev Next > Optional Estimates (page 4 of 5) Cancel

- Нажмите кнопку **Далее >**, чтобы перейти к последней странице Инспектора ввода полной колонны. Эта страница позволяет задать значения для различных спецификаций колонны, которые по умолчанию создаются программой.



**Ректификационная колонна** имеет по умолчанию три спецификации. Однако задавая полный возврат флегмы в колонну, мы использовали одну степень свободы. Из оставшихся двух спецификаций мы используем в качестве оценки значение **Расхода пара**, а активной спецификацией оставим **Флегмовое число**.

- Введите значение **Vapour Rate (Расхода пара)**, равное  $60\,000\text{ м}^3/\text{день}$  и значение **Флегмового числа (Reflux Ratio)**, равное **1,0**. Единицы расхода относятся к расходу пара.
- Щелкните мышью по кнопке **Done (Готово)**, и на экране появится специализированное окно для **Колонны депропанализации**.
- Перейдите на страницу **Monitor (Монитор)** закладки **Расчет**.





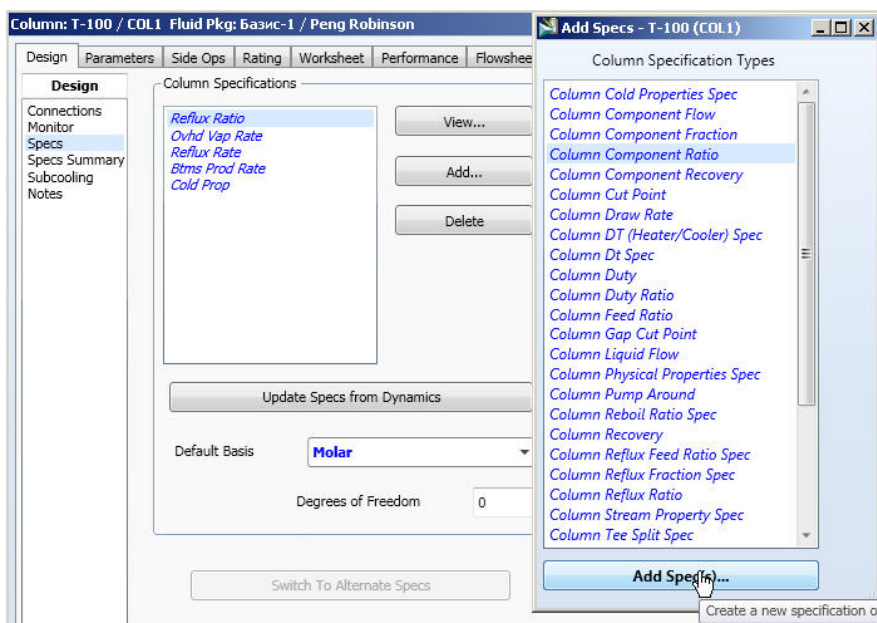
Основным достоинством Монитора, является то, что он отображает текущее состояние расчета колонны для каждой итерации ее расчета. Кроме того, с этой страницы можно изменять значения спецификаций для расчета колонны, включать или выключать их из расчета.

### Задание спецификаций для колонны

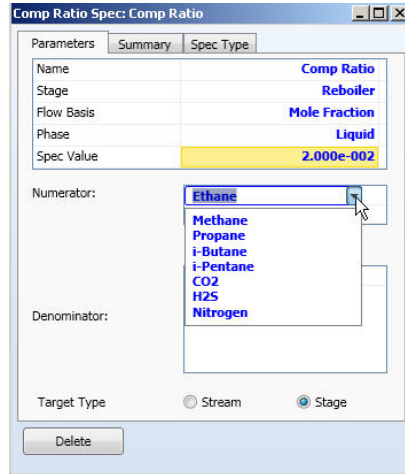
Обратите внимание, что текущее число степеней свободы **Degrees of freedom** равно нулю. Однако, данный момент активна спецификация для расхода пара (**Ovhd Vap Rate**), которую мы предполагаем использовать лишь как начальное приближение. Щелкните мышью по флажку **Актив.** в строке спецификации Ovhd Vap Rate для того, чтобы снять его. Количество степеней свободы увеличится до **1**, что означает необходимость задать хотя бы еще одну активную (т.е. участвующую в расчете) спецификацию. Для нашего примера зададим значение мольной доли пропана в нижнем отборе колонны, равное 2 %.

Для того чтобы добавить эту спецификацию:

- Перейдите на страницу **Specs (Спецификации)**, щелкнув по ее названию мышью. На данной странице приведен список всех активных и неактивных спецификаций, необходимых для расчета колонны.
- Щелкните мышью **Add (Добавить)** в групповой рамке Спецификации колонны. На экране будет показано окно **Add Specs (Добавить спецификацию)**.

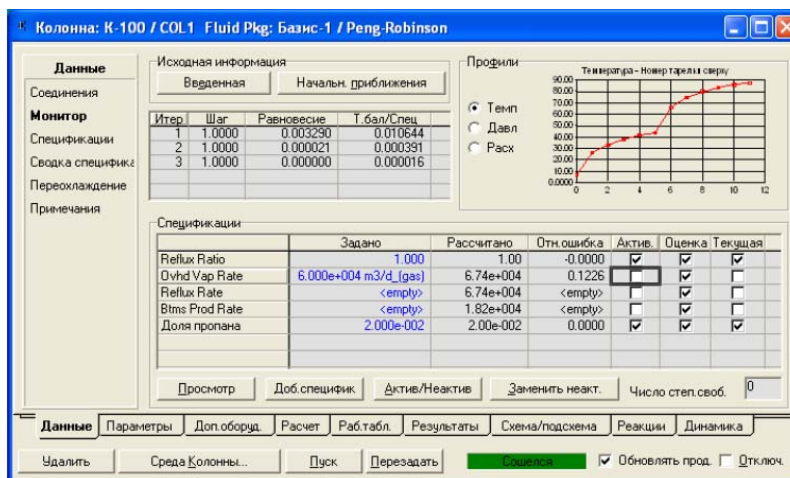


- Выберите из списка необходимый нам тип спецификации – **Доля компонента (Column Component Fraction)**.
- Щелкните пол кнопке **Add Specs** Добавить, и возникнет специализированное окно Доля компонента.



- Измените заданное по умолчанию название создаваемой спецификации на **Доля пропана**.
- Перейдите к ячейке **Тарелка**, и выберите из выпадающего списка доступных тарелок сверху окна пункт **Reboiler**.
- Перейдите к ячейке **Задано** и введите значение **0,02** для мольной доли в жидкости.
- Перейдите к первой ячейке в списке компонентов, обозначенной «**Компонент**», и выберите **Propane (Пропан)** из выпадающего списка сверху окна.
- Закройте это окно, чтобы вернуться в специализированное окно колонны.

Созданная нами спецификация будет добавлена в список **Спецификаций колонны**. Возвратитесь на страницу **Монитор**, и убедитесь, что спецификация **Доля пропана** присутствует в конце списка **Спецификаций**. Для большего удобства нажмите кнопку **Актив/ Неактив**, чтобы сгруппировать в начале списка все активные спецификации. Обратите внимание, что ХАЙСИС автоматически делает активной новую спецификацию, после того, как Вы ее создаете.



Значение степеней свободы опять равно нулю, так что колонна теперь готова к расчету. Для того, чтобы начать расчет колонны, щелкните мышью по кнопке **Пуск**, и информация на странице **Монитор** будет изменяться и дополняться в процессе расчета колонны.

В нашем случае расчет сошелся за три итерации.

Профили	Температура [C]	Давление [bar]	Net Liquid [m3/d (gas)]	Net Vapour [m3/d (gas)]	Питания [m3/d (gas)]	Отборы [m3/d (gas)]
Condenser	6.552	13.00	67352.0			67353
1_Main TS	26.06	13.00	68318.6	134705		
2_Main TS	33.38	13.11	66852.9	135672		
3_Main TS	38.12	13.22	65533.1	134206		
4_Main TS	41.60	13.33	64622.1	132886		
5_Main TS	44.17	13.44	137809	131975	85530	
6_Main TS	66.44	13.56	151865	119633		
7_Main TS	75.11	13.67	156339	133689		
8_Main TS	80.13	13.78	158537	138163		
9_Main TS	83.53	13.89	159895	140361		
10_Main TS	86.01	14.00	161015	141718		
Reboiler	87.56	14.00		142838		18177

Полная информация по тарелкам колонны, может быть получена на странице **Сводка** закладки **Монитор**.

### **Моделирование принципиальных технологических схем стабилизации конденсата**

Газовый конденсат подготавливают к транспортировке по следующим типовым технологиям:

- деэтанализация газового конденсата с получением газового конденсата состава  $C_{3+B}$  методом ступенчатой дегазации;
- дебутанизация газового конденсата с получением стабильного газового конденсата  $C_{5+B}$  методом ректификации.

Этот процесс может осуществляться непосредственно на УКПГ или на отдельной установке по стабилизации конденсата (УСК).

На установках подготовки конденсата к транспорту может предусматриваться получение ШФЛУ.

ШФЛУ представляет собой деэтанализованную газовую смесь легких парафиновых углеводородов ( $C_3-C_6$ ).

### **Моделирование принципиальной технологической схемы стабилизации конденсата методом деэтанализации**

Ступенчатая дегазация состоит в 2–3-ступенчатом сбросе давления, при котором происходит однократное испарение наиболее легких компонентов, отделяющихся от конденсата в виде газа (рис. 5.1). Нестабильный конденсат последовательно проходит через выветриватели с рабо-

чим давлением соответственно 1, 0,5 и 0,3МПа и температурой соответственно минус 3 °С, плюс 25 °С, плюс 31 °С и дегазируется. Далее деэтанализированный конденсат охлаждается в теплообменнике выветривателя I и поступает в буферные ёмкости, затем на насосы внешней перекачки.

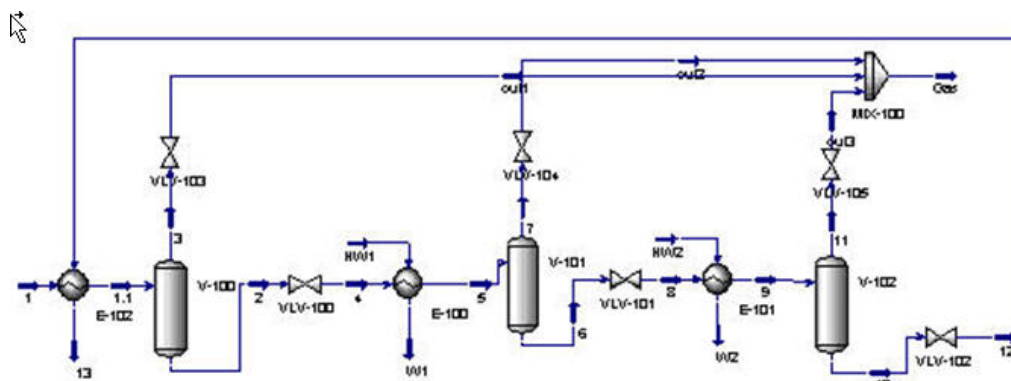


Рис. 5.1. Принципиальная моделирующая схема установки деэтанализации конденсата: 1 – нестабильный конденсат; 3, 7, 11 – газы выветривания; 2, 6, 10 – деэтанализированный конденсат с первой, второй и третьей ступени дегазации; 13 – деэтанализированный конденсат после охлаждения

Поскольку при однократном испарении не происходит четкого отделения легких углеводородов и газов и часть их остается в жидкой фазе, то схема ступенчатой дегазации не обеспечивает полного извлечения легколетучих углеводородов (до гексана), и поэтому они в последующем теряются (выветриваются) из конденсата в емкостях. Чтобы исключить потери ценных углеводородов и предотвратить загрязнение ими атмосферы, конденсат следует подготавливать методом ректификации.

### Моделирование принципиальной технологической схемы стабилизации конденсата методом ректификации

Стабилизационные установки газового конденсата методом ректификации включают две колонны – колонну деэтанализационную и стабилизационную (рис. 5.2).

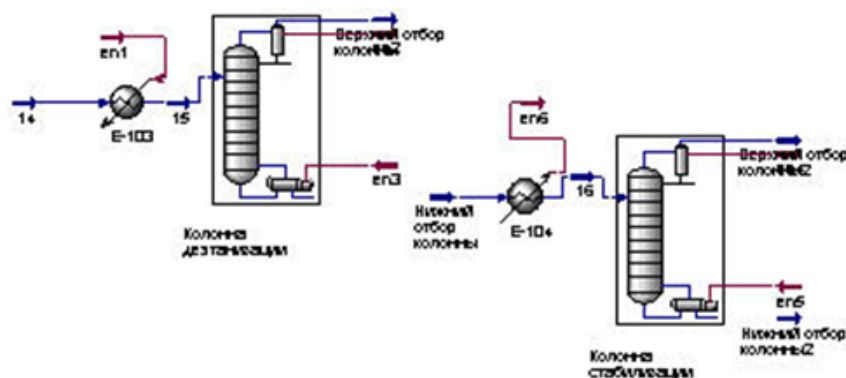


Рис. 5.2. Типовая схема стабилизации конденсата ректификацией

Поток нестабильного конденсата нагревается до температуры 70 °С и поступает на 12 тарелку в питательную секцию колонны деэтанализации. Технологический режим в колонне: давление 1,9–2,5 МПа; температура вверху 15–20 °С, внизу – 100 °С. Верхним продуктом деэтанализатора является фракция, состоящая в основном из метана и этана, нижним – деэтанализованный конденсат. Обычно газ сепарации из низкотемпературного сепаратора объединяют с верхним продуктом колонны деэтанализации и после дожатия направляют в магистральный газопровод. Деэтанализованный конденсат направляют в колонну стабилизации, работающей по схеме полной ректификационной колонны. С верха стабилизационной колонны отбирают пропан-бутановую фракцию (ПБФ) или широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), а из куба колонны отводят стабильный конденсат. Давление в стабилизационной колонне составляет 1,0–1,6 МПа; температура вверху 60–70 °С, внизу – 186–200 °С.

#### Исходные данные к задаче

Поток конденсата, поступающий на стабилизацию, по всем характеристикам соответствует нестабильному конденсату, полученному на установке низкотемпературной сепарации газа (предыдущая **задача 5**).

#### Рекомендуемая форма предоставления отчета

1. Цель работы.
2. Исходные данные.
3. Моделирующая схема.
4. Результаты.

Представить таблицы материального баланса для обеих установок стабилизации.

Сравнить количество, качество целевых продуктов и потери легких углеводородов. Результат представить в виде таблиц и графиков. Пример формы таблицы материального баланса представлен ниже.

Таблица 5.1

*Состав продуктов установки стабилизации конденсата методом .....*

Продукты	Выход, % мол.	CH <sub>4</sub> +N <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	C <sub>6</sub> +
Нестабильный конденсат							
Газ деэтанализации							
ШФЛУ							
Стабильный конденсат							

### ***Контрольные вопросы***

1. Как изменяется состав добываемого газа по мере падения пластового давления газоконденсатной залежи?
2. Состав стабильного конденсата?
3. Каким требованиям по качеству должен отвечать стабильный конденсат, подготовленный на промысле?
4. Какие технологии используются для стабилизации конденсата?
5. Какая технология стабилизации конденсата более эффективна?
6. По какому показателю качества можно судить об эффективности процесса стабилизации конденсата?

## 6. ОСУШКА ГАЗА МЕТОДОМ АБСОРБЦИИ

**Абсорбция** – процесс избирательного поглощения компонентов газовой смеси жидким поглотителем (абсорбентом). Процесс абсорбции происходит в том случае, когда парциальное давление извлекаемого компонента в газовой смеси выше, чем в жидком абсорбенте, вступающем в контакт с этим газом, т. е. для протекания абсорбции необходимо, чтобы газ и абсорбент не находились в состоянии равновесия. Различие в парциальном давлении извлекаемого компонента в газе и жидкости является той движущей силой, под действием которой происходит поглощение (абсорбция) данного компонента жидкой фазой из газовой фазы. Чем больше эта движущая сила, тем интенсивнее переходит этот компонент из газовой фазы в жидкую.

Различают два вида абсорбции: физическую, при которой извлечение компонентов из газа происходит благодаря их растворимости в абсорбентах и химическую (хемосорбцию), основанную на химическом взаимодействии извлекаемых компонентов с активной частью абсорбента. Скорость физической абсорбции определяется диффузионными процессами, скорость хемосорбции зависит от скорости диффузии и химической реакции.

Поглощение компонентов газовой смеси при абсорбции сопровождается выделением тепла, величина которого пропорциональна массе и теплоте растворения поглощенных компонентов.

Процесс абсорбции обратимый. После поглощения одного или нескольких компонентов газа из газовой смеси необходимо произвести регенерацию абсорбента, т. е. выделение из него поглощенных компонентов – десорбцию.

При выборе абсорбента учитывают состав разделяемого газа, давление и температуру процесса, производительность установки. Выбор абсорбента определяется также его селективностью, поглотительной способностью, коррозионной активностью, стоимостью, токсичностью и другими факторами.

В нефтяной и газовой промышленности процесс абсорбции применяется для разделения, осушки и очистки углеводородных газов. Из природных и попутных нефтяных газов путем абсорбции извлекают этан, пропан, бутан и компоненты бензина. Абсорбцию применяют для очистки природных газов от кислых компонентов – сероводорода, используемого для производства серы, диоксида углерода, серооксида углерода, сероуглерода, тиолов (меркаптанов) и т. п.; с помощью абсорбции также разделяют газы пиролиза и каталитического крекинга и осуществляют санитарную очистку газов от вредных примесей.

В качестве абсорбентов при разделении углеводородных газов используют бензиновые или керосиновые фракции, газовый конденсат, при осушке – диэтиленгликоль (ДЭГ) и триэтиленгликоль (ТЭГ). Для абсорбционной очистки газов от кислых компонентов применяют *N*-метил-2-пирролидон, гликоли, пропиленкарбонат, трибутилфосфат, метанол; в качестве химического поглотителя используются моно- и диэтаноламины.

В отличие от ректификации процесс абсорбции протекает в основном однонаправленно, т. е. абсорбент можно считать практически нелетучим.

**Абсорбция** (десорбция) – диффузионный процесс, в котором участвуют две фазы: газовая и жидкая. Движущей силой процесса абсорбции (десорбции) является разность парциальных давлений поглощаемого компонента в газовой и жидкой фазах, который стремится перейти в ту фазу, где его концентрация меньше, чем это требуется по условию равновесия.

Поскольку парциальное давление компонента пропорционально его концентрации, то движущая сила процесса абсорбции или десорбции ( $\Delta$ ) может быть выражена также через разность концентраций компонента в газовой  $\Delta y = y - y_p$  или жидкой фазе  $\Delta x = x_p - x$ .

Количество вещества  $M$ , поглощаемого в единицу времени при абсорбции или выделяемого при десорбции, прямо пропорционально поверхности контакта газовой и жидкой фаз  $F$ , движущей силе процесса и коэффициенту пропорциональности  $K$ , зависящему от гидродинамического режима процесса и физико-химических свойств системы.

Уравнение массопередачи при абсорбции можно записать в виде:

$$M = KF(p_g - p_p) = K_y F(y - y_p) = K_x F(x_p - x), \quad (6.1)$$

Коэффициент  $K$  называется **коэффициентом массопередачи** при абсорбции и характеризует массу вещества, переданную в единицу времени через единицу поверхности контакта фаз при движущей силе, равной единице.

Единица измерения величины  $K$  зависит от единиц измерения составляющих, входящих в уравнение (6.1). Так, например, если измерять массу поглощенного компонента в кг/ч, поверхность контакта фаз в м, а движущую силу процесса абсорбции в МПа, то из уравнения (6.1) получим единицу измерения  $K$  в кг/(м<sup>2</sup>·МПа·ч).

В промышленности процессы абсорбции и десорбции обычно осуществляются на одной установке, обеспечивающей непрерывную регенерацию и циркуляцию абсорбента по замкнутому контуру между абсорбером и десорбером (рис. 6.1).



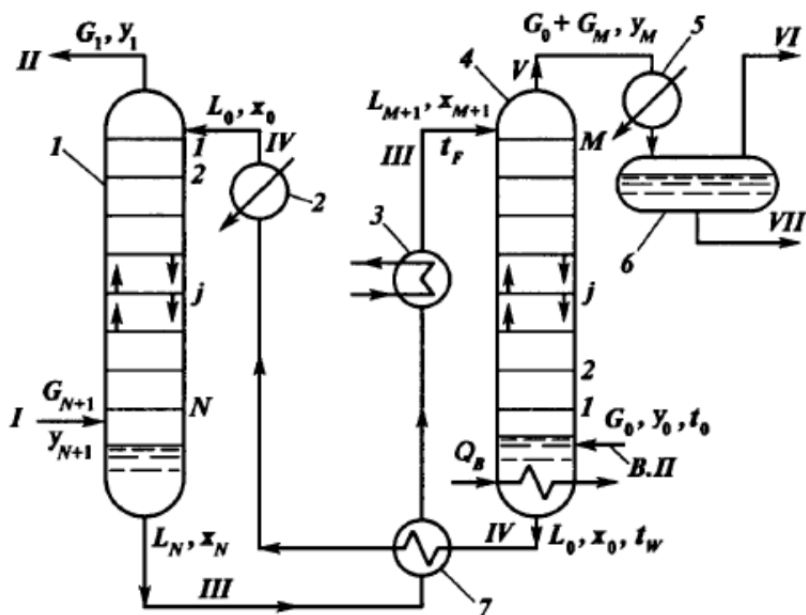


Рис. 6.1. Принципиальная схема абсорбционно-десорбционной установки: 1 – абсорбер; 2 – холодильник; 3 – подогреватель; 4 – десорбер; 5 – конденсатор; 6 – емкость; 7 – теплообменник. Поток: I – сырой газ; II – сухой (тощий) газ; III – насыщенный абсорбент; IV – регенерированный абсорбент; V – извлеченные компоненты; VI – несконденсированные газовые компоненты; VII – жидкий продукт

**Абсорбер** – это массообменная колонна, снабженная слоем насадки или оборудованная тарелками с круглыми и желобчатыми колпачками либо S-образными элементами, обеспечивающими постоянный уровень жидкости; на тарелке. Из-за небольших удельных расходов гликолей (10–100 л на 1000 м<sup>3</sup> газа) устанавливать решетчатые, ситчатые или другие, аналогичные конструкции нецелесообразно, так как возможны провалы жидкости и нарушение условий массообмена на тарелке.

**Десорбер** – это колонный массообменный аппарат насадочного или тарельчатого типа, в котором регенерируют гликоли. При диаметре колонны до 600 мм десорбер обычно засыпают насадкой, свыше 600 мм оборудуют колпачковыми тарелками. Жидкость вводят в середину колонны. Тепло в нижнюю часть колонны подводят выносным испарителем (рибойлером), где носитель нагревается керосином или водяным паром или используется система огневого подогрева гликолей. При этом на установках десорбер монтируют в одном блоке с нагревателем и загружают насадкой.

Поток газа  $G_{N+1}$  поступает в нижнюю часть абсорбера 1, а сверху подается поток свежего (регенерированного) абсорбента  $L_0$  (IV). Непоглощенные компоненты газа  $G_1$ , уходят с верха абсорбера, а из его низа выводится поток насыщенного абсорбента  $L_N$ , который поступает через теплообменник 7 и подогреватель 3 на регенерацию в десорбер 4. Рече-

нерация осуществляется либо за счет подвода тепла  $Q_v$  в нижнюю часть десорбера, либо за счет ввода водяного пара. Регенерированный абсорбент, охлажденный в теплообменнике 7 и холодильнике 2, возвращается в абсорбер. В случае работы десорбера с подводом тепла его можно рассматривать как отгонную ректификационную колонну.

Такую схему применяют, когда абсорбент обладает высокой избирательностью и необходимо из смеси извлечь один компонент или одну целевую фракцию (например, извлечение из газа кислых компонентов, осушка газов).

Установки осушки природного газа гликолями включают следующие основные аппараты: абсорбер, теплообменники, холодильники, выветриватели, десорбер, промежуточные емкости.

Газ со скважин проходит входной сепаратор 1, где от него отделяется жидкая водная фаза (конденсационная вода с примесью пластовой минерализованной воды и/или водный раствор ингибитора гидратообразования, если система промышленного сбора газа функционирует в гидратоопасном режиме), далее поступает в абсорбер 2, где осушается, контактируя с раствором концентрированного гликоля (рис. 6.2). Осушенный газ из абсорбера поступает в магистральный газопровод и подается потребителю. В схему входит система регенерации насыщенного гликоля 3, а также насосы, теплообменники и некоторое другое оборудование.

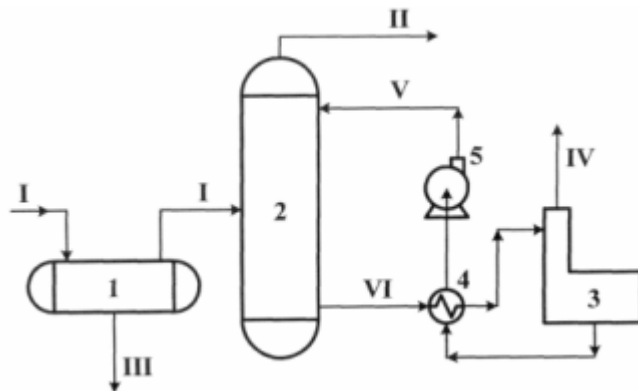


Рис. 6.2. Принципиальная схема установки гликолевой осушки газа:  
 I – сырой газ; II – сухой газ; III – вода; IV – пары воды; V – сухой гликоль;  
 VI – сырой гликоль; 1 – сепаратор; 2 – абсорбер; 3 – регенератор гликоля;  
 4 – теплообменник гликоль-гликоль; 5 – насос

В рассматриваемой технологии концентрация регенерированного ДЭГа составляет 98,5–99,3 мас. %, а насыщенного ДЭГа – на 2–2,5% меньше, кратность циркуляции 7–12 кг/1000 м<sup>3</sup> газа.

Наиболее распространенной схемой установок осушки природного газа является схема с использованием вертикальных тарелочных абсорберов. Такой абсорбер имеет 15–20 тарелок.

### **Основные факторы, влияющие на процессы абсорбции и десорбции**

Эксплуатационные показатели установок абсорбционной осушки газа зависят от первичных и вторичных факторов. Первичные факторы – **давление, температура, состав сырьевого газа** на входе в УКПГ и **концентрация осушителя** в регенерированном растворе. Эти факторы определяют **влажностное содержание газа** до и после абсорбера.

Вторичные факторы установок осушки газа – **степень насыщения абсорбента, эффективность работы** оборудования, наличие в газе загрязняющих **примесей** (пыли, механических примесей, минеральных солей и т. д.).

Согласно приведенным данным ведение процесса осушки при высоких давлениях, при прочих равных условиях, обеспечивает снижение затрат на обработку газа, так как уменьшаются затраты энергии на регенерацию насыщенного раствора и подачу раствора гликоля в абсорбер.

Со снижением давления процесса требуется более глубокая осушка газа с тем, чтобы фактическая точка росы газа соответствовала точке росы газа при заданном давлении (давлении газа на входе в МГ).

При выборе температуры контакта и концентрации раствора необходимо учесть, что за счет поглощения воды и метанола из газовой фазы происходит снижение вязкости раствора. Необходимо иметь в виду, что:

- чем выше температура газа, тем больше расход осушителя;
- при этом из-за большого количества влаги, извлеченной из газа в абсорбере, резко увеличивается расход энергии в блоке регенерации.

Поэтому при повышении температуры газа на входе в абсорбер выше 40 °С рекомендуется газ охлаждать. Это особенно важно, когда осушку газа ведут при низких давлениях.

В отличие от давления зависимость между температурой газа и его влажностным содержанием прямая: чем ниже температура, тем меньше **равновесная влагоемкость** газа. По этой причине влияние температуры на показатели установок осушки газа противоположно влиянию давления: чем ниже температура процесса, тем ниже расчетная концентрация гликоля, используемого для получения заданной точки росы газа

Со снижением температуры уменьшаются и потери гликоля с осушенным газом.

Снижение температуры контакта приводит также к уменьшению затрат тепла на работу блока регенерации, так как уменьшается количество воды, извлекаемой из газа. В целом влияние снижения температуры контакта близко к влиянию повышения давления на показатели установки осушки газа и объем циркулирующего в системе осушителя.



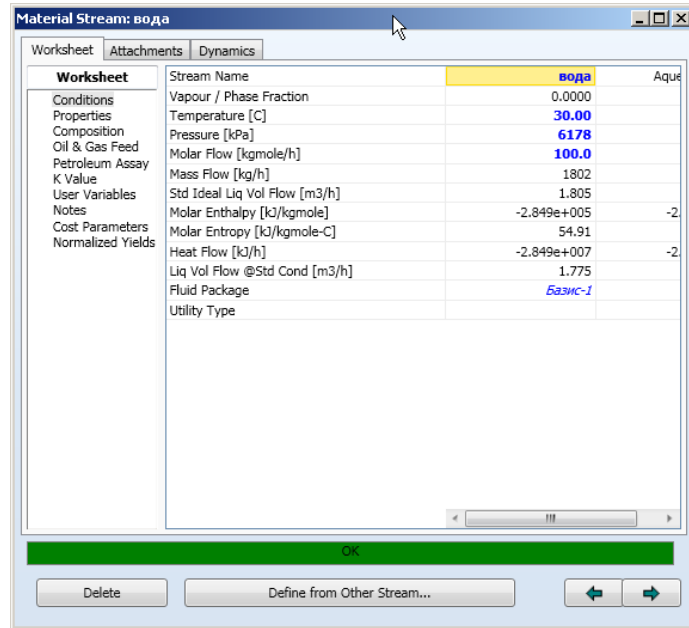


Рис. 6.5

- Установите абсорбер: 14 теоретических тарелок, КПД тарелок со 2 по 13 принять равным 0,5. Для первой и последней тарелки КПД принять равным 1.

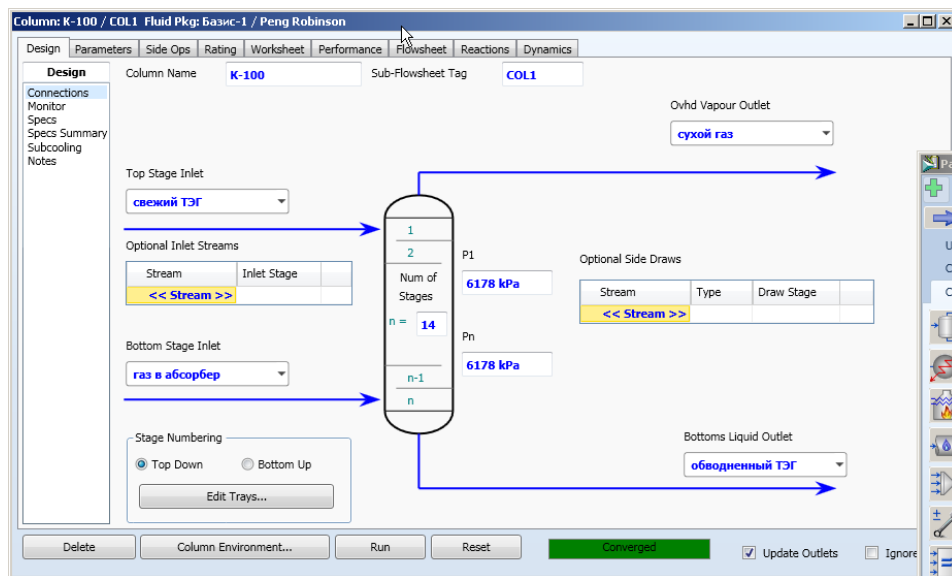


Рис. 6.6

- Проведите расчет колонны для чего нажмите кнопку **Пуск (Run)**.
- На выходе обводненного ТЭГ из колонны установите дроссель.
- Далее установите теплообменник. Выходящему из теплообменника потоку задайте температуру 105 °C и давление 1,1 кг/см<sup>2</sup>.
- Смоделируете десорбер. Десорбер моделируется как ректификационная колонна с одной теоретической тарелкой.

- Спецификации десорбера: температура (температура конденсатора, 102 °С); температура (температура ребойлера, 205 °С); флегмовое число (конденсатор, мольные, 3,0); отбор: газ из регенератора, мольн., 0,6 кмоль/ час.
- Спецификации по температуре конденсатора и ребойлера назначьте активными, а 2 оставшиеся используйте в качестве оценок.

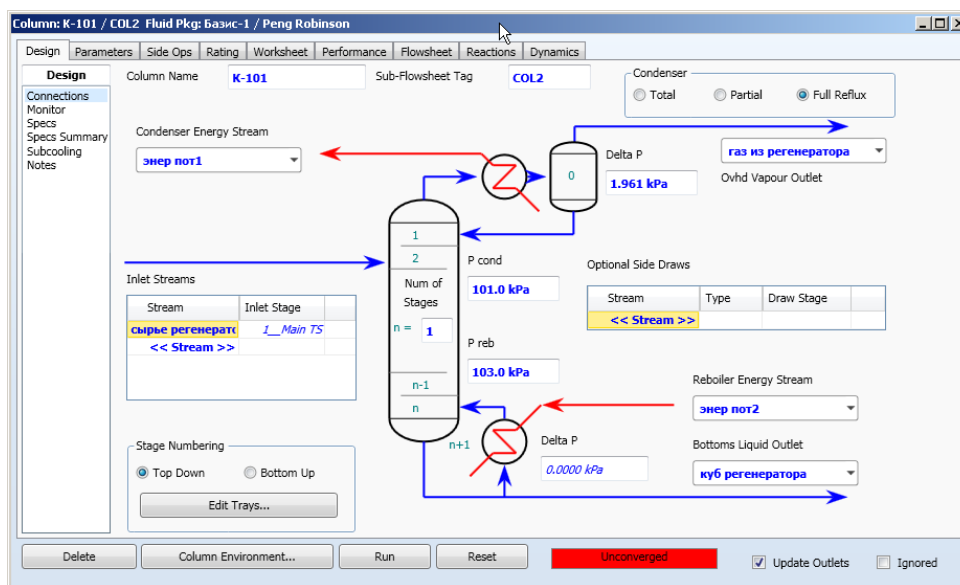


Рис. 6.7

- На закладке Параметры (Parameters), страница **Дополнительные (Solver)** измените метод расчета на **Modified HYSIM Inside-Out**. Нажмите кнопку **Пуск** для запуска колонны на счет.

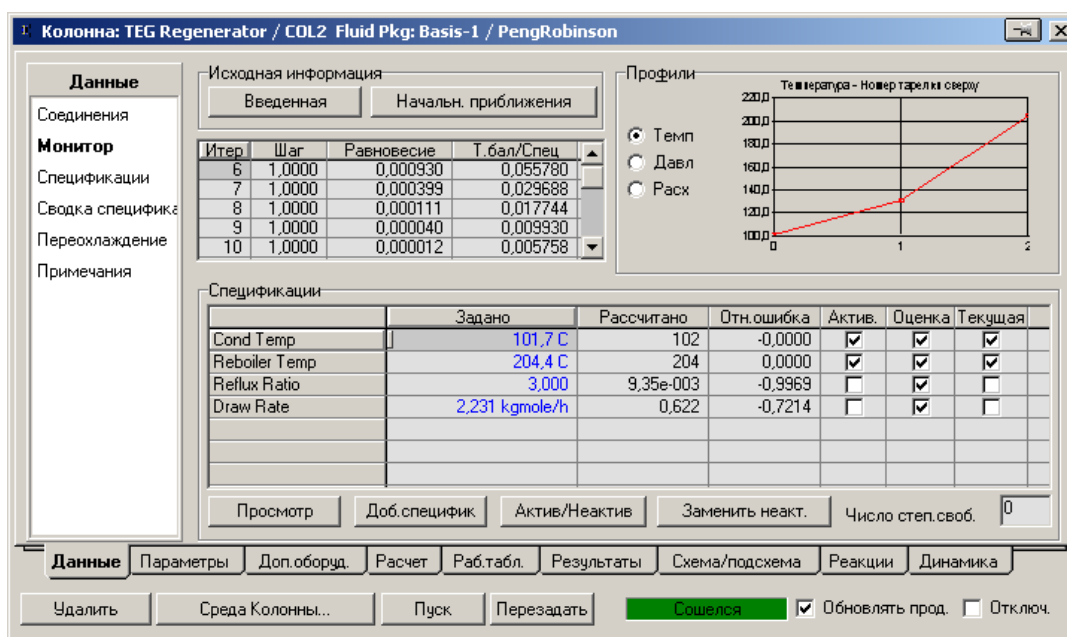


Рис. 6.8

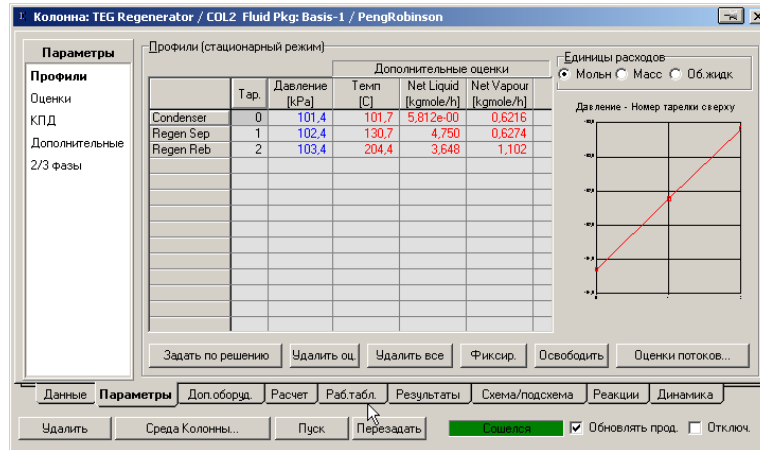


Рис. 6.9

- Небольшие количества ТЭГ теряются в схеме, поэтому необходимо предусмотреть подпитку ТЭГ. Организуйте поток **Подпитка ТЭГ**, затем установите смеситель.

- Задайте объемный расход потока **ТЭГ на насос**  $0,45 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

- Давление на выходе из насоса  $67,7 \text{ кг}/\text{см}^2$ , поток **ТЭГ после насоса**.

- Установите теплообменник (Т 101) в котором ТЭГ охлаждается до  $50 \text{ }^\circ\text{C}$ .

- Чтобы завершить моделирование схемы, добавьте операцию **Рецикл**.

- Убедитесь, что поток **ТЭГ на рецикл** рассчитан.

- Рассчитанные значения из этого потока будут переданы в поток **Свежий ТЭГ**.

- Поскольку концентрация ТЭГ в этих потоках высокая, нужно увеличить точность расчета рецикла, особенно по составу. Измените точность расчета рецикла как показано ниже. Для этого перейдите на страницу **Точность** закладки **Параметры** специализированного окна рецикла.

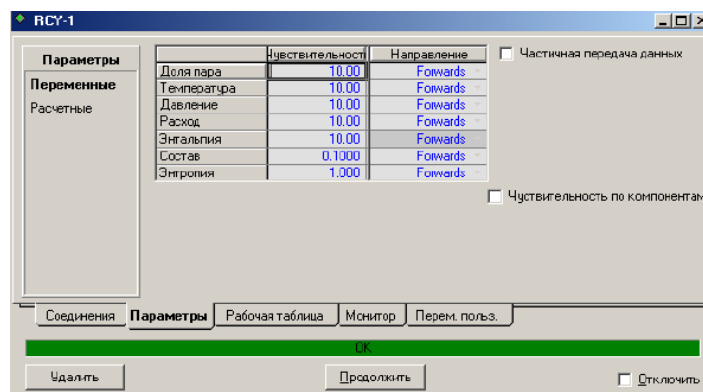


Рис. 6.10

- Определите точку росы осушенного газа.

## Исходные данные к задаче 7

№ варианта	Состав газа, % мольн.									
	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
1	96,69	1,20	1,10	0,54	0,21	0,10	0,053	0,106	0	0
2	94,34	2,02	1,95	0,88	0,34	0,17	0,08	0	0,20	0,02
3	92,10	2,83	2,70	1,23	0,48	0,24	0,12	0,24	0,012	0,048
4	89,40	4,66	1,55	0,99	0,46	0,01	0,07	0,378	0,155	2,327
5	85,63	6,00	2,20	1,30	0,66	0,022	0,14	0,55	3,30	0,20
6	82,54	7,69	2,56	1,51	0,77	0,10	0,12	0,62	0,25	3,84
7	86,20	12,83	0,08	0,04	0,02	0,59	0,10	0,02	0,01	0,11
8	73,68	24,50	0,263	0,038	0,919	0,50	0,085	0,015	0	0

Рекомендуемая форма предоставления отчета

1. Цель работы.
2. Исходные данные.
3. Моделирующая схема (рис. 6.3).
4. Результаты:
  - Представьте графически зависимость влияния температуры контакта на точку росы газа по воде.
  - Представьте графически зависимость влияния давления в абсорбере на влажность выходящего газа.
  - анализ влияния давления и температуры сырого газа на точку росы подготовленного газа при разных расходах абсорбента при помощи процедуры **Расчетное исследование**.
  - Установите оптимальный технологический режим работы абсорбера при минимальной расходе абсорбента с помощью процедуры **Подбор**.
  - Укажите достигнутую точку росы газа по воде и по углеводородам.
  - Приведите зависимости изменения давления, температуры и расходов фаз по тарелкам абсорбера (рис. 6.8).

Выводы: параметры оптимального технологического режима абсорбера и десорбера, обеспечивающие требования стандарта к качеству газа и минимальный расход абсорбента.

### Контрольные вопросы

1. Физико-химическая сущность процесса абсорбции вещества.
2. Что является движущей силой процесса абсорбции?
3. Какие процессы подготовки природного газа основаны на абсорбционной технологии?
4. Какая технология подготовки газа на газовых месторождениях в настоящее время является основной (типовой)?



5. Как влияет температура газа на его равновесную влагоемкость?
6. Как влияет давление газа на его равновесную влагоемкость?
7. Какой реагент-осушитель является наиболее эффективным?
8. Какой процесс происходит в абсорбере?
9. Какой процесс происходит в десорбере?
10. Назначение операции «рецикл».

Учебное издание

# ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ И АППАРАТОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В СРЕДЕ МОДЕЛИРУЮЩЕЙ ПРОГРАММЫ HYSYS

Методические указания к выполнению практических работ  
по курсу «Технологические основы обустройства нефтегазовых месторождений»  
для студентов второго курса магистратуры, обучающихся по направлению  
21.04.01 «Нефтегазовое дело», профиль подготовки «Управление разработкой  
и эксплуатацией нефтяных и газовых месторождений»

*Авторы-составители*

ШИШМИНА Людмила Всеволодовна  
НОСОВА Оксана Владимировна

**Издано в авторской редакции**


Компьютерная верстка *Д.В. Сотникова*

Подписано к печати 30.10.2015. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».  
Печать XEROX. Усл. печ. л. 5,23. Уч.-изд. л. 4,73.  
Заказ 486-15. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет  
Система менеджмента качества  
Издательства Томского политехнического университета  
Сертифицирована в соответствии с требованиями ISO 9001:2008



**ИЗДАТЕЛЬСТВО**  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30  
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, [www.tpu.ru](http://www.tpu.ru)