

Особенности расчетов материально-тепловых балансов процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа в среде HYSYS

С.В. Чернышев,
И.З. Фахретдинов,
М.Ю. Тарасов, К.Т.Н.,
С.С. Иванов, К.Т.Н.
(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,
Группа ГМС)

Адрес для связи: ivanov@gtngr.ru

Ключевые слова: математическое моделирование, процессы сбора, подготовки и транспорта нефти и газа, программный комплекс HYSYS.

Программный комплекс (ПК) Aspen HYSYS используется в ОАО «Гипротюменнефтегаз» для моделирования систем промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти и газа, расчета тепло- и массообменных процессов в аппаратах и трубопроводах как в целом, так и в отдельных частях данных систем.

HYSYS включает набор следующий основных блоков или систем, обеспечивающих решение задачи математического моделирования химико-технологических процессов:

- термодинамические данные о химических веществах;
- различные методы расчета термодинамических свойств (фазового равновесия, плотности, энтальпии и других свойств газов, жидкостей и твердых веществ);
- модели оборудования для расчета отдельных элементов технологических схем – процессов;
- инструменты для формирования технологических схем из отдельных элементов;
- инструменты для расчета технологических схем (балансы, подборы, рециклы и др.).

Библиотека ПК HYSYS дает возможность пользователю создавать гипотетические компоненты для описания углеводородного сырья, например нефти и углеводородного конденсата.

Одной из первоочередных задач расчета тепло- и массообменных процессов является выбор алгоритма, определение достаточности исходных данных для точного расчета, а также степени соответствия результатов расчетов данным лабораторных исследований или промышленным данным.

Для моделирования процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа в программе HYSYS используется уравнение состояния Пенга – Робинсона или его расширенная модификация (для расчета фазовых равновесий), а также следующее оборудование:

- сепараторы двух- и трехфазные;
- ректификационные колонны;

Features of calculations of heat and material balances of the collection, treatment and transportation of oil and gas in the environment of HYSYS

S.V. Chernyshov, I.Z. Fakhretdinov, M.Yu. Tarasov, S.S. Ivanov
(Giprotiumenneftegas OAO, HMS Group, RF, Tyumen)

E-mail: ivanov@gtngr.ru

Key words: mathematical modeling, the process of collection, treatment and transportation of oil and gas, HYSYS.

This article describes the experience of Giprotiumenneftegas in HYSYS mathematical modeling of the collection, treatment and transportation of oil and gas, as well as the further development of simulation. It describes the problems encountered in modeling of the composition of the raw material input to the preparation of oil facilities - the definition of gas oil factor used in the calculation of material balances oil separation plants. The authors suggest possible solutions for these problems and select the most appropriate.

– теплообменные аппараты различных типов (нагреватели (печи), холодильники, аппараты воздушного охлаждения);

– насосы и компрессоры;

– трубопроводы, гидравлические сопротивления двухфазных потоков в которых рассчитаны с использованием совершенных методов.

Типовыми объектами в области сбора и транспорта нефти и газа, рассчитываемыми в ПК HYSYS, являются:

- 1) нефтегазосборные трубопроводы (двухфазный транспорт);
- 2) газосборные трубопроводы газоконденсатных месторождений (двухфазный транспорт);
- 3) газопроводы сырого газа (двухфазный транспорт);
- 4) газопроводы сухого газа;
- 5) напорные трубопроводы транспорта нефти, конденсата и сжиженных газов.

С помощью ПК HYSYS на стадии проектирования выполняются гидравлические расчеты сети разветвленных трубопроводов с учетом рельефа прокладки, транспорта нескольких фаз, с подбором мест отделения жидкости при транспорте сырого газа, а также определяется оптимальный диаметр трубопроводов в различном диапазоне расходов и давлений. Расчетные перепады давления рельефных трубопроводов, по которым транспортируется несколько фаз, вполне соотносятся с реальными значениями. На рис. 1. приведен пример расчета и удержания жидкости в газопроводе.

В области подготовки нефти и газа в ПК HYSYS рассчитываются следующие типовые объекты:

- 1) дожимные насосные станции, установки предварительного сброса воды;
- 2) центральные пункты сбора нефти (в том числе с колоннами отдувки сероводорода);
- 3) установки комплексной подготовки газа, стабилизации конденсата;
- 4) станции компрессорные и охлаждения газа;

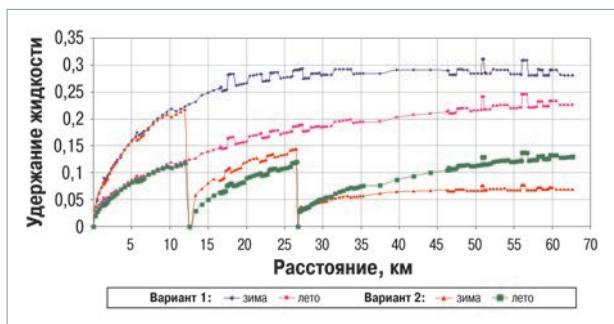


Рис. 1. Пример расчета удержания жидкости в газопроводе с использованием ПК HYSYS

5) установки подготовки и переработки нефтяного газа.

С помощью ПК HYSYS выполняются расчеты фазовых переходов систем газ – нефть – вода, газ – конденсат – вода для определения материально-тепловых балансов (МТБ) и выбора оборудования и трубопроводов при проектировании новых объектов промышленной подготовки, оптимизации режимов работы при проектировании реконструкции действующих установок.

Расчеты МТБ проектных систем подготовки нефти и газа проводятся с учетом изменения расхода и состава поступающих на объекты газодонефтяных смесей. В качестве исходных данных, как правило, используются проектная динамика добычи нефти, газа и воды (в ряде случаев конденсата) и составы пластовых смесей, представленных в проектных технологических документах на разработку месторождений.

Для газовых и газоконденсатных месторождений в проектных технологических документах одновременно с динамикой добычи газоконденсатных смесей в обязательном порядке рассчитывается и приводится динамика состава этих смесей, давления и температуры. В этом случае при расчетах МТБ различных вариантов установок комплексной подготовки газа (УКПГ) с целью выбора наиболее рационального используются заданные входные составы без корректировки по заданным объемам продукции (подготовленного газа и газоконденсата), при этом расчет УКПГ выполняется на весь период разработки месторождения.

В вычислениях для газоконденсатных флюидов проводится полная адаптация модели:

- подстройка критических параметров узких конденсатных фракций к фазовым диаграммам;
- настройка выноса капельной (диспергированной) жидкости из сепаратора потоком газа;
- корректировка теплопотерь.

Для нефтяных и нефтегазовых месторождений в качестве исходных данных для расчета МТБ объектов подготовки нефти, как правило, используется утвержденная проектными технологическими документами динамика добычи нефти, газа и воды. Проектные объемы добываемых нефти и газа в этих документах являются суммой объемов добычи по отдельным эксплуатационным объектам разработки, пластовые смеси которых различаются по составу и свойствам. Поэтому для расчета МТБ объектов подготовки необходимо моделировать суммарный состав поступающего в систему сбора пластового флюида с учетом прогнозируемого изменения соотношения добычи по пластам. Для разработки об-

основанных проектных решений объекта подготовки проводятся расчеты процесса на годы максимальной добычи жидкости, нефти, растворенного газа и воды, и по результатам этих расчетов определяется потребность в оборудовании.

Одной из трудностей при моделировании состава сырья, поступающего на объекты подготовки нефти, является определение газового фактора нефти, используемого в расчетах материальных балансов установок сепарации нефти. В соответствии с РД 39-0147035-225-88 газовые факторы и количества извлеченного газа при разработке нефтяных залежей следует рассчитывать на основе данных ступенчатой сепарации нефти. При этом число ступеней сепарации, температура и давление на ступенях должны соответствовать реальным условиям промышленной сепарации на будущих промыслах с добавлением последней ступени, когда конечные давление и температура разгазирования равны стандартным (давление 0,101325 МПа, температура 20 °С). Согласно ОСТ 153-39.2-08–2003, определяющему требования к объемам исследований пластовых флюидов и сепарированных нефтей и форме представления результатов, число ступеней и соответствующие им давление и температура при ступенчатой сепарации должны отвечать схеме сепарации нефти на данном нефтегазодобывающем предприятии или схеме, предполагаемой к осуществлению в будущем.

В промышленной практике и для расчетов систем сбора и подготовки нефти при проектировании разработки и обустройства месторождений рекомендуется использовать три ступени сепарации. Давление на первой ступени составляет 0,6–1 МПа; на второй – 0,25–0,3 МПа; третьей – 0,105 МПа; температуру флюидов на всех ступенях сепарации рассчитывают в соответствии с проектом обустройства. Поскольку ступенчатая сепарация является частным случаем дифференциального разгазирования, когда число ступеней, их давление и температура соответствуют существующей системе сепарации нефти на промысле или специально задаются (ОСТ-153-39.2-08–2003), под газовым фактором при дифференциальной сепарации при рабочих условиях, соответствующих реальному или специально заданному числу ступеней сепарации, следует понимать газовый фактор ступенчатой сепарации.

Как правило, суммарный газовый фактор, принимаемый в техническом задании на проектирование обустройства месторождения, соответствует утвержденному в проекте его разработки. Однако на практике в связи с тем, что проектирование обустройства ведется после и на основании проектов разработки, предполагаемые температуры флюидов (принятые при расчете газовых факторов в проектах разработки месторождений) на ступенях сепарации могут не совпадать с принятыми при проектировании обустройства. Тогда значения газовых факторов по ступеням сепарации и соответственно суммарные газовые факторы, рассчитанные на основании состава пластовой нефти, будут отличаться от утвержденных в задании на проектирование.

В этом случае возможны следующие решения:

- корректировка состава пластовых нефтей с целью обеспечения соответствия заданных суммарных газовых факторов расчетным;

– переутверждение заданных значений суммарных газовых факторов для приведения их в соответствие с расчетными в проекте обустройства;

– оценка возможного изменения газовых факторов при изменении условий сепарации (в зависимости от рекомендуемых при проектировании давления и температуры на ступенях сепарации) и обоснование допустимого отклонения расчетных значений от заданных.

Корректировка состава пластовых нефтей является пересмотром экспериментальных данных, полученных при анализе глубинных проб, и в какой-то мере может быть обоснована, если полученные в результате корректировки составы пластовых нефтей попадают в пределы области усредняемых значений по нескольким анализам. В этом случае формально выполненное требование соответствия расчетных газовых факторов проектным может привести к занижению проектируемых расходов газа по сравнению с наблюдаемыми при эксплуатации.

Переутверждение заданных проектом разработки газовых факторов из-за несоответствия режимов ступенчатой сепарации, принятых при анализе глубинных проб, проектным формально является правильным решением. Однако на практике это может привести к бесконечным переутверждениям вследствие возможных последующих изменений режимов сепарации как при проектировании, так и при эксплуатации технологических объектов.

Наиболее приемлемыми, по мнению авторов, являются обоснование и оценка максимально возможного отклонения значения газового фактора от заданного в пределах прогнозируемых изменений технологических режимов сепарации, согласование этой величины при разработке и утверждении принципиальной технологической схемы проектируемого объекта.

Установлено, что при увеличении температуры сепарации от 20 °С (принятой по результатам дифференциального разгазирования) до 40 °С (возможно и выше, в зависимости от эмульсионных свойств нефти и обеспечения давления насыщенных паров нефти не более 500 мм.рт.ст.) газовый фактор может изменяться в диапазоне 100–112,8 %. При изменении давления первой ступени сепарации от 0,5 до 1 МПа газовый фактор может изменяться в диапазоне 105,4–97,8 %; при изменении давления второй ступени сепарации от 0,2 до 0,5 МПа – в диапазоне 99,6–101,0 %. Эти отклонения следует учитывать при расчете процесса сепарации и определении потребности в оборудовании.

HYSYS позволяет в комплексе моделировать системы сбора, подготовки и транспорта, что исключает возможность ошибки при решении рассматриваемой задачи непосредственно для каждой системы, а также проследить изменения во всей системе в зависимости от входных параметров.

В ПК HYSYS реализована возможность создания инструментов (дополнительных расчетных модулей) на основе оригинальных методик (алгоритмов) пользователя. Эту возможность планируется использовать в модулях расчета эжекторов, дозировок ингибиторов гидратообразования и процессов адсорбции.

Модули расчета эжекторов. В ОАО «Гипротюменнефтегаз» имеются методики расчета эжекторов, подтвержденные промышленными исследованиями и позволяющие рассчитывать технологические параметры и рабочие характеристики аппаратов.

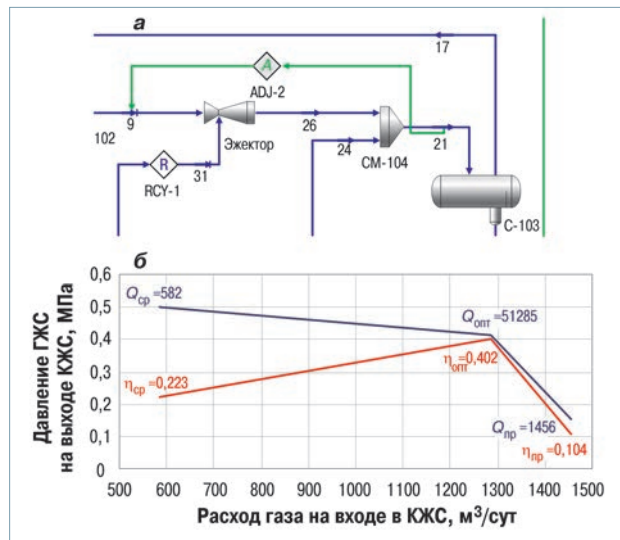


Рис. 2. Схема эжектора, построенная в рабочей среде HYSYS (а), и его рабочие характеристики (б):

ADJ-2, RCY-1 – соответственно функция подбора и рецикла в ПО HYSYS; CM-104 – смеситель; C-103 – трехфазный сепаратор; Q_{сп}, Q_{пр}, Q_{опт} – расход газа соответственно для срывного, предельного и оптимального режима; η_{сп}, η_{пр} – к.п.д. соответственно для срывного, предельного и оптимального режима

Создание модуля позволит в среде HYSYS выполнять расчет эжекторов в технологических схемах подготовки природного газа и утилизации нефтяного газа. На рис. 2 приведен пример расчета эжектора в рабочей среде HYSYS и показаны его расчетные рабочие характеристики.

Модули расчета дозировок ингибиторов гидратообразования. Опыт эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений Западной Сибири показал, что методики, заложенные в ПК HYSYS, не позволяют достоверно рассчитывать процесс ингибирования гидратообразования метанолом. Поэтому при проектировании применяются отечественные методики, представленные в виде таблиц, пользование которыми является достаточно трудоемким и может привести к ошибкам при вводе формул.

После создания модуля для расчета дозировки метанола запланирована разработка модуля расчета процесса применения кинетических ингибиторов гидратообразования и антиагломерантов (создание базы данных и разработка номограмм для гидравлических расчетов).

Модули расчета процессов адсорбции. Данные модули должны включать: выбор адсорбента (в зависимости от назначения процесса); расчет массопередачи, профилей концентрации и выходных кривых; технологический расчет аппарата (диаметр, высота, продолжительность стадий).

Таким образом, набор программных модулей, используемый ОАО «Гипротюменнефтегаз» при проектировании обустройства нефтяных и газовых месторождений, является достаточным для базовых расчетов МТБ объектов промышленного сбора, транспорта и подготовки нефти при условии применения для некоторых расчетов адаптированных к ПК HYSYS отечественных программ.

Особенностью расчетов нефтегазопромышленных объектов является необходимость учета возможных изменений входных параметров (состав и физико-химические характеристики пластовых флюидов), обусловленных прогнозируемым характером их оценки.