

Так как все присадки являются реагентами комплексного действия, были изучены их влияние на температуру застывания нефти (рис. 3). Установлено, что только добавка в нефть НН присадки D04 позволяет понизить температуру застывания T_z на 6,8 °С. При обработке ондатровой нефти другими присадками вне зависимости от режима термостатирования наблюдается незначительными изменениями T_z на 2 – 3 °С.

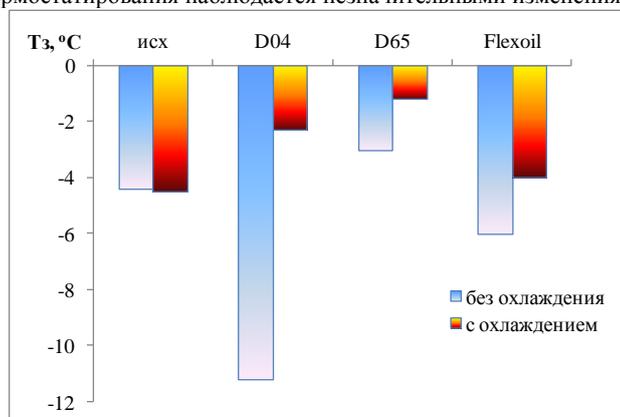


Рис. 3 Температура застывания нетермостатируемой и термостатируемой нефти Ондатрового месторождения с добавками присадок

Считается, что структура высокоэффективных ингибиторов парафиноотложения такова, что одна часть их молекул является родственной нефтяным парафиновым углеводородам, а другая часть содержит полярные группы [1]. Ингибирующие присадки переводят нефтяные отложения в суспендированное состояние и удерживают мелкодисперсные частицы в растворе, препятствуя укрупнению и оседанию. Адсорбция присадки на поверхности дисперсной частицы препятствует дальнейшему агрегированию парафинов в растворе. Введение присадки при температуре фазового перехода, на начальной стадии агрегирования парафинов, повышает сольбилизирующую способность присадки, стабилизируя коллоидную систему. При этом действие присадки заключается в уменьшении начального размера агрегатов, их стабилизации и снижении скорости агрегирования.

В результате проведенных исследований было показано, что обработка присадками как нетермостатируемой, так и охлажденной нефти Ондатрового месторождения приводит к снижению количества образующегося нефтяного осадка, изменению кинетики и скорости осадкообразования. Максимальной ингибирующей способностью обладает присадка Difron 3004, введение которой в охлажденную до 0 °С нефть снижает количество нефтяных отложений на 73 %, однако, приводит к некоторому росту температуры застывания.

Литература

1. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. — М.: Химия, 1990. — 237 с.
2. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. — М.: Недра, 1977. — 260 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Н.Л. Тулина^{1,2}, В.А. Колмогорова²

Научный руководитель доцент Н.В. Ушева¹

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

При эксплуатации действующих установок промышленной подготовки газа и газового конденсата могут объективно возникать технологические проблемы, обусловленные изменением требований к качеству и условиям сдачи товарной продукции, а также связанные с необходимостью модернизировать или заменять устаревшее технологическое оборудование. В связи с этим необходимо искать решения по оптимизации технологических режимов работы, разрабатывать варианты реконструкции эксплуатируемых установок.

Для этих целей в настоящее время эффективно применяются технологические моделирующие системы, базирующиеся на физико-химических основах процессов и методе математического моделирования с учетом накопленного опыта эксплуатации технологии промышленной подготовки газа и газового конденсата, такие как универсальные моделирующие системы (PRO-II, HYSYS, Petro-SIM Express и т.п.), которые используются в основном для проведения инженеринговых (проектных) расчетов [1].

Целью данной работы является разработка и анализ различных вариантов реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) путем численного моделирования с использованием программного обеспечения «Petro-SIM Express».

Базой для создания технологической модели исследуемой УКПГ послужило изучение данных по ее эксплуатации, режимных карт, технологического регламента, в результате была собрана информация о работе установки в режимах полной и сниженной загрузки. Технологическая схема установки включает в себя процесс

подготовки сухого отбензиненного газа (СОГ) по технологии низкотемпературной сепарации с дросселированием и стабилизации конденсата по технологии ступенчатого разгазирования. Качество газа на выходе с УКПГ должно соответствовать требованиям СТО Газпром 089-2010, качество конденсата – требованиям ГОСТ 54389-2011.

Проектная мощность УКПГ по пластовому газу составляет 6,5 млн. м³/сут., по сухому отбензиненному газу – 5,3 млн. м³/сут., производительность по стабильному газовому конденсату – 2392 т/сут.

Изменения в технологическом режиме работы УКПГ связаны с изменением условий сдачи СОГ (пункта сдачи продукции, температуры и давления в магистральном трубопроводе).

Давление СОГ на выходе УКПГ должно быть равным 7,45 МПа (ранее – 5,6 МПа), температура СОГ на выходе УКПГ должна составлять не выше плюс 7,4 °С в летний период и не выше плюс 4,9 °С - в зимний (ранее – плюс 20 °С). Условия сдачи стабильного конденсата не изменяются – подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,7 кПа.

Для обеспечения качества прогнозных расчетов режимов эксплуатации УКПГ, в программном обеспечении «Petro-SIM Express» была разработана модель фактического режима работы установки, адекватность модели подтверждена эксплуатирующей организацией. Принципиальная схема существующей установки приведена на рисунке.

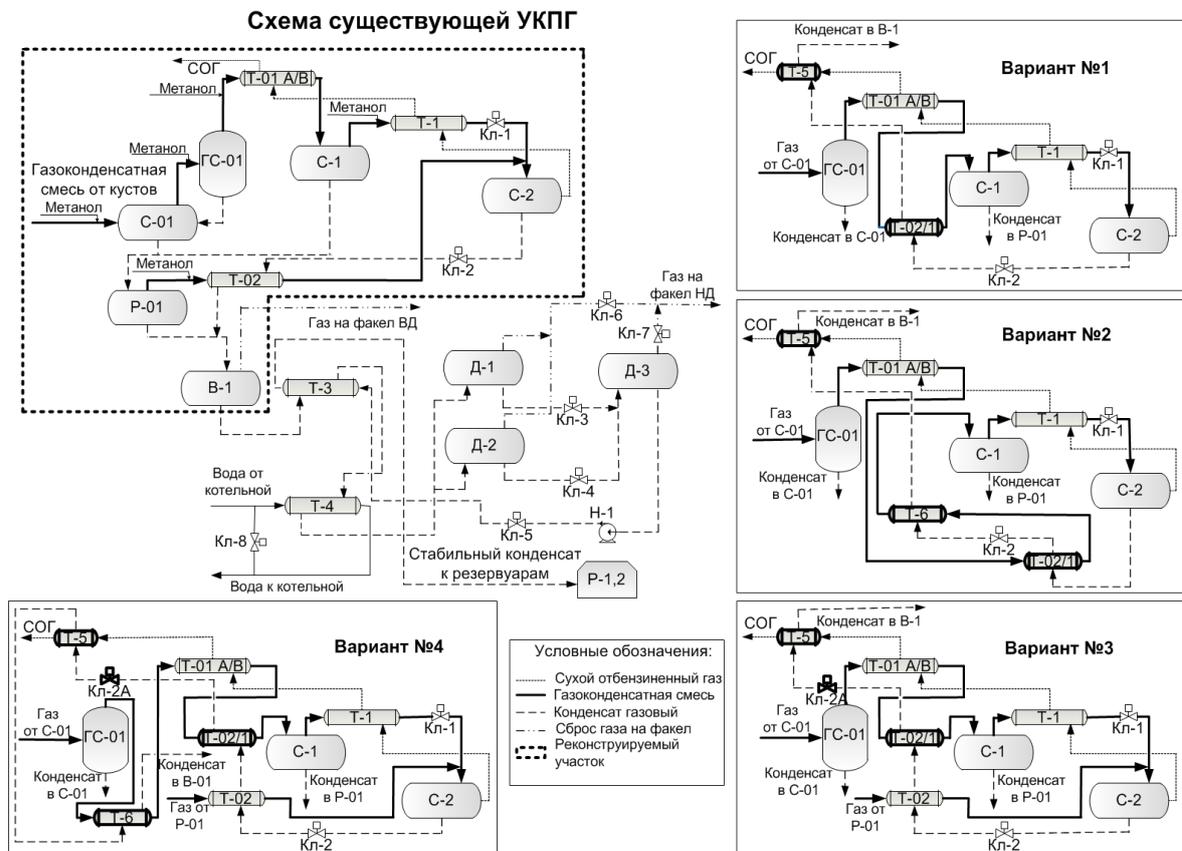


Рис. Принципиальная схема УКПГ и варианты ее реконструкции:

С – сепараторы, ГС – газосепаратор, Т – теплообменники, В – выветриватель, Д – дегазаторы, Н – насос, Кл – клапаны, P-01 – разделительная емкость конденсата, P-1,2 – резервуары

В первую очередь была рассмотрена возможность получения газа, соответствующего новым условиям сдачи, путем повышения давления на входе в установку до 12 МПа (ранее было 9 МПа) и, соответственно, на выходе из нее, при сохранении существующего оборудования. Данный вариант оказался неприемлемым, так как при существующем оборудовании был получен газ, не соответствующий новым условиям сдачи по температуре СОГ и точке росы по углеводородам.

Следовательно, необходимо внести изменения в технологическую схему – подобрать новое оборудование. Для того, чтобы получить газ, соответствующий новым условиям сдачи, необходимо снизить температуру низкотемпературной сепарации и точки росы по углеводородам за счет дополнительного охлаждения сырого и сухого отбензиненного газа. Для этого нужно установить дополнительные рекуперативные теплообменники.

С применением моделирующей системы Petro-SIM было рассчитано четыре варианта технологических схем: вариант №1 с двумя дополнительными теплообменниками; вариант №2 с тремя дополнительными

теплообменниками; вариант №3 с двумя дополнительными теплообменниками и клапаном; вариант №4 с тремя дополнительными теплообменниками и клапаном. Схемы вариантов реконструкции представлены на рисунке.

В таблице представлены данные для сравнения вариантов реконструкции.

Таблица

Сравнительная таблица вариантов реконструкции

Параметр	Вариант №1	Вариант №2	Вариант №3	Вариант №4
Исключение существующего оборудования	Теплообменник Т-02	Теплообменник Т-02	Нет	Нет
Установка дополнительного оборудования	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6	Два теплообменника – Т-02/1, Т-5, клапан Кл-2А	Три теплообменника – Т-02/1, Т-5, Т-6, клапан Кл-2А
Температура СОГ, °С	12,6	13,1	10,0	4,2
Давление СОГ, МПа (изб.)	7,5			
Точка росы СОГ по углеводородам (Р = 2,5..7,5 МПа абс.), не более, °С	минус 12	минус 12	минус 10	минус 12
Точка росы СОГ по воде (Р = 3,92 МПа абс.), °С	минус 42	минус 42	минус 38	минус 41
Наличие участков с температурой ниже минус 60 °С	Минус 75 °С на участке трубопровода между клапаном Кл-1 и теплообменником Т-02/1	Нет	Нет	Нет

Анализ данных таблицы показывает, что только при технологической схеме варианта №4 сухой отбензиненный газ по температуре на выходе из УКПГ соответствует новым условиям сдачи. Кроме того, точка росы СОГ по углеводородам удовлетворяет требованиям СТО Газпром 089-2010, а благодаря дополнительному клапану, который служит для ступенчатого дросселирования потока конденсата, в этом варианте реконструкции отсутствуют участки трубопровода с температурой ниже минус 60 °С, следовательно, оборудованию и трубопроводам не требуется специальное исполнение. Таким образом, вариант №4 – с установкой трех теплообменников и дополнительного клапана – можно рекомендовать для реконструкции.

Литература

1. Барамыгина Н.А. Моделирование процессов промышленной подготовки газов и газовых конденсатов: автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. – Томск, 2006. – 21 с.: ил.
2. Зобнин А.А., Иванов С.С., Жиряков В.Ю. Оптимизация режимов работы установок комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 118-120.
3. Технология переработки природного газа и конденсата: Справочник: в 2 ч. / Под ред. В.И. Мурина. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – Ч. 1. – 517 с.: ил.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ПРОЦЕСС КАПЛЕОБРАЗОВАНИЯ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Т.В. Филиппова

Научный руководитель доцент О.Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. При промышленной подготовке нефти одним из основных этапов является процесс обезвоживания, осуществляемый в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с применением термохимических методов [3,11,12].

Химический метод борьбы с образованием эмульсий наиболее прост и доступен, но требует дополнительных мер по повышению его эффективности. Вследствие этого подбор более эффективных деэмульгаторов является актуальной задачей для совершенствования процессов обезвоживания и обессоливания нефтей, с целью извлечения дополнительного количества нефтяной продукции.