

Результаты расчетов могут быть использованы при проектировании схем автоматизации и оптимизации управления установок переработки нефти.

Список литературы

1. Самборская М.А., Вольф А.В., Кравцов А.В., Павлик В.В. // Фундаментальные исследования, 2012.– №6.– Ч.2.– С.465–470.
2. Гуревич Е.И., Вилесов А.В. // Вестник ЮУрГУ, 2012.– №3.– С.27–33.

Исследование влияния технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти

С.Н. Гизатуллина, С.Ф. Ким

Научный руководитель – к.х.н., доцент Н.В. Ушева

Томский политехнический университет,

634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, sofia_gisatullina@mail.ru

В нефтяной промышленности сбережение энергии и ресурсов достигается применением более экономических технологий и техники, позволяющих снижать удельные энерго-и ресурсозатраты на добычу 1 т нефти и обеспечивающих сокращение потерь углеводородов. Обеспечение народного хозяйства топливом и энергией в значительной степени определяется развитием энергосберегающих технологий на промыслах, в том числе сокращением потерь нефти и ее компонентов при сборе, транспорте, подготовке и хранении. Наиболее эффективно проблема сепарации, сброса и очистки свободной пластовой воды в условиях дожимных насосных станций может быть решена с использованием трехфазных сепараторов (ТФС) [1]. В соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002 в товарной нефти допустимое содержание воды не должно превышать 0,5 % мас. [2]. Содержание большого количества ионов хлора в товарной нефти не допустимо, концентрация хлористых солей не должна превышать 100 мг/л. Технологические особенности сепарации нефти и попутной воды, часто, не позволяют полностью разделить нефть и воду, поэтому товарная нефть поступает на нефтеперерабатывающие заводы с остаточным содержанием воды.

Для решения данных задач в настоящее время одним из эффективных методов, является применение математического моделирования. На кафедре химической технологии топлива ТПУ была разработана моделирующая система для расчета процессов промышленной подготовки нефти [3]. Данная моделирующая система позволяет рассчитывать про-

Таблица 1. Результаты расчетов процессов обезвоживания и обессоливания в ТФС ($P = 490\ 000$ Па; содержание воды в нефти = 20 % мас.)

Расход, т/год	Температура, °С			
	5	10	15	20
$140 \cdot 10^3$	Обводненность на выходе из ТФС, %			
	2,5	2,2	1,9	1,7
	Концентрация хлористых солей, мг/л			
	1224,6	1061,7	928,6	818,6
$180 \cdot 10^3$	Обводненность на выходе из ТФС, %			
	3,3	2,8	2,5	2,2
	Концентрация хлористых солей, мг/л			
	1598,3	1371,5	1190,5	1043,4
$220 \cdot 10^3$	Обводненность на выходе из ТФС, %			
	4,0	3,4	2,8	2,6
	Концентрация хлористых солей, мг/л			
	1942,5	1649,1	1375,6	1238,0

цессы сепарации, каплеобразования и отстаивания.

Исследования на математических моделях были проведены с целью определения влияния расхода поступающей жидкости и температуры на процесс обезвоживания и обессоливания нефти. При варьировании технологических параметров, таких как температура и расход водонефтяной эмульсии, были проведены расчеты содержания воды и солей в нефти на выходе из трехфазного сепаратора, полученные с применением моделирующей системы. Исследования проводились для нефти со следующими физико-химическими свойствами: плотность – 864,1 кг/м³; вязкость – 5,1 мПа·с; молекулярная масса – 292 г/моль; содержание компонентов C_6^+ 68,6% моль. Пример результатов расчетов представлен в таблице 1.

Показано (таблица 1), что при увеличении расхода, обводненность на выходе и концентрация хлористых солей возрастают. Повышение температуры в ТФС приводит к снижению обводненности и содержанию солей в нефти. Полученные данные показывают, что расход равный $140 \cdot 10^3$ т/год наиболее благоприятно влияет на протекание процесса. При этом обводненность на выходе равна 1,7%, а содержание хлористых солей 818,6 мг/л, что свидетельствует о высокой эффективности протекания процесса.

Таким образом, в результате проведенных исследований, выбраны оптимальные параметры процесса, которые позволяют получить нефть с минимальным содержанием воды и хлористых солей.

Список литературы

1. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти.– Казань: ФЭН, 2002.– 407 с.
2. Дуношкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений.– М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006.– 320 с.
3. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А // Нефтепереработка и нефтехимия, 2013.– №10.– С.41–44.

Управление длительностью цикла работы платиносодержащего катализатора дегидрирования на установке получения олефинов

П.А. Глик, В.В. Платонов, К.С. Батурина
Научный руководитель – д.т.н., профессор Е.Н. Ивашкина

*Томский политехнический университет,
634050, Россия, г. Томск, пр. Ленина 30, glik.pavel@mail.ru*

В непрерывно действующих реакторах одним из наиболее важных показателей эффективности является обоснованный выбор катализатора. Правильно подобранный катализатор позволяет снизить амортизационные расходы, увеличить степень превращения исходного сырья, время полного цикла до выработки катализатора [1].

На установке Пакол-Дефайн осуществляется дегидрирование *n*-парафинов на платиносодержащем катализаторе, замена которого сопровождается существенными затратами, причина тому остановка реактора с выработанным катализатором и ввод в эксплуатацию реактора с загруженным восстановленным контактом.

В связи с этим целью работы является подбор и прогнозирование обходимых условий, оптимального технологического режима, которые поспособствуют продлению срока службы катализатора в процессе непрерывного производства олефинов.

Сложность управления сроком службы работы платиносодержащего катализатора заключается в том, что в процессе производства с целью поддержания постоянного выхода целевого продукта технологически необходимым является увеличение температуры в реакторе. Рост температуры в свою очередь способствует увеличению скорости образования коксогенных структур на активной поверхности катализатора. В связи с этим аналитически было обосновано, а в настоящем времени внедрено в реально действующее производство (ООО «Киришинефтеоргсинтез») несколько технологических решений.