

Таблица 2

Расчётные константы скорости превращения компонентов, ч ⁻¹			
День работы установки	23.12.14	24.12.14	25.12.14
$C_9H_9S + 3H_2 \rightarrow C_9H_{13} + H_2S$	1,58	1,51	1,60
$C_{10}H_{11}S + 3H_2 \rightarrow C_{10}H_{15} + H_2S$	1,51	1,45	1,54
$C_{11}H_{13}S + 3H_2 \rightarrow C_{11}H_{17} + H_2S$	1,51	1,44	1,53
$C_{12}H_8S + 2H_2 \rightarrow C_{12}H_{10} + H_2S$	1,35	1,30	1,37
$C_{13}H_{11}S + 2H_2 \rightarrow C_{13}H_{13} + H_2S$	1,37	1,32	1,39
$C_{14}H_{13}S + 2H_2 \rightarrow C_{14}H_{15} + H_2S$	1,27	1,22	1,29
$C_{15}H_{15}S + 2H_2 \rightarrow C_{15}H_{17} + H_2S$	0,70	0,67	0,71
S в продукте (расчёт), % масс.	0,0031	0,0042	0,0030
S в продукте (мониторинг), % масс.	0,0030	0,0040	0,0030
Погрешность расчётных данных относительно экспериментальных данных, %	3,333	5,000	0,000

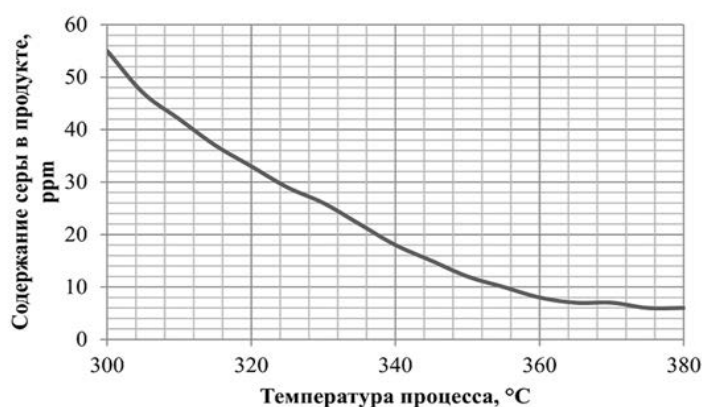


Рис. 2. Температурная зависимость выхода серы, в составе гидроочищенного дизельного топлива.

Относительная погрешность расчётов, осуществлённых по данным за весь период мониторинга установки, составила не более 5% по общему содержанию серы в продукте гидроочистки. Подтверждается прямая зависимость константы скорости превращения рассчитываемого серосодержащего компонента от изменения энергии Гиббса реакции гидрогенолиза.

Согласно последнему стандарту Euro-5, регулирующему качество дизельного топлива, максимальное содержание серы в нём не должно превышать 10 ppm. По результатам расчётов остаточное содержание серы достигает порогового значения 10 ppm уже при 356°C и расходе сырья от 50 до 60 м³/ч.

Литература

1. N.I. Krivtsova, A.A. Tataurshikov, I.D. Ivanchina, E.B. Krivtsov, A.K. Golovko. Calculation of the Kinetic Parameters of the Hydrofining Process of Diesel Fraction Using Mathematical Modeling // International Conference on Oil and Gas Engineering, OGE-2015. Omsk State Technical University, Omsk, Russian Federation, 25 – 30 April 2015 – Procedia Engineering / Volume 113, 2015. Pages 73 – 78.
2. A.A. Tataurshchikov. Reverse kinetic problem for diesel fraction hydrotreating process // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – 962 с.

УТИЛИЗАЦИЯ ГАЗОВ ВЫВЕТРИВАНИЯ И ДЕГАЗАЦИИ НА УСТАНОВКЕ КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА Н. Л. Тулина^{1,2}, С. Б. Лучинин²

Научный руководитель, доцент Н. В. Ушева¹, главный специалист Д. А. Полтавский²

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

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

Одной из ключевых проблем, стоящих перед нефтегазовой отраслью, является повышение эффективности разработки месторождений и сокращение технологических потерь. Поэтому актуальной является задача подготовки и рационального использования низконапорных и факельных газов.

Целью выполненной работы является поиск решений по утилизации газов выветривания и дегазации для рекомендуемого варианта реконструкции действующей установки комплексной подготовки газа (УКПГ) путем численного моделирования с помощью «Petro-SIM Express».

Объектом моделирования является, действующая УКПГ. Технологическая схема установки включает в себя процесс подготовки сухого отбензиненного газа (СОГ) по технологии низкотемпературной сепарации с дросселированием и стабилизацией конденсата по технологии ступенчатого разгазирования.

Необходимость реконструкции УКПГ возникла, в связи с изменением точки сдачи продукции, так как при этом произошло и изменение требований к условиям сдачи СОГ (температура, давление). Для перспективного периода эксплуатации был рекомендован вариант технологической схемы, который предусматривает установку дополнительного оборудования – трех теплообменников и регулирующего клапана [3].

Данный вариант реконструкции предусматривает снижение температуры низкотемпературной сепарации с минус 26,5 до минус 35 °С, что влечет за собой резкий рост количества газов дегазации и выветривания, сжигаемых на факельной установке, из-за увеличения доли легких углеводородов в конденсируемой фазе.

Таким образом, теряется значительное количество ценных углеводородов (~15 % от расхода СОГ). В связи с этим, необходимо искать решения по утилизации газов выветривания и дегазации.

Давление СОГ в новой точке сдачи не должно быть ниже 7,5 МПа (ранее – 5,6 МПа), а температура СОГ на выходе из 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). При этом условия сдачи стабильного конденсата не изменяются – подготовка конденсата осуществляется до требований по давлению насыщенных паров не более 93,3 кПа.

На основе, рассчитанной в программном обеспечении «Petro-SIM Express» модели рекомендуемого к реконструкции варианта (схема приведена на рисунке), было разработано три варианта использования газов выветривания и дегазации:

- вариант с турбодетандерным агрегатом;
- вариант с компримированием и рекуперацией газов [2];
- вариант с использованием эжекторов [1].

При компримировании низконапорных газов выпадает конденсат, который предполагается частично возвращать в установку стабилизации конденсата. Схемы вариантов реконструкции представлены на рисунке. Во всех предложенных вариантах предусматривается установка дополнительного оборудования (табл. 1).

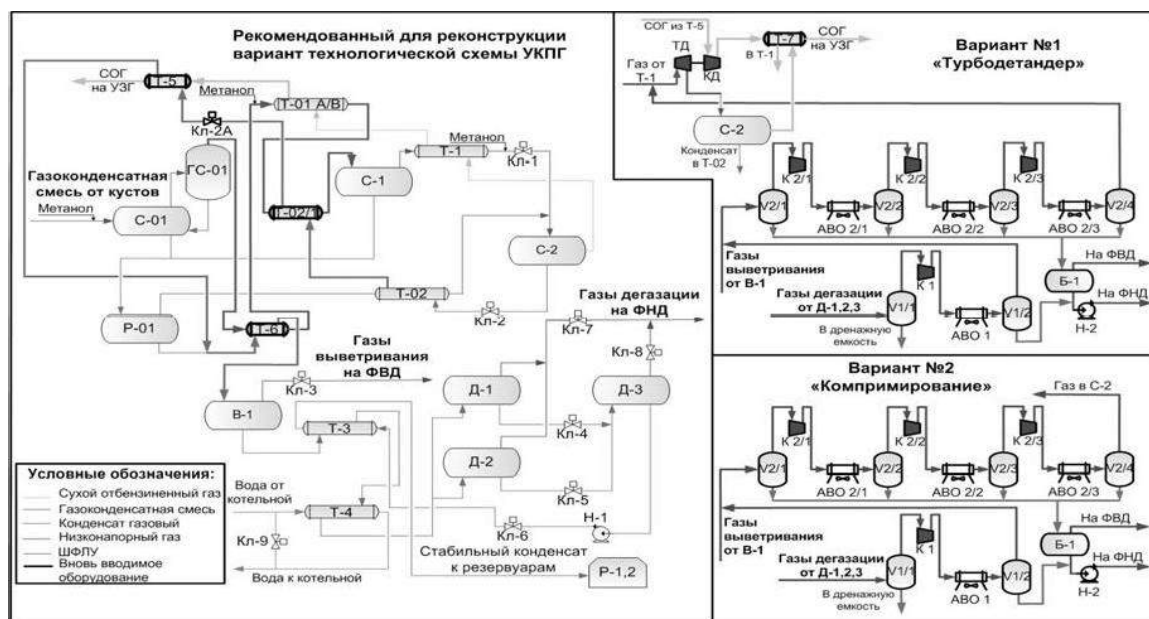


Рис. Рекомендуемый для реконструкции вариант технологической схемы УКПГ и варианты утилизации газов выветривания и дегазации:

С – сепараторы, ГС – газосепаратор, Т – теплообменники, В – выветриватель, Д – дегазаторы, Н – насос, Кл – клапаны, Р-01 – разделительная емкость конденсата, Р-1,2 – резервуары, ТД – турбодетандер, К – компрессоры, АВО – аппараты воздушного охлаждения, УЗГ – узел замера газа, ФВД – факел высокого давления, ФНД – факел низкого давления.

Таблица 1

Варианты утилизации газов выветривания и дегазации

Наименование варианта	Краткое описание
1. Вариант «Турбодетандер»	Турбодетандерный агрегат устанавливается на потоке газа после теплообменника Т-1. Поток перед детандерной частью агрегата объединяется с компримированными газами выветривания и дегазации, и направляется в низкотемпературный сепаратор С-2, после сепарации – на компрессорную часть турбодетандерного агрегата.
2. Вариант «Компримирование»	Предусматривается только дополнительное компрессорное оборудование для обеспечения утилизации газов дегазации, выветривания. Снижение температуры газа перед сепаратором С-2 осуществляется путем дросселирования. Компримированные газы дегазации и выветривания смешиваются с потоком газа после дросселя и совместно подаются в низкотемпературный сепаратор С-2.
3. Вариант «Эжектор»	В качестве активного потока используется газ после теплообменника Т-1, в качестве пассивного потока – смесь газов выветривания от В-1 и компримированных газов дегазации от Д-1,2,3.

Важно отметить, что вариант с установкой эжекторного оборудования крайне чувствителен к изменению состава, расхода активного и пассивного потоков, характеризуется рисками нестабильной работы, в случае отклонения от расчетного режима. Поэтому данный вариант утилизации не был рекомендован для использования.

В таблице 2 представлены данные для сравнения вариантов утилизации газов.

Таблица 2

Сравнительная таблица вариантов утилизации газов выветривания и дегазации

Параметр	Без утилизации газов выветривания и дегазации	Варианты утилизации газов выветривания и дегазации	
		Вариант №1 «Турбодетандер»	Вариант №2 «Компримирование»
Расход СОГ на УЗГ, млн.м ³ /сут.	5,288	5,851	5,889
Расход конденсата, т/сут.	1268,8	1283,7	1272,6
Температура СОГ, °С	4,22	0,44	6,14
Температура конденсата, °С	34,33	33,21	35,86
Давление СОГ, МПа (изб.)		7,5	
Т _р СОГ по УВ (Р = 2,5..7.5 МПа абс.), не более, °С	-11,61	-26,26	-7,39
Т _н СОГ по воде (Р = 3,92 МПа абс.), °С	-41,41	-34,30	-26,84
ДНП конденсата (Т = 37,8 °С), кПа/мм рт. ст.		не более 93,3/ не более 700	
Расход газа на компрессорную низконапорного газа (ФВД), млн. м ³ /сут.	(0,742)	1,001 (0,034)	0,666 (0,053)
Расход газа на компрессорную газов дегазации (ФНД), млн. м ³ /сут.	(0,0454)	0,130 (0,182)	0,051 (0,125)

Анализ результатов расчетов (табл. 2) показывает, что только вариант с установкой турбодетандерного агрегата обеспечивает требуемую температуру и качество СОГ на выходе УКПГ и в летний, и в зимний период. Однако при этом требуется включение наибольшего количества дополнительного оборудования в технологическую схему.

Вариант «Компримирование» обеспечивает необходимые показатели температуры и качества газа только для летнего периода работы установки. Данный вариант проще с точки зрения эксплуатации за счет того, что требует установки только компрессорного оборудования, однако на качество СОГ оказывает отрицательное влияние поток компримированных низконапорных газов.

Таким образом, из-за достаточно жестких условий сдачи газа, несмотря на большие затраты на дополнительное оборудование, для реконструкции УКПГ может быть рекомендован только вариант с турбодетандерным агрегатом.

Литература

1. Аكوпова Г.С., Арабский А.К., Круглова Н.Ю., Юлкин Г.М. Снижение выбросов газов выветривания на газодобывающих объектах ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2014. – №7. – С. 100-102.
2. Зиберт Г.К., Зиберт А.Г., Валиуллин И.М. Инновационные технологии утилизации низкочастотных газов с применением струйных компрессорных агрегатов // Газовая промышленность. – 2010. – №11. – С. 20-22.

3. Тулина Н.Л., Колмогорова В.А. Моделирование вариантов реконструкции установки комплексной подготовки газа // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – Томск: Изд-во ТПУ, 2015. – Т. 2. – С. 234-236.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ЗАПАДНО-ПОЛУДЕННОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Т. Тынычбеков

Научный руководитель, доцент О. Е. Мойзес

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Промысловая подготовка нефти – это основной этап обеспечения определенных показателей качества сырья, для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях.

Качество подготовленной на месторождении нефти влияет не только на стабильность работы заводского оборудования: ректификационных колонн, теплообменной аппаратуры, реакторов, но и на срок службы магистральных трубопроводов. В связи с чем, процессы промышленной подготовки нефти занимают особое место и обусловлены необходимостью: отделения пластовой воды, извлечения солей и механических примесей, удаления из нефти легких углеводородных газов [2].

С целью эффективного осуществления процессов промышленной подготовки нефти и прогнозирования оптимальных технологических режимов работы установок в настоящее время широко используются современные компьютерные системы и метод математического моделирования.

Правильный подбор технологических параметров основных процессов подготовки нефти (сепарации, обезвоживания, обессоливания) определяет качество продукции, поступающей на дальнейшую переработку на нефтеперерабатывающий завод.

Цель работы: изучение технологии, обработка и анализ экспериментальных данных с установки подготовки нефти (УПН) Западно-Полуденного месторождения; расчет технологии подготовки нефти; исследование с применением моделирующей системы влияния технологических параметров на основные процессы при промышленной подготовке нефти.

Установка подготовки нефти предназначена:

- для обеспечения непрерывного приёма продукции скважин Западно-Полуденного месторождения;
- для обезвоживания поступающей нефти до остаточного содержания в ней воды 1,0-5,0 % и отсачки её на УПН «Малореченская» для дальнейшей подготовки;
- для отбора газа и утилизации на факельных установках;
- для очистки пластовой воды от нефти, механических примесей для закачки в продуктивные горизонты.

В табл. 1 приведены физико-химические характеристики нефти, а в табл. 2. – основное оборудование и режимы работы установки

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти

Вязкость сСТ	Парафины, % массы	Сера, % массы	Смолы, % массы	Асфальтены, % массы
4,04	4,79	0,11	2,75	0,65

Таблица 2

Режимы работы промышленного оборудования УПН

Аппарат	Режимные параметры	
	Температура, °С	Давление, МПа
Сепаратор нефтегазовый (НГС)	49	0,25
Установка блочная сепарационная (УБС)	49	0,25
Отстойник горизонтальный (ОГ)	48	0,15
Газовый сепаратор (ГС)	48	0,22
УСТН-1,2(УСТН-1,2)	48	0,12
Резервуар вертикальный стальной (РВС)	44	0,08

В настоящее время, при исследовании химико-технологических процессов эффективно применяется метод математического моделирования. На кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики ИПР ТПУ разработана моделирующая система (МС) процессов промышленной подготовки нефти, позволяющая рассчитывать процессы сепарации, каплеобразования и отстаивания [1, 3, 4].

На основе технологической схемы установки промышленной подготовки нефти сформирована расчетная схема УПН Западно-Полуденного месторождения (рис. 1).

Моделирующая система технологии промышленной подготовки нефти была адаптирована к сформированной схеме.

С использованием моделирующей системы произведен расчет процессов сепарации, каплеобразования, и отстаивания.