

# Химия и технология топлив и масел

## 4<sup>(560)</sup>'2010

Научно-технический журнал  
Издаётся с 1956 года  
Выходит один раз в два месяца

Свидетельство о регистрации  
№ 01441.  
Выдано 4 августа 1992 г.  
Министерством печати  
и информации  
Российской Федерации

Издаётся в США фирмой  
«Springer Science + Business Media, Inc.»

Главный редактор  
**А. И. Владимиров**

Зам. главного редактора  
**Б. П. Туманян**

Редакционная коллегия  
**И. Б. Грудников**  
**Л. Е. Злотников**  
**Ю. Л. Ищук**  
**И. П. Карлин**  
**В. Л. Лашхи**  
**А. Лукса**  
**Б. К. Нефедов**  
**Е. Д. Радченко**  
**В. А. Рябов**  
**Е. П. Серегин**

Издаётся в Российском  
государственном университете  
нефти и газа им. И. М. Губкина

Включен в перечень изданий  
Высшей аттестационной комиссии  
Министерства образования  
и науки РФ

## Содержание



Ю.Н. Лебедев, В.Г. Зайцев. 3  
Научно-производственной компании «КЕДР-89» — 20 лет

### АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Ю.Н. Лебедев. 4  
Модернизация установок переработки нефти  
с использованием энергосберегающих технологий

Ю. Н. Лебедев, И. А. Александров, Т. М. Зайцева. 10  
Ректификация смесей близкокипящих компонентов  
с использованием тепловых насосов

### ТЕХНОЛОГИЯ

А.В. Ефремов, С.И. Мячин, В.Г. Зайцев, Р.Ф. Галиев, 14  
Ю.Н. Лебедев, А.С. Левандовский, А.Б. Николаев,  
В.А. Лудченко.  
Ввод в эксплуатацию новой установки висбрекинга  
в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

В. Н. Николаенко, А. С. Левандовский, А. К. Тур, 19  
Н. А. Рожина, А. Ш. Бродский.  
Совершенствование методов проектирования  
в современных условиях

Ю. Ю. Ратовский. 26  
Основные тенденции развития технологии  
вакуумной перегонки мазута

Ю.Н. Лебедев, Ю.Ю. Ратовский, Е.В. Карманов, 29  
Т.М. Зайцева, Т.В. Подъяблонская.  
Реконструкция установок изомеризации

### ИССЛЕДОВАНИЯ

В.Г. Чекменёв, Ю.Д. Ханин. 31  
К расчету состава и выхода газов разложения  
в печах нагрева мазута

В.Г. Чекменёв, Ю.Н. Лебедев, И.Н. Клочков. 33  
Анализ работы пластинчатых коалесцеров  
для трехфазных сепараторов

В.Г. Чекменёв, Ю.Н. Лебедев, И.Н. Клочков. 38  
Анализ работы двухфазных сепараторов  
вертикального типа

### АППАРАТУРА

Ю.Н. Лебедев, В. Г. Чекменёв, Д.Ю. Данилов. 40  
Испытание новых центробежных тарелок  
с рециркуляцией жидкости

Ю.Б. Данилов, В.В. Дроздов. 44  
О повышении эффективности пластинчатых  
перекрестноточных теплообменников

В.А. Качанов, Ю.Б. Данилов, Е.К. Гвоздикова, 46  
Т.Э. Шепиль.  
Выбор конструкционных материалов  
при разработке нового и модернизации  
действующего оборудования  
нефтеперерабатывающих производств

С.А. Белов, М.А. Оразова. 54  
Расчет на циклическую прочность элементов  
опорного узла коксовой камеры  
методом конечных элементов

Редактор

**С. Е. Шанурина**

Ответственный секретарь

**О. В. Любименко**

Компьютерный набор,  
графика и верстка

**В. В. Земсков**

Адрес редакции:

119991,  
ГСП-1, Москва, В-296,  
Ленинский просп., 65.  
РГУ нефти и газа  
им. И. М. Губкина,  
редакция «ХТТМ»

Телефон/факс: (499) 135-8875  
e-mail: [htm@list.ru](mailto:htm@list.ru)

Формат 60 x 84 1/8.  
Бумага мелованная и офсетная.  
Печать офсетная.  
Усл. печ. л. 7.  
Тираж 1200 экз.

Отпечатано ООО «Стринг»  
E-mail: [String\\_25@mail.ru](mailto:String_25@mail.ru)



|  |    |
|--|----|
| <i>Yu. N. Lebedev and V. G. Zaitsev.</i><br>Kedr-89 Scientific Production Company – 20 Years   | 3  |
| <b>CURRENT PROBLEMS</b>  |    |
| <i>Yu. N. Lebedev.</i><br>Modernization of Crude Oil Refining Units<br>Using Energy-Saving Technologies  | 4  |
| <i>Yu. N. Lebedev, I. A. Aleksandrov, and T. M. Zaitseva.</i><br>Fractional Distillation of Mixtures<br>of Close-Boiling Components<br>Using Heat Pumps  | 10 |
| <b>TECHNOLOGY</b>  |    |
| <i>A. V. Efremov, S. I. Myachin, V. G. Zaitsev, R. F. Galiev,<br/>Yu. N. Lebedev, A. S. Levandovskii, A. B. Nikolaev,<br/>and V. A. Ludchenko.</i><br>Introduction of a New Visbreaking Unit<br>at Salavatnefteorgsintez Co. | 14 |
| <i>V. N. Nikolaenko, A. S. Levandovskii, A. K. Tur,<br/>N. A. Rozhina, and A. Sh. Brodskii.</i><br>Improvement of Design Methods in Current Conditions   | 19 |
| <i>Yu. Yu. Ratovskii.</i><br>Fundamental Trends in Development of Technology<br>for Vacuum Distillation of Atmospheric Resid   | 26 |
| <i>Yu. N. Lebedev, Yu. Yu. Ratovskii, E. V. Karmanov,<br/>T. M. Zaitseva, and T. V. Pod'yablonskaya.</i><br>Revamping of Isomerization Units   | 29 |
| <b>RESEARCH</b>  |    |
| <i>V. G. Chekmenev and Yu. D. Khanin.</i><br>Calculation of the Composition and Yield of Decomposition Gases<br>in Furnaces for Heating Atmospheric Resid  | 31 |
| <i>V. G. Chekmenev, Yu. N. Lebedev, and I. N. Kochkov.</i><br>Analysis of Operation of Plate Compressors<br>for Three-Phase Separators   | 33 |
| <i>V. G. Chekmenev, Yu. N. Lebedev, and I. N. Klochkov.</i><br>Study of Operation of Two-Phase Vertical Separators   | 38 |
| <b>EQUIPMENT</b>   |    |
| <i>Yu. N. Lebedev, V. G. Chekmenev, and D. Yu. Danilov.</i><br>Testing New Centrifugal Plates With Liquid Recycling  | 40 |
| <i>Yu. B. Danilov and V. V. Drozdov.</i><br>Increasing the Efficiency<br>of Plate Cross-Flow Heat Exchangers   | 44 |
| <i>V. A. Kachanov, Yu. B. Danilov, E. K. Gvozdikova,<br/>and T. E. Shepil'.</i><br>Selection of Construction Materials in Developing New<br>and Modernizing Old Equipment in Oil Refineries                                  | 46 |
| <i>S. A. Belov, M. A. Orazova.</i><br>Calculation of the Cyclic Strength<br>of Coking Chamber Support Unit Elements<br>by the Finite Element Method  | 54 |

## Научно-производственной компании «КЕДР-89» — 20 лет

**В** декабре 1989 года был создан кооператив, зарегистрированный под названием НПК «Кедр-89». Руководство кооператива с самого начала его становления делало ставку на создание высоко-профессионального коллектива, способного решать весь комплекс задач в нефтепереработке и нефтехимии — от разработки исходных данных до пуска установки и сдачи заказчику в соответствии с техническим заданием, включая разработку проектно-конструкторской документации, изготовление и комплектацию оборудования, проведение строительно-монтажных и пусконаладочных работ. Это потребовало создания специального подразделения руководителей, организующих процесс реализации проекта на всех стадиях, координацию работ подрядчиков и выполнение графиков работ.

Важным этапом в развитии компании была организация в ее составе подразделений технологов и конструкторов, разрабатывающих так называемое нестандартное оборудование: реакторы термokatалитических процессов, массообменные аппараты для процессов ректификации, абсорбции, экстракции и др., нагревательные и реакционные печи, сепарационное оборудование и пр., т.е. оборудование длительного цикла изготовления. Благодаря этому стало возможным существенное сокращение сроков разработки проектной документации и соответственно поставки оборудования.

Взаимодействуя со значительным количеством подрядчиков при выполнении больших проектов, НПК «Кедр-89» накопила и обобщила богатый опыт сотрудничества, благодаря которому были успешно реализованы проекты «под ключ» следующих установок:

- реформинга бензина с предгидроочисткой** производительностью 450 тыс. т в год;
- производства метил-трет-бутилового эфира** производительностью 40 тыс. т в год;
- изомеризации** производительностью 100 тыс. т в год;
- первичной переработки нефти ЭЛОУ–АТ** производительностью 500 тыс. т в год;
- первичной переработки нефти ЭЛОУ–АВТ-2** производительностью 2 млн. т в год;
- гидроочистки бензина** каталитического крекинга производительностью 700 тыс. т в год;
- гидроочистки дизельного топлива** производительностью 800 тыс. т в год;
- производства серы** производительностью 30 тыс. т в год с блоком отпарки кислых стоков.

Кроме проектов установок «под ключ» реализовано более десятка проектов реконструкции действующих установок. Только начиная с 2007 года были выполнены следующие работы:

- разработана проектная и рабочая документация, осуществлена комплектная поставка оборудования для установки висбрекинга в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»;
- реконструированы установки гидроочистки ЛЧ-24/6 и ЛЧ-24/7 ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»;
- разработана проектная документация главной фракционирующей колонны установки 43-102 каталитического крекинга ОАО «Куйбышевский НПЗ»;
- разработаны исходные данные, проектная и рабочая документация комплекса производства нефтяного кокса для ОАО «Ачинский НПЗ ВНК»;
- разработана проектная и рабочая документация установки производства серы для ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» (АНХК);
- разработан проект и поставлен комплект тарелок для щелочной колонны К-9 установки ЭП-300 в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»;
- разработана проектная и рабочая документация вакуумного блока для ОАО «Новокуйбышевский НПЗ»;
- разработан проект реконструкции установки Л-24/6 под легкий гидрокрекинг в ОАО «Самаранефтехимпроект»;
- разработана проектная и рабочая документация установки изомеризации для ОАО «АНХК»;
- разработана рабочая документация установки ЭЛОУ–АВТ-6 для ОАО «Салаватнефтеоргсинтез».



*За 20 лет напряженной работы накоплен огромный положительный опыт разработки и реализации проектов.*

*Компания «Кедр-89» уверенно вошла в ряд современных инженеринговых компаний, предоставляющих заказчику полный комплекс услуг по проектированию и управлению проектами.*

Ю.Н. Лебедев  
НПК «Кедр-89»

## Модернизация установок переработки нефти с использованием энергосберегающих технологий

*Углубление переработки нефти требует больших затрат энергии. Для снижения энергетических затрат предложено в схемах установок переработки нефти использовать тепловые насосы, холодильные машины, тепловые трубы. Рассмотрены варианты использования для модернизации установок технологии «Hi-Tech».*

**Ключевые слова:** энергосберегающие технологии, тепловые насосы, тепловые трубы, винтовые компрессоры, рекуперация тепла

**В**се возрастающие требования к качеству моторных топлив приводят к значительному усложнению технологических схем и резкому увеличению затрат энергии на переработку нефти.

На **рис. 1** приведена типовая структура переработки нефти по топливной схеме. Анализ этой схемы показывает, что в зависимости от глубины переработки нефти совокупные затраты энергии на переработку достигают 15–17% мас. добываемой нефти (**рис. 2**). Это не только миллиарды рублей ежегодных затрат, но и миллионы кубических метров выбросов вредных веществ в атмосферу.

По абсолютным затратам энергии бесспорным лидером являются установки первичной переработки нефти вследствие большого объема переработки, затем следуют установки гидроочистки и риформинга, далее — каталитического крекинга и гидрокрекинга. Однако по удельным затратам энергии, приходящимся на 1 т перерабатываемого сырья, лидируют вторичные процессы: изомеризация, олигомеризация, этерификация и алкилирование [1].

Особенность этих процессов состоит в том, что они реализуются при сравнительно низких тем-

пературах — 150–200°C. Нагрев сырья, как правило, осуществляется водяным паром или высокотемпературным теплоносителем, предварительно нагретым в печи. Низкая температура выходящих с установки продуктов не позволяет достичь высокой степени рекуперации тепла, в результате чего удельный расход энергии на 1 т перерабатываемого сырья (**табл. 1**) достигает 70–100 кг условного топлива (у. т.).

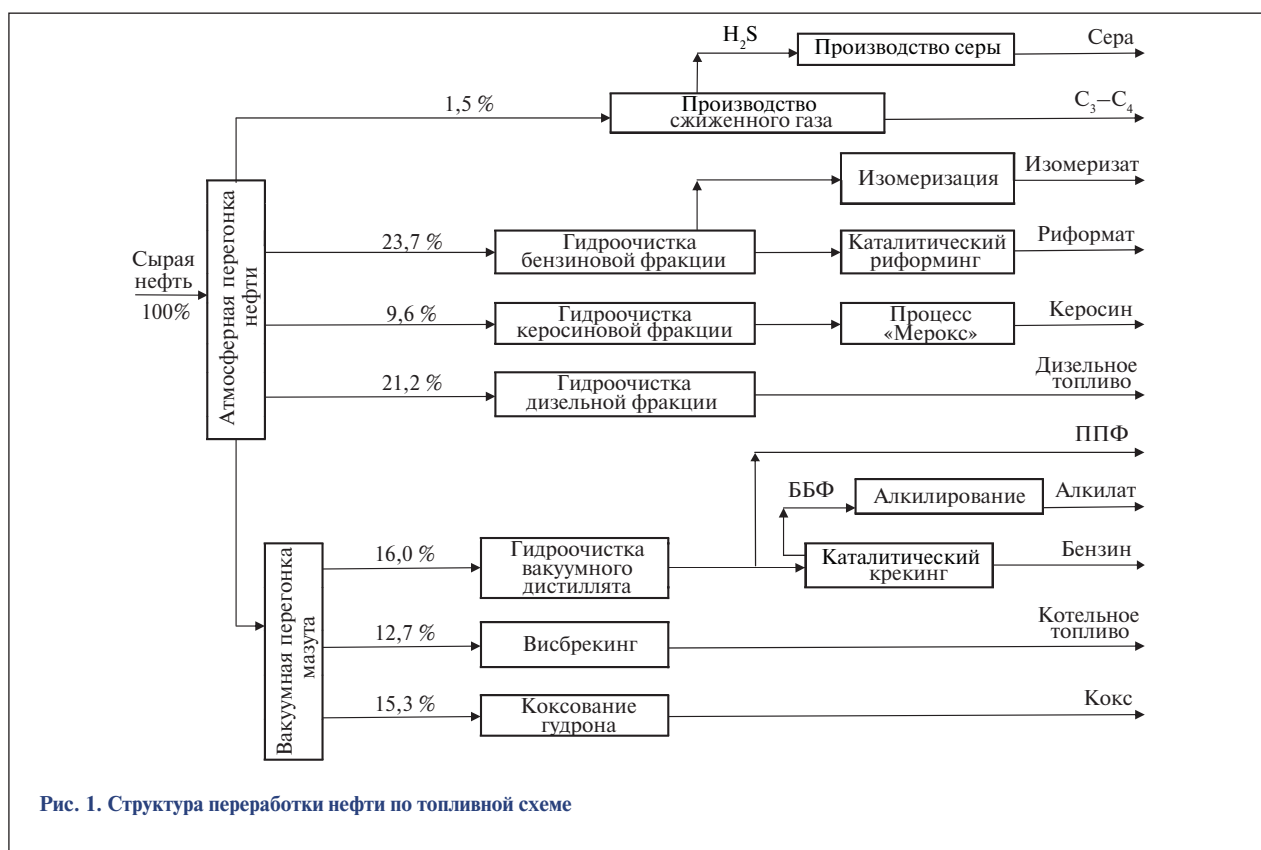
Снижение энергетических затрат весьма актуальная задача, решение ее связано с совершенствованием технологии переработки, модернизацией оборудования, интегрированием тепловых потоков. В связи с этим представляет большой интерес использование современных высокотехнологичных разработок: абсорбционных преобразователей теплоты (АПТ), компрессионных тепловых насосов и тепловых труб, нашедших широкое применение в атомной и других отраслях промышленности.

К преимуществам АПТ относится способность работать в режиме производства как холода, так и холода и теплоты одновременно, при этом источником энергии служат вторичные ресурсы: водяной пар давлением 0,15–0,17 МПа, горячая вода температурой 85–95°C и др. [2].

Среди АПТ наибольшее распространение получили абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ), предназначенные для выработки холода при положительных температурах. В **табл. 2** приведены параметры серийно выпускаемых АБХМ. Себестоимость получаемого в них холода в 2–3 раза ниже себестоимости холода, получаемого в компрессионных холодильных машинах.

Еще одним преимуществом АБХМ является высокая надежность — срок службы не менее 20 лет. Машины оснащены современными приборами автоматического контроля и защиты от аварийных ситуаций. Диапазон автоматического регулирования производительности составляет 30–110% от номинальной. При применении АБХМ значительно уменьшается электропотребление, а капитальные затраты окупаются менее чем через два года.

Отечественные и зарубежные производители предлагают широкий выбор винтовых компрессоров для сжатия углеводородных газов широкого фракционного состава, включая попутный нефтяной газ, факельные газы и др. [3]. Агрегаты предназначены для эксплуатации во взрывоопасной зоне помещений класса В-1б, оснащены системой автоматизи-



рованного контроля управления. Регулирование производительности осуществляется в пределах 100–50% с помощью частотного преобразователя. Использование современных материалов и технологий обеспечивает высокую надежность и долговечность компрессоров. Средний ресурс работы до капитального ремонта составляет 60 тыс. ч. Винтовые компрессоры не боятся загрязнений, толщина отложений не превышает зазоров между винтовыми

поверхностями роторов, излишки загрязнений выносятся вместе со сжатым паром. Технические параметры винтовых компрессоров серии ВГ приведены в табл. 3.

Тепловая труба — устройство, способное передавать большие мощности при малых градиентах температур. Она представляет собой герметизированную конструкцию, частично заполненную жидким теплоносителем. В зоне

нагрева жидкий теплоноситель испаряется с поглощением теплоты. В охлаждаемой зоне пар, поступающий из зоны испарения, конденсируется с выделением теплоты. Движение пара из зоны испарения к зоне конденсации происходит вследствие разности давления насыщенного пара в этих зонах. Возвращение жидкости в зону испарения происходит по капиллярной структуре (фи-



Таблица 1

| Процесс                               | Удельные затраты энергии, кг у. т./т сырья | Процесс                | Удельные затраты энергии, кг у. т./т сырья |
|---------------------------------------|--|------------------------|--|
| Первичная переработка нефти           | 45–50                                      | Производство МТБЭ      | 45–50                                      |
| Риформинг бензина с предгидроочисткой | 70–90                                      | Алкилирование          | 90–120                                     |
| Гидроочистка дизельного топлива       | 15–20                                      | Замедленное коксование | 45–55                                      |
| Каталитический крекинг                | 25–30                                      | Висбрекинг             | 25–30                                      |
| Гидрокрекинг                          | 30–40                                      | Производство битума    | 15–20                                      |
| Изомеризация                          | 70–100                                     | Производство водорода  | 35–50                                      |
|                                       |  | Газофракционирование   | 60–70                                      |

**Таблица 2**

| Показатели  | АПТ фирмы «Теплосибмаш» |             |             |             |
|---|-------------------------|-------------|-------------|-------------|
|   | АБХМ-600П               | АБХМ-1500П  | АБХМ2-1500П | АБХМ-1000Т  |
| Холодопроизводительность, кВт   | 740                     | 2000        | 1750        | 1100        |
| Давление греющего пара, МПа   | 0,17                    | 0,17        | 0,7         | —           |
| Потребляемая электроэнергия, кВт  | 4,5                     | 12          | 12          | 7           |
| Габаритные размеры (длина × ширина × высота), м   | 5,2×1,5×2,8             | 7,5×2,0×3,5 | 7,5×3,0×3,5 | 5,3×3,2×2,8 |
| Масса (сухая), кг   | 8000                    | 20 500      | 23 000      | 16 000      |
| Примечание. Температура охлаждаемой воды на входе — 12°С, на выходе — 7°С, охлаждающей воды — соответственно 26 и 34°С. |                         |             |             |             |

**Таблица 3**

| Показатели  | Винтовые компрессоры ОАО «Пензкомпрессормаш» |      |      |      |      |      |       |       |
|---|--|------|------|------|------|------|-------|-------|
|   | ВГ10   | ВГ20 | ВГ30 | ВГ45 | ВГ60 | ВГ80 | ВГ100 | ВГ120 |
| Производительность по условиям всасывания, м <sup>3</sup> /мин  | 10   | 20   | 30   | 45   | 60   | 82   | 105   | 120   |
| Мощность электродвигателя, кВт  |  |      |      |      |      |      |       |       |
| минимальная   | 75   | 160  | 200  | 250  | 400  | 500  | 630   | 800   |
| максимальная  | 110  | 200  | 250  | 315  | 500  | 630  | 800   | 1000  |
| Примечание. Для всех марок винтовых компрессоров давление газа в линии всасывания составляет от 0,08 до 0,2 МПа, в линии нагнетания — от 0,5 до 0,9 МПа; температура газа в линии всасывания — до 60°С, после компрессора — не более 100°С, после конечного охладителя — не более 60°С. |  |      |      |      |      |      |       |       |

тило), расположенной внутри тепловой трубы, чаще на ее стенках, под действием силы тяжести либо капиллярной разности давления. Эффективная теплопроводность тепловой трубы в десятки тысяч раз больше теплопроводности меди, серебра или алюминия и достигает 10<sup>7</sup> Вт/(м·К).

Фитильные тепловые трубы, в которых перенос жидкой фазы теплоносителя происходит под действием капиллярных сил, нашли широкое применение в атомной, космической и электронной технике в условиях пониженной гравитации или при ее отсутствии. Для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности наиболее перспективными являются гладкостенные гравитационные тепловые трубы с фазовым переходом — термосифоны [4]. Объясняется это тем, что фитильная структура внутренней поверхности трубы создает дополнительное гидравлическое сопротивление движению конденсата. В результате тепловые потоки в фитильных тепловых трубах меньше, чем в термосифонах [5].

Тепловые трубы можно использовать для утилизации тепло-

ты уходящих газов, охлаждения жидких потоков, нагрева термолабильных жидкостей при постоянной температуре и т.д.

Ниже рассмотрены некоторые варианты использования АПТ, компрессионных тепловых насосов, винтовых компрессоров и тепловых труб в процессах переработки нефти.

#### *Первичная переработка нефти*

Как отмечено выше, установки первичной переработки нефти относятся к наиболее энергоемким. Снижение затрат энергии возможно в двух направлениях: увеличения степени рекуперации тепла отходящих потоков и снижения затрат энергии в результате оптимизации схемы и технологических параметров дистилляции нефти.

Первое направление связано с оптимизацией схемы теплообмена и повышением температуры нефти, поступающей в нагревательную печь. В современных установках эта температура достигает 270–280°С. В то же время отходящие потоки температурой ниже 150°С, отдавая тепло воздуху в многочисленных аппаратах

воздушного охлаждения (АВО), практически не используются. Таким образом, существуют большие возможности для использования АБХМ, сокращения числа АВО и снижения энергопотребления.

Второе направление связано с оптимизацией схемы разделения, снижением уровня давления в атмосферной и вакуумной колоннах, что позволяет сократить тепловую нагрузку на печи, снизить температуру нагрева в атмосферной и вакуумной колоннах соответственно до 360 и 380°С, уменьшить разложение сырья и закоксовывание змеевика печи. Однако при снижении давления в колонне ухудшаются условия конденсации паров, выходящих сверху колонны. Для обеспечения давления, необходимого для подачи газа на блоки очистки от сероводорода и выделения сжиженного газа, предлагается использовать винтовой компрессор.

На рис. 3 приведена принципиальная технологическая схема первичной переработки нефти с использованием энергосберегающих технологий. Ее особенности:

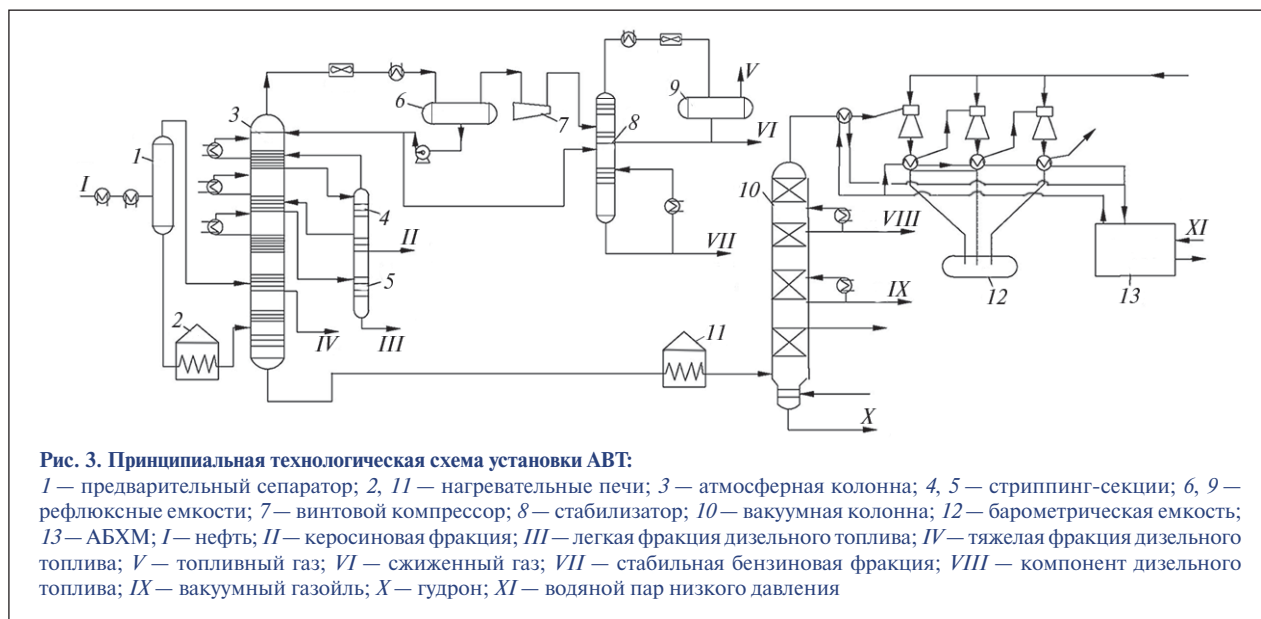


Рис. 3. Принципиальная технологическая схема установки АВТ:

1 — предварительный сепаратор; 2, 11 — нагревательные печи; 3 — атмосферная колонна; 4, 5 — стриппинг-секции; 6, 9 — рефлюксные емкости; 7 — винтовой компрессор; 8 — стабилизатор; 10 — вакуумная колонна; 12 — барометрическая емкость; 13 — АБХМ; I — нефть; II — керосиновая фракция; III — легкая фракция дизельного топлива; IV — тяжелая фракция дизельного топлива; V — топливный газ; VI — сжиженный газ; VII — стабильная бензиновая фракция; VIII — компонент дизельного топлива; IX — вакуумный газойль; X — гудрон; XI — водяной пар низкого давления

- температура нефти после ЭЛОУ достигает 280°C благодаря эффективной схеме теплообмена;

- для снижения перепада давления в печи установлен сепаратор I;

- избыточное давление наверху атмосферной 3 колонны составляет 0,14 МПа;

- температура нефти на выходе из печи — 360°C;

- для направления паров в стабилизатор 8 установлен винтовой компрессор 7, в котором давление паров повышается с 0,14 до 0,9 МПа.

Расчеты показывают, что благодаря снижению давления в атмосферной колонне на 0,08 МПа удельные затраты энергии уменьшаются более чем на 10%.

В вакуумном блоке благодаря низкому остаточному давлению наверху вакуумной колонны — 3,99 кПа и малому перепаду давления в самой колонне и трансферном трубопроводе температуру нагрева мазута на выходе из печи удастся снизить до 380°C. Для обеспечения остаточного давления 3,99 кПа в вакуумной колонне, в куб которой подается водяной пар, необходимо чтобы температура

в конденсаторе была на уровне 20°C. Для этого используется АБХМ 13, в которой обратная вода захлаживается до 15°C. В качестве теплоносителя в АБХМ может быть применен водяной пар собственной выработки давлением 0,15 МПа.

В целом применение энергосберегающих технологий при первичной переработке нефти обеспечивает снижение удельных энергетических затрат до 12 кг у.т./т, окупаемость капитальных затрат составляет примерно 1,5 года.

#### Гидроочистка и гидрооблагораживание средних дистиллятов

Эти процессы в современной технологии переработки нефти получили широкое распространение и заняли по абсолютным затратам энергии второе место после первичной переработки нефти. Основные направления снижения энергопотребления данными процессами:

- совершенствование каталитических систем;

- повышение концентрации водорода (включение в состав установки блока концентрирования водорода);

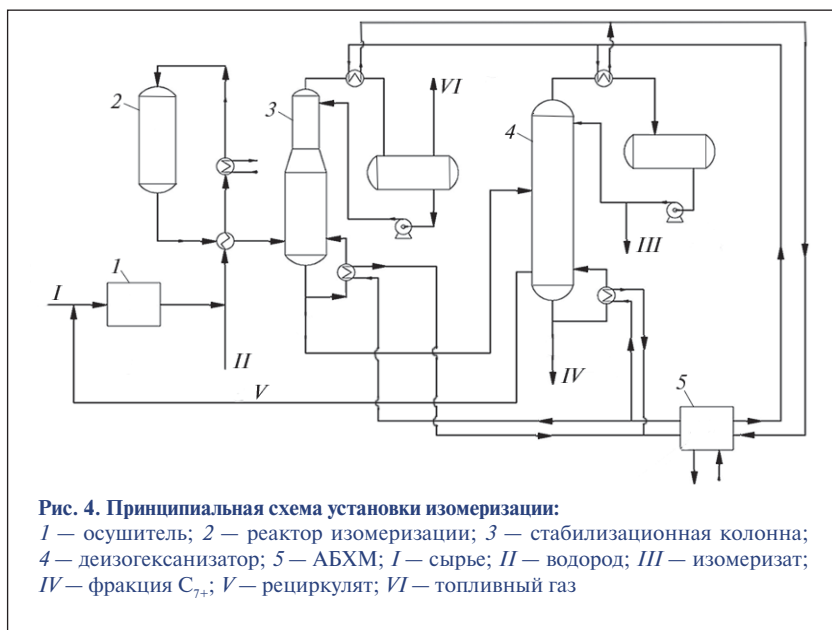
- сочетание схем горячей и холодной сепарации для более эффективного выделения водорода и максимального извлечения сжиженного газа;

- оптимизация схемы теплообмена, исключение аппаратов воздушного охлаждения с использованием холодильной машины для захлаживания обратной воды.

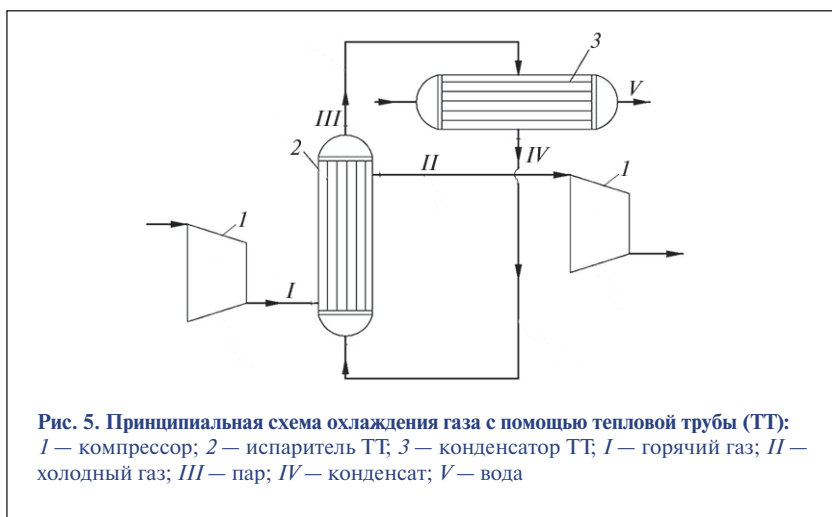
#### Изомеризация, производство МТБЭ, газодистилляция

Эти процессы осуществляются при относительно низких температурах с четкой ректификацией близкипящих смесей, что требует высоких затрат энергии. Для снижения в данных процессах энергозатрат целесообразно и эффективно использовать тепловой насос и АПТ, например АБХМ.

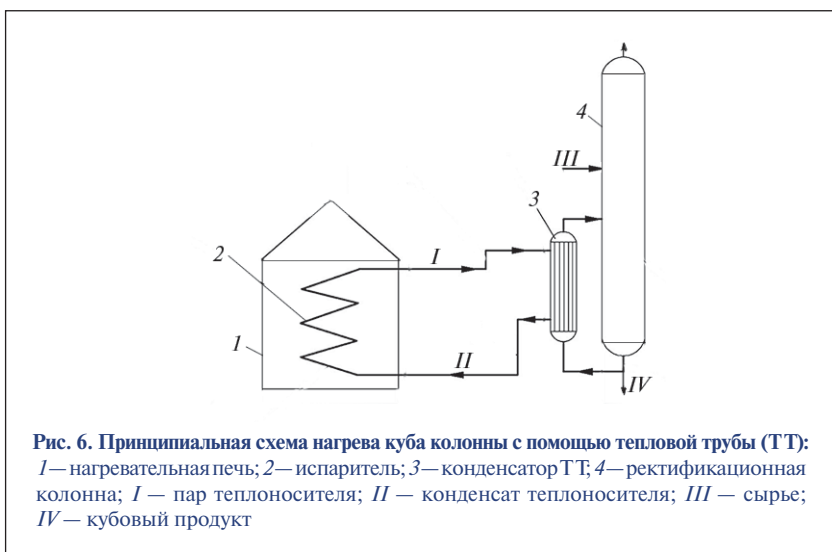
На рис. 4 приведена принципиальная технологическая схема установки изомеризации с использованием АБХМ, в которой одновременно вырабатываются холод для захлаживания обратной воды в конденсаторах ректификационных колонн и горячая вода для нагревания кубов колонн. В качестве источника



**Рис. 4. Принципиальная схема установки изомеризации:**  
 1 — осушитель; 2 — реактор изомеризации; 3 — стабилизационная колонна;  
 4 — деизогексанизатор; 5 — АБХМ; I — сырье; II — водород; III — изомеризат;  
 IV — фракция  $C_{7+}$ ; V — рециркулят; VI — топливный газ



**Рис. 5. Принципиальная схема охлаждения газа с помощью тепловой трубы (ТТ):**  
 1 — компрессор; 2 — испаритель ТТ; 3 — конденсатор ТТ; I — горячий газ; II — холодный газ; III — пар; IV — конденсат; V — вода



**Рис. 6. Принципиальная схема нагрева куба колонны с помощью тепловой трубы (ТТ):**  
 1 — нагревательная печь; 2 — испаритель; 3 — конденсатор ТТ; 4 — ректификационная колонна; I — пар теплоносителя; II — конденсат теплоносителя; III — сырье; IV — кубовый продукт

энергии в АПТ может быть использован водяной пар низкого давления или топливный газ.

Применение АПТ обеспечивает снижение энергетических затрат более чем в 1,5 раза.

На рис. 5 приведена принципиальная схема охлаждения газа между ступенями компрессора с использованием тепловой трубы. Горячий газ после первой ступени компрессора направляется в испаритель 2 трубчатого или пластинчатого типа, где отдает тепло промежуточному теплоносителю, который кипит в трубах. Пар по тепловой трубе направляется в конденсатор 3, откуда конденсат под действием сил гравитации возвращается в испаритель, замыкая процесс теплопереноса.

На рис. 6 приведена принципиальная схема нагрева куба колонны с использованием тепловой трубы, испаритель 2 которой помещен в нагревательную печь 1, а конденсатор 3 служит для нагрева куба колонны 4. Тепловая труба может иметь протяженность в десятки метров, для ее эффективной работы необходимо обеспечить соответствующий подпор и рассчитать гидравлическое сопротивление всего тракта.

В качестве теплоносителя в зависимости от температурного уровня передачи тепла, физико-химических свойств, влияющих на транспортные характеристики, и других условий используют различные вещества: спирты, фреоны, дистиллированную воду, органические продукты, металлы и др.

Тепловая труба позволяет эффективно передать (отвести или подвести) тепло при минимальной разности температур и высоких коэффициентах теплопередачи вследствие фазовых переходов, а благодаря отсутствию насосов снижаются до минимума эксплуатационные и капитальные затраты.



Статья не дает готовых решений, цель ее — привлечь внимание специалистов и показать возможности применения для резкого сокращения энергопотребления в нефтеперерабатывающей, химической и нефтехимической промышленности технологий, относящихся к «Hi-Tech» и успешно реализованных в смежных отраслях промышленности.

*Exhaustive refining of crude oil requires large amounts of energy. To reduce energy consumption, heat pumps, chillers, and heat pipes are proposed for oil refining units. Variants of using hi-tech technologies for updating the units are examined.*

**Key words:** energy-saving technologies, heat pumps, heat pipes, screw compressors, heat recovery.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник нефтепереработчика. — М.: Химия, 1986. — С. 80–194.
2. Бараненко А.В., Тимофеевский Л.С., Долотов А.Г. и др. — Абсорбционные преобразователи теплоты. — СПб.: ГУН и ПТ, 2005. — 338 с.
3. Каталог оборудования ОАО «Пензкомпрессормаш», г. Пенза.
4. Фролов В.П., Шелгинский А.Я. — Энергосбережение. — 2004. — №6. — С. 12–15.
5. Безродный М.К., Волков С.С., Мокляк В.Ф. Двухфазные термосифоны в промышленной теплотехнике. — Киев: Виша школа, 1991. — 125 с.



#### НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ



#### РЕАКТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

- РЕАКТОРЫ УСТАНОВОК Риформинга  
Гидроочистки  
Легкого гидрокрекинга  
Изомеризации
- ВЫНОСНЫЕ РЕАКЦИОННЫЕ КАМЕРЫ УСТАНОВОК ВИСБРЕКИНГА
- РЕАКТОРЫ И РЕГЕНИРАТОРЫ УСТАНОВОК КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Ю. Н. Лебедев, И. А. Александров, Т. М. Зайцева  
НПК «Кедр-89»

## Ректификация смесей близкикопящих компонентов с использованием тепловых насосов

*Получение продуктов высокой чистоты методом ректификации требует значительных эксплуатационных и капитальных затрат. Применение тепловых насосов в схемах разделения близкикопящих смесей обеспечивает снижение эксплуатационных затрат в несколько раз. Представлен анализ использования различных типов тепловых насосов: компрессионных, абсорбционных и их сочетания. Показано, что наибольший эффект дают абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ).*

**Ключевые слова:** ректификация близкикопящих смесей, тепловые насосы, абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ), компрессионные тепловые насосы.

**Д**ля получения продуктов высокой чистоты методом ректификации необходимы большое флегмовое число и большое число теоретических тарелок, что приводит к значительным капитальным и эксплуатационным затратам.

Одним из путей снижения энергетических затрат является использование тепловых насосов, которые преобразуют низкопотенциальную теплоту в теплоту более высокой температуры, пригодную для технологических нужд.

Известны [1] различные типы тепловых насосов:

- компрессионные, использующие для сжатия паров и повышения температуры смеси компрессоры разных конструкций;
- абсорбционные, использующие вторичный контур циркулирующей рабочей жидкости с изменением фазового состояния.

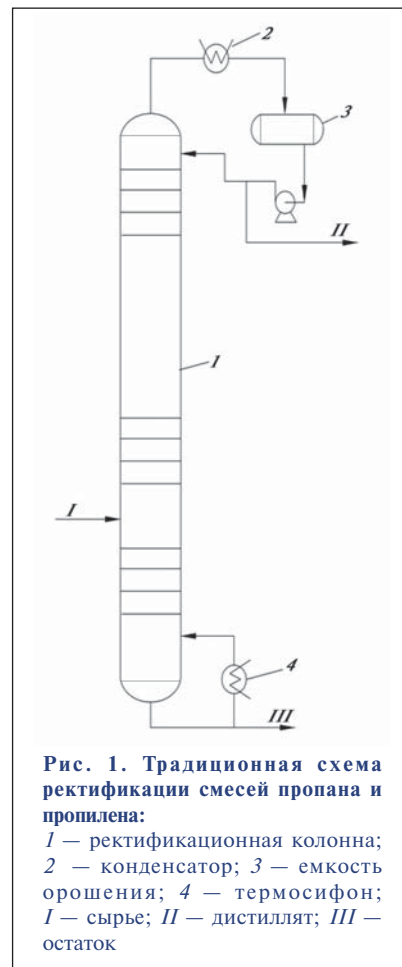
С помощью компьютерной программы Nysis было выполнено моделирование процесса ректификации смеси пропана и пропилена как по традиционной схеме (рис. 1), так и по схеме с использованием теплового насоса (рис. 2). В качестве базы сравнения была принята установка выделения пропилена производи-

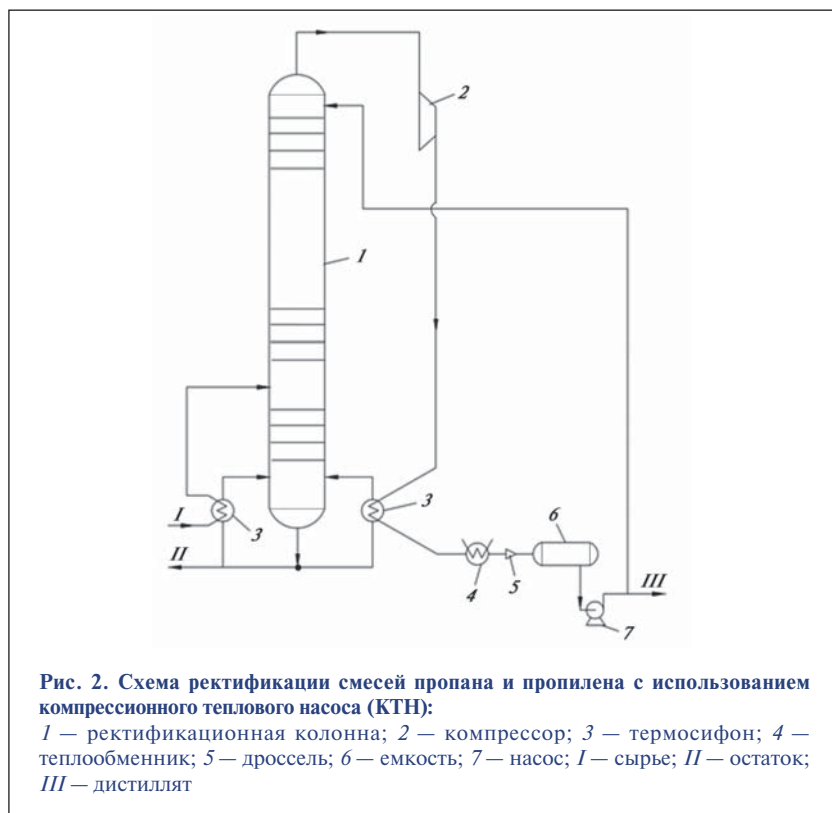
тельностью 240 тыс. т/год. Ниже приведены исходные данные для моделирования:

|   |       |
|---|-------|
| Состав сырья, % мол.                          |       |
| этан.....                                     | 0,03  |
| пропилен.....                                 | 76,58 |
| пропан.....                                   | 22,02 |
| бутан.....                                    | 1,37  |
| Содержание пропилена, % мол.                  |       |
| в дистилляте.....                             | 99,83 |
| в остатке.....                                | 4,69  |
| Расход сырья, т/ч.....                        | 30    |
| Выход пропилена, т/ч.....                     | 22,32 |
| Температура сырья на входе в колонну, °С..... | 47    |

Результаты моделирования базового варианта свидетельствуют о том, что при избыточном давлении 1,71 МПа вверху колонны и температуре 40,3°С для обеспечения требуемого качества пропилена необходима ректификационная колонна со 185 теоретическими тарелками и флегмовым числом, равным 18,06. Тепловая нагрузка на кипятильник составляет 131,59 ГДж/ч, а на конденсатор — 131,93 ГДж/ч. В качестве водяных конденсаторов приняты кожухотрубчатые аппараты диаметром 1400 мм с поверхностью 702 м<sup>2</sup>. Тепло в колонну подводится с использованием

термосифонного кипятильника. Теплоноситель — насыщенный водяной пар температурой 143°С. Гидравлический расчет ректификационной колонны, оснащенной





**Рис. 2.** Схема ректификации смесей пропана и пропилена с использованием компрессионного теплового насоса (КТН):  
 1 — ректификационная колонна; 2 — компрессор; 3 — термосифон; 4 — теплообменник; 5 — дроссель; 6 — емкость; 7 — насос; I — сырье; II — остаток; III — дистиллят

ной высокопроизводительными тарелками центробежного типа [2] с КПД = 80%, показал, что колонна должна быть разрезной с 230 реальными тарелками (по 115 тарелок в каждой части колонны) и иметь диаметр 3600 мм.

Расчет эксплуатационных затрат (стоимость электроэнергии, водяного пара, оборотной воды), отнесенных к 1 т перерабатываемого сырья, показал, что они составляют 772 руб/т. Удельные капитальные затраты, включающие стоимость колонн, конденсаторов и рибойлера, рассчитанные исходя из срока амортизации оборудования — 8 лет, составляют 94,1 руб/т. Таким образом, общие приведенные затраты составят 866,1 руб/т.

Для снижения эксплуатационных затрат предложено использовать тепловой насос компрессионного типа. Согласно расчетной схеме (см. рис. 2), пары сверху колонны направляются в линию всасывания компрессора 2, где сжимаются примерно в

1,7–2 раза, при этом температура паров повышается на 30–40°, что позволяет использовать эту теплоту для нагрева куба колонны в термосифоне 3.

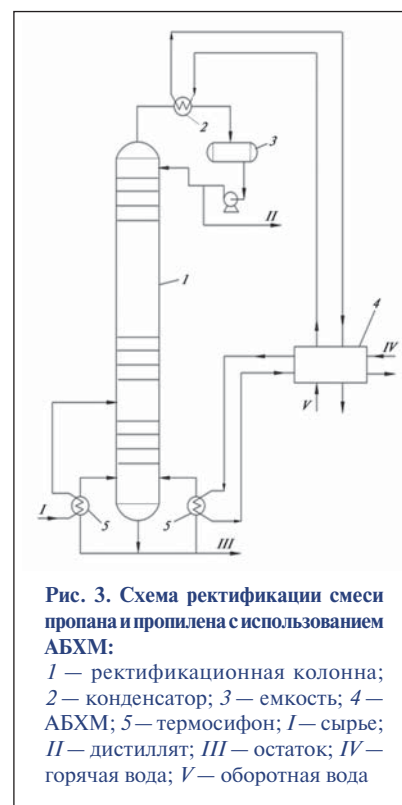
После термосифона поток парожидкостной смеси охлаждается в теплообменнике 4 оборотной водой и дросселируется до значения давления вверх колонны, при этом температура его снижается. Из емкости 6 часть жидкости подается насосом 7 на орошение колонны, а часть в виде дистиллята направляется в парк готовой продукции

С помощью компьютерной программы были определены оптимальные технологические параметры ректификации с использованием теплового насоса: давление в колонне — 0,94 МПа, температура вверху колонны — 16,1°C, внизу — 33,2°C. Для эффективного использования теплоты паров, отводимых сверху колонны, необходимо, чтобы средняя разность между температурами в кубе колонны и те-

плоносителя была не менее 15°. В этом случае температура паров после компрессора составит 60°C, а давление — 0,195 МПа (степень сжатия 2,07).

Результаты моделирования процесса ректификации с использованием компрессионного теплового насоса (КТН) показали, что по сравнению с базовым вариантом тепловая нагрузка на конденсатор-холодильник снизилась в 5,5 раза, нагрузка на кипятильник — на 18%, удельные эксплуатационные затраты — более чем в 2 раза. Несмотря на то, что капитальные затраты выросли за счет затрат на компрессор, их окупаемость составит менее 1,7 года.

На рис. 3 приведена схема ректификации смеси пропана и пропилена с использованием холодильной машины, в которой в качестве рабочего вещества использован раствор бромистого лития. Абсорбционные бромистолитиевые холодильные машины (АБХМ) предназначены для выра-



**Рис. 3.** Схема ректификации смеси пропана и пропилена с использованием АБХМ:  
 1 — ректификационная колонна; 2 — конденсатор; 3 — емкость; 4 — АБХМ; 5 — термосифон; I — сырье; II — дистиллят; III — остаток; IV — горячая вода; V — обратная вода

ботки одновременно холода в области положительных температур и теплоты. Их преимуществами являются: высокая эффективность, низкое энергопотребление, экологическая чистота, простота обслуживания, долговечность. Особая привлекательность АБХМ состоит в возможности выработки холода на базе низкотемпературных греющих источников температурой 65–70°C, т.е. фактически на базе бросового тепла.

Результаты расчета ректификации смеси пропана и пропилена с использованием АБХМ при таких же исходных данных, как в базовом варианте, приведены в **таблице**. Как видно, при давлении вверху колонны 0,94 МПа и температуре 16,1°C необходимо из конденсатора ректификационной колонны отвести 111,87 ГДж/ч тепла, а в куб колонны подвести 109,36 ГДж/ч тепла. Таким образом, производительность АБХМ по холоду составит 23 МВт, по теплу — 22,5 МВт. Для эффективной работы конденсатора и термосифона необходимо, чтобы разность между температурами теплоносителя и рабочей среды была 10°. Для этого нужно воду в АБХМ заохладить до 5°C, а в термосифон подавать горячую воду температурой не менее 75°C.

Схема с использованием КТН и АБХМ приведена на **рис. 4**. В этом варианте половина паров, выходящих сверху колонны, конденсируется в кожухотрубчатом конденсаторе водой, охлажденной АБХМ до температуры 5°C, а другая половина направляется в линию всасывания компрессора, где сжимается до 0,195 МПа. Теплота этих паров используется в термосифоне для нагревания куба колонны. Недостающее тепло в куб колонны подводится через термосифон, использующий в качестве теплоносителя горячую воду температурой 75°C. Результаты расчета этого варианта также приведены в таблице.

Из анализа результатов расчета различных схем ректификации (см. таблицу) следует, что наименьшими эксплуатационными затратами отличается схема с АБХМ. По сравнению с затратами при обычной ректификации они ниже в 4,3 раза. Затем следует вариант смешанный — с КТН и АБХМ, в котором эксплуатационные затраты в 3,37 раза ниже, чем в базовом варианте, и, наконец, вариант с КТН, в котором эксплуатационные затраты уменьшаются в 2,29 раза.

Столь серьезное снижение эксплуатационных затрат при использовании тепловых насосов объясняется прежде всего соотношением цен на электроэнергию и топливо. В расчете цена электроэнергии была принята равной

1,5 руб. за 1 кВт·ч, а стоимость топлива — 300 руб. за 4,19 ГДж (2400 руб. за 1 т мазута или 3000 руб. за 1000 м<sup>3</sup> природного газа).

Преимущество АБХМ перед КТН связано, во-первых, с использованием бросового (бесплатного) тепла на производство холода и, во-вторых, с большей экономичностью насосов по сравнению с компрессорами. При оценке эксплуатационных затрат в схеме с АБХМ учтены только затраты на перекачку оборотной и промышленной теплофикационной воды.

С учетом капитальных затрат по каждому варианту срок окупаемости составляет: с АБХМ — 1,47 года; с АБХМ и КТН (смешанному) — 1,53 года; с КТН — 1,7 года.

| Показатели  | Вариант ректификации |                  |        |            |
|---|----------------------|------------------|--------|------------|
|   | базовый              | с использованием |        |            |
|   |                      | КТН              | АБХМ   | КТН и АБХМ |
| Производительность по сырью, т/ч                    | 30,0                 | 30,0             | 30,0   | 30,0       |
| Выход пропилена, т/ч                                | 22,32                | 22,32            | 22,32  | 22,32      |
| Давление вверху колонны, МПа                        | 1,71                 | 0,94             | 0,94   | 0,94       |
| Флегмовое число                                     | 18,06                | 12,8             | 12,8   | 12,8       |
| Число теоретических тарелок                         | 185                  | 185              | 185    | 185        |
| Температура, °С                                     |                      |                  |        |            |
| вверху колонны                                      | 40,3                 | 16,1             | 16,1   | 16,1       |
| внизу колонны                                       | 56,6                 | 33,2             | 33,2   | 33,2       |
| Нагрузка, ГДж/ч                                     |                      |                  |        |            |
| на конденсатор                                      | 131,93               | 23,95*           | 111,87 | 55,22      |
| на кипятильник                                      | 131,59               | 108,02           | 109,36 | 108,02     |
| Расход  |                      |                  |        |            |
| оборотной воды, м <sup>3</sup> /ч                   | 4500                 | 817              | 3340   | 1570       |
| водяного пара, т/ч                                  | 72                   | —                | —      | —          |
| электроэнергии, кВт·ч                               | 1662                 | 6264             | 1550   | 3630       |
| Капитальные затраты, млн. руб.                      |                      |                  |        |            |
| на колонну  | 120                  | 120              | 120    | 120        |
| на конденсатор                                      | 33,45                | 0,3              | 36     | 0,18       |
| на ребойлер   | 22                   | 31               | 23     | 35         |
| на компрессор                                       | —                    | 30               | —      | 30         |
| на АБХМ   | —                    | —                | 30     | 15         |
| Удельные эксплуатационные затраты, руб./т           | 772                  | 337,5            | 180    | 228,6      |
| Удельные капитальные затраты <sup>2*</sup> , руб./т | 91,4                 | 94,0             | 109,0  | 104,3      |
| Приведенные затраты, руб./т                         | 863,4                | 431,0            | 289,0  | 332,9      |

\* Нагрузка на холодильник после термосифона.

<sup>2\*</sup> Исходя из срока амортизации — 8 лет.



А.В. Ефремов, С.И. Мячин, В.Г. Зайцев, Р.Ф. Галиев, Ю.Н. Лебедев,  
А.С. Левандовский, А.Б. Николаев, В.А. Лудченко

ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»,  
НПК «Кедр-89», ОАО «Укрнефтехимпроект»

## Ввод в эксплуатацию новой установки висбрекинга в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»

*В ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» введена в эксплуатацию новая установка висбрекинга производительностью 1,5 млн. т в год по гудрону. На установке для увеличения глубины превращения сырья и снижения закоксовывания труб печного змеевика предусмотрена выносная реакционная камера (сокинг).*

*С целью повышения отбора газойлевых фракций установка укомплектована вакуумным блоком. Тяжелый и легкий газойли используются для приготовления мазута марки М-100.*

**Ключевые слова:** висбрекинг, выносная реакционная камера (сокинг), вакуумный блок.

**В** январе 2009 г. в ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» успешно введена в эксплуатацию установка висбрекинга производительностью 1,5 млн. т в год по гудрону (рис. 1), что позволило увеличить глубину переработки нефти и приступить к выработке товарных мазутов из тяжелых нефтяных остатков НПЗ без вовлечения светлых и газойлевых фракций.

Проектирование установки в соответствии с базовым проектом, разработанным компаниями «Shell» и «ABB Lummus Global», выполнили НПК «Кедр-89» (г. Москва) и ОАО «Укрнефтехимпроект» (г. Киев).

Висбрекинг — термодеструктивный процесс, предназначенный для превращения гудрона в котельное топливо с низкими вязкостью и температурой застывания. Процесс протекает в относительно мягких условиях: давление — 0,7–1,1 МПа; температура — 430–453°С. Для увеличения глубины превращения сырья и уменьшения закоксовывания труб печного змеевика на установке использована выносная реакционная камера (сокинг-камера) с восходящим потоком продуктов крекинга. Относительно большое

время пребывания продуктов в сокинг-камере обеспечивает снижение температуры нагрева сырья в змеевике печи, что позволяет уменьшить закоксованность змеевиков печи.

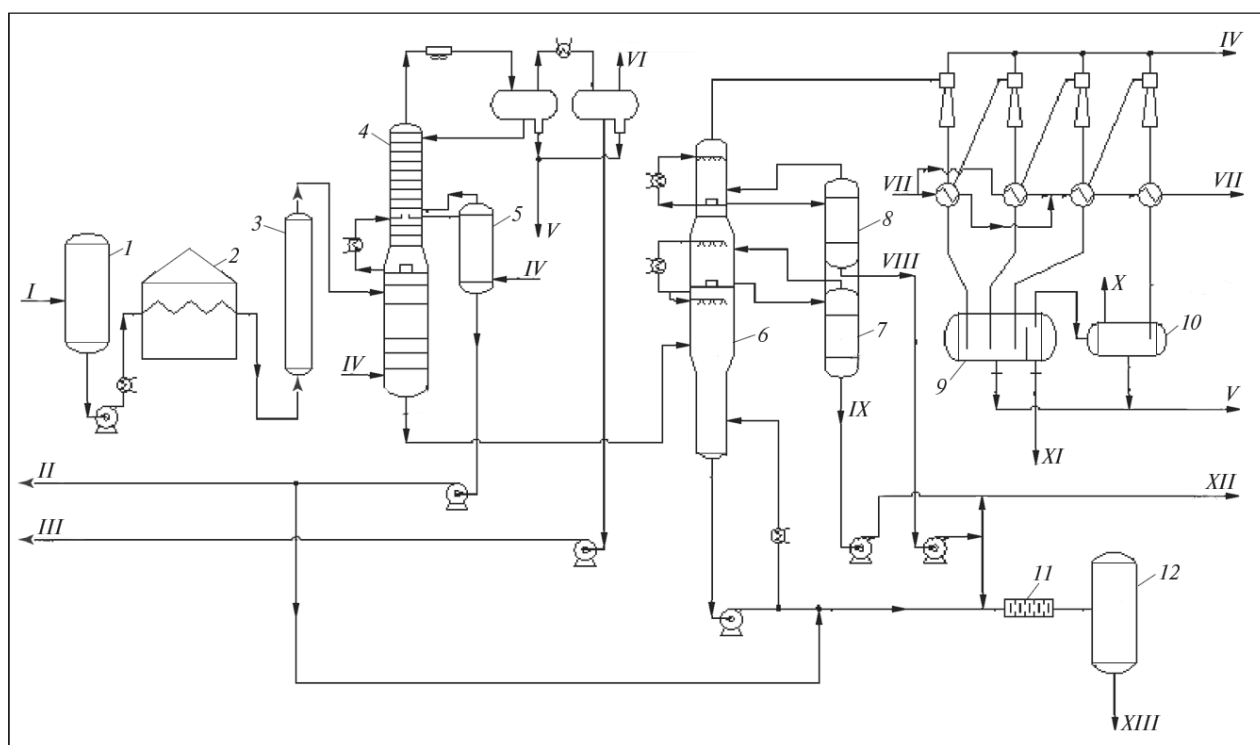
Принципиальная технологическая схема установки приведена на рис. 2. Гудрон, предварительно нагретый в теплообменниках теплом висбрекинг-остатка, выводимого из вакуумной колонны, из сырьевой емкости 1 направляется в реакционную печь 2. В зме-

евиках печи начинается процесс термического крекинга углеводородов, который продолжается в сокинг-камере 3.

Подача сырья из печи в сокинг-камеру осуществляется восходящим потоком. Благодаря наличию сокинг-камеры время пребывания гудрона в зоне реакции термического крекинга увеличивается, что обеспечивает достижение необходимой глубины его превращения. Из сокинг-камеры крекированный продукт поступает



Рис. 1. Общий вид установки висбрекинга ОАО «Салаватнефтеоргсинтез»



**Рис. 2. Принципиальная технологическая схема установки висбрекинга:**

1 – сырьевая емкость; 2 – реакционная печь; 3 – сокинг-камера; 4 – фракционирующая колонна; 5 – стриппинг-колонна; 6 – вакуумная колонна; 7, 8 – вакуум-приемники; 9, 10 – барометрическая и гидрозатворная емкости; 11 – динамический смеситель; 12 – емкость смешения; I – гудрон; II – газойль; III – нестабильная нефтя; IV – водяной пар; V – кислая вода; VI – кислый газ; VII – вода; VIII, IX – соответственно легкий и тяжелый вакуумные газойли; X – газ на сжигание; XI – углеводороды; XII – вакуумный газойль; XIII – мазут

в колонну 4 фракционирования, из которой сверху выводятся пары нестабильной нефтя, водяные пары и углеводородный газ, сбоку – газойль, снизу – продукт фракционирования.

Избыточное тепло из колонны фракционирования отводится потоком циркуляционного орошения. Для предотвращения солеотложений, снижения концентрации коррозионно-агрессивных веществ и предотвращения коррозии оборудования и трубопроводов предусмотрена двухступенчатая схема конденсации паров с подачей аммиачной воды и ингибиторов коррозии перед воздушными конденсаторами-холодильниками. Несконденсировавшийся кислый углеводородный газ со второй ступени конденсации паров колонны фракционирования направляется

на установку очистки и компремирования газов НПЗ. Нестабильная нефтя с первой ступени конденсации подается в колонну фракционирования в качестве острого орошения, а со второй ступени выводится на установку гидроочистки ГО-3.

В качестве бокового погона из колонны фракционирования в стриппинг 5 выводится газойль. Из стриппинга он поступает в узел смешения для получения мазута М-100 при нормальном режиме работы установки висбрекинга. При альтернативных режимах работы весь газойль выводится с установки в качестве компонента дизельного топлива на установки гидроочистки керосиногазойлевой фракции.

Продукт фракционирования по трансферному трубопроводу поступает в вакуумную колонну

6. Специальная конструкция трансферного трубопровода обеспечивает постепенное снижение давления между низом фракционирующей колонны и эвапорационным пространством вакуумной колонны без образования жидкостных пробок и пульсаций.

Вакуумная колонна работает по схеме «сухой» перегонки, т.е. без подачи водяного пара. Остаточное давление наверху колонны – 1,2–3,0 кПа, температура – 80–85°С. Вакуум поддерживается четырехступенчатым пароежекторным насосом, каждая ступень которого включает два эжектора. В эжекторы подается водяной пар среднего давления, для конденсации используются водяные конденсаторы-холодильники. Сконденсировавшиеся нефтепродукты и кислая вода поступают в барометрическую 9 и

гидрозатворную 10 емкости, где разделяются, и выводятся с установки. Кислая вода выводится на установку обезвреживания сернисто-щелочных стоков, а слоп — сконденсировавшиеся углеводороды откачивается с установки в сырье.

Несконденсировавшиеся отходящие газы из гидрозатворной емкости подаются на горелку в реакционную печь 2. Теплосъем в вакуумной колонне организован с помощью пяти циркуляционных орошений с отбором легкого и тяжелого вакуумных газойлей. Легкий вакуумный газойль с верхней глухой тарелки полного отбора поступает в вакуум-приемник 8, откуда насосом частично возвращается в колонну для поддержания необходимого температурного режима. Орошения подаются тремя параллельными потоками: одна часть легкого вакуумного газойля охлаждается в воздушном холодильнике и поступает в вакуумную колонну в качестве верхнего холодного орошения, другая часть, образуемая смешением холодного и горячего потоков, подается в верхнюю часть колонны, третья часть в виде горячего орошения поступает в верхнюю часть колонны на форсуночный распределитель для предотвращения уноса тяжелого остатка в секцию верхнего продукта вакуумной колонны. Некоторое количество легкого вакуумного газойля подается в колонну фракционирования в качестве промывочного газойля, а часть его объединяется с тяжелым вакуумным газойлем и выводится с установки висбрекинга при нормальном режиме ее работы.

Тяжелый вакуумный газойль с нижней глухой тарелки полного отбора поступает в емкость 7, откуда выводится по следующей схеме: одна его часть подается в вакуумную колонну в качестве циркуляционного орошения, которое образуется смешением

горячего и охлажденного в парогенераторе потоков, другая часть возвращается в вакуумную колонну в качестве промывочного продукта, а еще часть после генератора пара поступает в холодильник, где охлаждается и после объединения с легким вакуумным газойлем выводится с установки висбрекинга при нормальном режиме ее работы.

Схемой предусмотрен вариант вывода тяжелого и легкого вакуумных газойлей в узел 11 автоматического смешения для получения мазута М-100. В этом узле помимо вакуумных газойлей смешиваются: висбрекинг-остаток вакуумной колонны, предварительно охлажденный в ряде теплообменников, газойль из стриппинга фракционирующей колонны, легкий и тяжелый газойли с установки каталитического крекинга.

При остановке установки каталитического крекинга в узел смешения подаются легкий и тяжелый вакуумные газойли висбрекинга. Этот узел продолжает работать и при остановке установки висбрекинга, в этом случае на смешение вместо висбрекинг-остатка поступает гудрон.

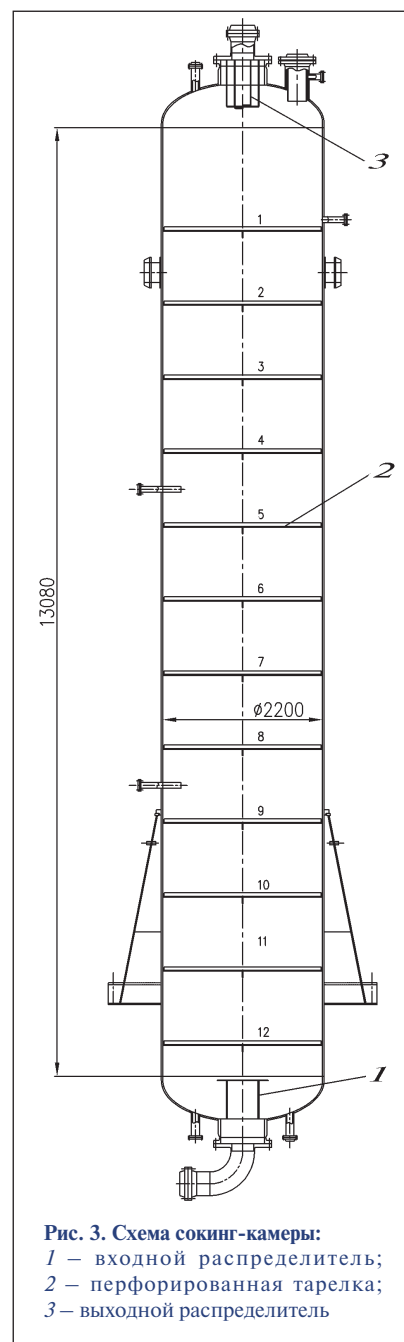
Широкий ассортимент разбавителей позволяет очень оперативно реагировать на изменение рынка нефтепродуктов и производственные потребности завода.

Из узла смешения полученный мазут поступает в емкость 12, из которой насосом выводится с установки висбрекинга.

### **Основное технологическое оборудование установки висбрекинга**

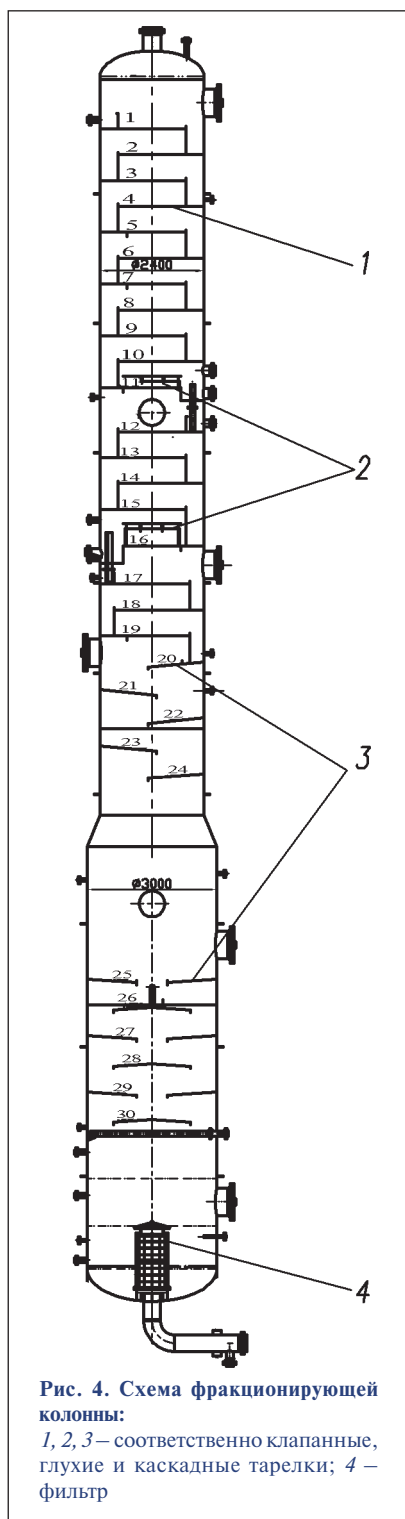
**Реакционная печь висбрекинга.** Эта печь коробчатого типа. Она состоит из двух прямоугольных радиантных секций с вертикальными змеевиками и расположенной над ними камерой конвекции с горизонтальными змеевиками. Камера конвекции также обо-

рудована змеевиком для нагрева водяного пара и сажеобдувочными аппаратами для чистки внешней поверхности расположенных в ней труб. Для горения в печи используется комбинированное топливо: часть мазута М-100 и топливный газ из сети завода. С целью экономии печного топлива и снижения выбросов вредных веществ в атмосферу в печи предусмотрена система утилизации дымовых



**Рис. 3. Схема сокинг-камеры:**  
1 — входной распределитель;  
2 — перфорированная тарелка;  
3 — выходной распределитель





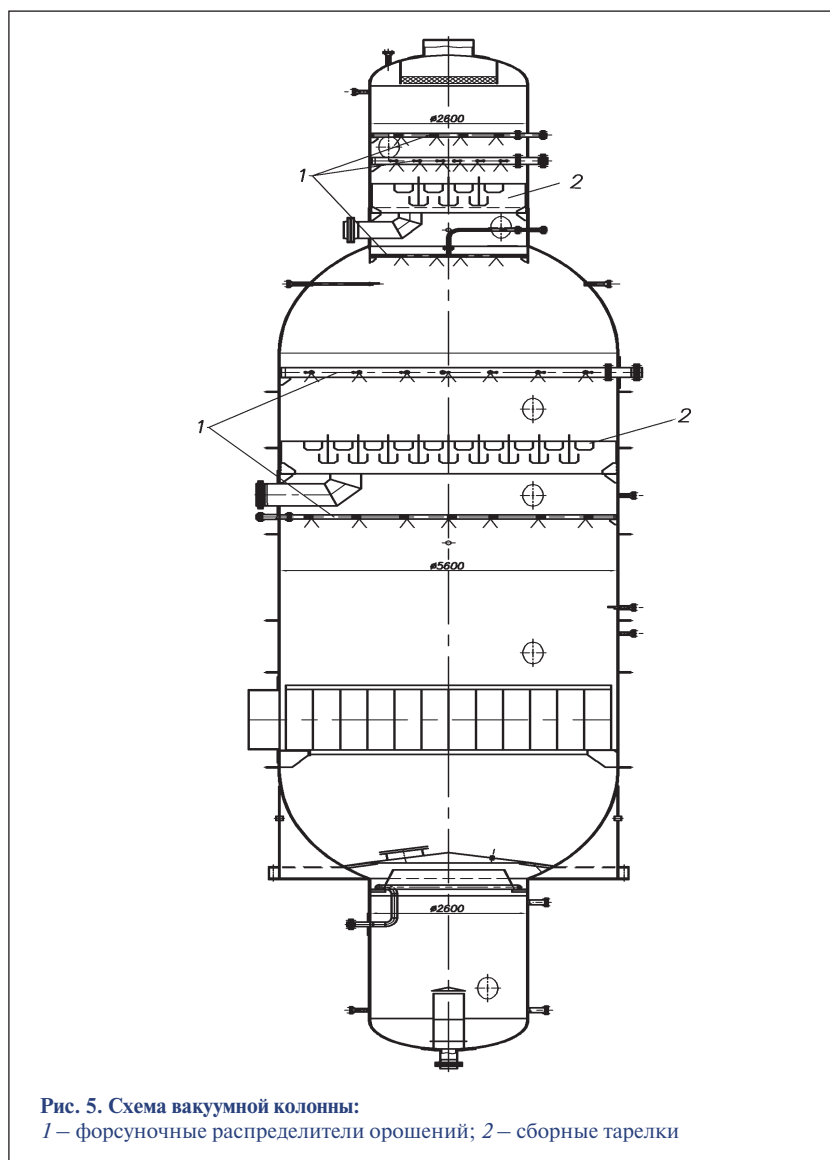
газов с использованием воздухоподогревателя трубчатого типа. Дымовые газы из дымовой трубы забираются дымососом и направляются в трубы воздухоподогревателя, в межтрубное пространство которого вентилятором подается

атмосферный воздух, где он нагревается до 200°C, а затем направляется в печные горелки. Благодаря использованию горячего воздуха при сгорании топлива КПД печи повышается до 91%. Из воздухоподогревателя дымовые газы возвращаются в дымовую трубу.

В процессе работы установки висбрекинг в змеевиках печи отлагается кокс. Для уменьшения коксоотложения при производительности установки ниже проектной в змеевиках печи предусмотрена подача котловой воды. В период ремонта змеевики печи очищают от отложений кокса путем выжига паром.

**Сокинг-камера (рис. 3)** представляет собой вертикальный аппарат диаметром 2200 мм и высотой около 14 м со штуцерами входа и выхода продуктов, распределительными устройствами и 12 перфорированными тарелками, установленными с шагом 1000 мм по высоте аппарата. Корпус аппарата выполнен из двухслойной стали 12ХМ+12Х18Н10Б, внутренние устройства – из нержавеющей стали.

**Колонна фракционирования (рис. 4)** выполнена в виде бутылки. Диаметр ее верхней части – 2400 мм, нижней – 3000 мм. Внутри колонны установлено 30



| Показатели  | По проекту | По данным фиксированного пробега |
|---|------------|----------------------------------|
| Производительность по гудрону, т/ч  | 181        | 181                              |
| Вязкость гудрона при 100°С, мм <sup>2</sup> /с, не более западносибирской нефти | 269        | 646                              |
| арланской нефти   | 1031       | —*                               |
| Отбор нефти, % мас.   | 3,8        | 3,71                             |
| Выход висбрекинг-остатка, % мас, не более                                       | 68,8       | 68,5                             |
| Вязкость мазута <sup>2*</sup> при 100°С, мм <sup>2</sup> /с, не более           | 50         | 50,57                            |
| Период между выжигами кокса из змеевиков печи, мес.                             | 11         | 11                               |

\* В настоящее время арланская нефть в переработку не вовлекается.  
<sup>2\*</sup> Продукт установки висбрекинга после отбора нефти (без вовлечения внешних разбавителей).

тарелок, в верхней части — 24, в том числе 2 глухие, 17 клапанных и 5 каскадных, в нижней части — 6 каскадных тарелок. Особенность работы колонны фракционирования состоит в том, что в нее вместе с сырьем из сокинг-камеры поступают частицы кокса, для осаждения которых организованы секции промывки на каскадных тарелках под вводом сырья и в отпарной части колонны выше ввода водяного пара. В верхней части колонны для разделения нефти и газойля использованы клапанные трапециевидные тарелки. На выходе остатка из колонны предусмотрен фильтр для улавливания частиц кокса.

В период ремонта колонну фракционирования очищают от отложений кокса механическим способом.

Для увеличения отбора газойлевых фракций установка висбрекинга укомплектована вакуумным блоком, включающим вакуумную колонну с двумя вакуумприемниками, пароэжекторную вакуумсоздающую систему, теплообменное оборудование, насосы и т.д.

**Вакуумная колонна (рис. 5)** состоит из трех секций. Диаметр верхней секции — 2600 мм, средней — 5600 мм, нижней — 2600 мм. Внутри колонны установлены две сборные тарелки для вывода легкого и тяжелого вакуумных га-

зойлей в вакуумприемники, пять распределителей форсуночного типа: три — в верхней секции, два — в средней секции.

На форсуночные распределители из вакуумприемников насосами подаются верхнее и нижнее циркуляционные орошения. Число форсунок в каждом распределителе подобрано таким образом, чтобы жидкость, распыляясь в форсунках, перекрывала все поперечное сечение колонны. Пары газойлевых фракций, поднимаясь по колонне, контактируют с жидкостью, благодаря чему происходит сепарация коксовой пыли из потока пара и конденсация легкого и тяжелого вакуумных газойлей.

Все нестандартное технологическое оборудование установки висбрекинга разработано в НПК «Кедр-89» и изготовлено в ОАО «Пензхиммаш».

В период фиксированного пробега установки висбрекинга, проведенного в апреле 2009 г., фактические показатели ее работы практически полностью соответствовали проектным (см. таблицу). Опыт годичной эксплуатации подтвердил надежность и эффективность основного технологического оборудования и установки висбрекинга в целом.

*A new visbreaking unit with output of 1.5 million tons a year in vacuum resid was started up at Salavatnefteorgsintez Co. A separate reaction chamber (soaker) is provided in the unit for increasing the degree of feedstock conversion and reducing coking of furnace coil tubes. To increase takeoff of gasoil cuts, the unit is equipped with a vacuum block. Heavy and light vacuum gasoils are used for preparation of type M-100 atmospheric resid.*

**Key words:** visbreaking, separate reaction chamber (soaker), vacuum block.



В. Н. Николаенко, А. С. Левандовский,  
А. К. Тур, Н. А. Рожина, А. Ш. Бродский

ОАО «Укрнефтехимпроект»

## Совершенствование методов проектирования в современных условиях

*Перед нефтеперерабатывающей промышленностью РФ поставлена задача существенной модернизации и реконструкции существующих и строительства новых предприятий до 2020 г. Отраслевые проектные организации в условиях жестких лимитов времени должны обеспечить проектной и рабочей документацией строящиеся и реконструируемые предприятия. В связи с этим рассмотрены некоторые методы совершенствования проектирования на примере их использования в ОАО «Укрнефтехимпроект».*

**Ключевые слова:** управление проектами, система автоматизированного проектирования компании «AVEVA», информационная модель объекта, трехмерное изображение объекта.

**Р**аспоряжением Правительства РФ утверждена концепция долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации до 2020 г. [1]. В части, относящейся к нефтеперерабатывающей промышленности, документ предусматривает:

- углубление переработки нефти до 83% к 2015 г. и до 87% к 2020 г.;
- увеличение выхода светлых нефтепродуктов до 64,1% к 2015 г. и до 67,4% к 2020 г.;
- перевод автомобильного транспорта на эксплуатацию в соответствии с экологическим стандартом «Евро-5».

Последнее требование вводится в действие с 1 января 2013 г. положениями специального технического регламента «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам», утвержденного Постановлением Правительства РФ [2].

Для достижения указанных показателей потребуется существенная модернизация нефтеперерабатывающих предприятий: сооружение новых и техническое перевооружение ряда действующих технологических установок и производств. Предстоит реконструировать более 20 предприятий отрасли [3], на которых средний

уровень глубины переработки составляет до 72%, а индекс комплексности Нельсона, характеризующий уровень их технического состояния, — 4,3 [4] (для сравнения: указанный индекс предприятий США — 9,5 [5]).

Четкие сроки реализации масштабных мероприятий, обозначенные в документах, принятых на общегосударственном уровне, обуславливают практически одновременное осуществление модернизации целого ряда предприятий отрасли. Для этого потребуется аккумулировать значительные интеллектуальные ресурсы, в первую очередь ресурсы проектных организаций, которые в условиях жестких лимитов времени должны будут обеспечить реконструируемые и вновь строящиеся объекты проектной и рабочей документацией одновременно для нескольких Заказчиков, соблюдая строгое исполнение календарных сроков, ибо их нарушение повлечет существенные материальные убытки в виде штрафных санкций.

Ограниченные сроки реализации инвестиционных проектов не снижают, а повышают требования к качеству проектной и рабочей документации — одному из наиболее весомых составляющих их своевременной и успешной реализации. Вот почему необхо-

димо и полезно всем отраслевым проектным организациям РФ обменяться мнениями о видении наиболее эффективных путей достижения намеченных целей.

При складывающемся соотношении перспективных объемов работ по реконструкции и имеющихся ресурсов проектных организаций стран СНГ такой обмен мнениями будет взаимно выгоден и полезен, несмотря на конкурентные условия рыночной экономики, в которых работают эти организации. Его важнейшие задачи:

- максимально унифицировать и взаимно адаптировать специальное программное обеспечение, используемое проектными организациями;
- создать единую базу данных об оборудовании, изделиях и материалах, используемых в рамках выполнения общих проектов для одного или группы Заказчиков, объединенных в общую управляющую Компанию;
- использовать наиболее эффективные средства управления проектами в рамках их совместного выполнения;
- унифицировать систему оформления документации, принципы классификации и идентификации сред, потоков, оборудования, трубопроводов, изделий, средств КИПиА.

ОАО «Укрнефтехимпроект» — инициатор предложенного обмена мнениями является проектным институтом с более чем полувековой историей. С 2000 по 2009 г. им в содружестве с партнерами — НПК «Кедр-89», ОАО «УкрНИИхиммаш», ОАО «Пензхиммаш», ОАО «Укрпроектстальконструкция» в сжатые сроки был успешно реализован ряд проектов по модернизации нефтеперерабатывающих предприятий РФ и Украины.

Обеспечению Заказчиков проектно-сметной документацией (ПСД) в сжатые сроки способствуют:

- использование новых методов управления проектами с применением специального программного обеспечения;
- интенсификация производственного процесса путем организации проектных групп, использующих специальное программное обеспечение, в том числе программные комплексы трехмерного проектирования и систему удаленного доступа к общим базам данных;
- сотрудничество с Заказчиками при размещении заказов на разработку и изготовление оборудования;
- подготовка кадрового резерва и своевременная ротация кадров;
- использование системы менеджмента качества (СМК), соответствующей требованиям международного стандарта ISO 9001.

Рассмотрим подробнее каждое из перечисленных направлений совершенствования процесса проектирования.

#### ***Создание системы управления проектами***

В условиях необходимости резкого повышения интенсивности труда проектировщиков и управления насыщенным портфелем одновременно выполняемых проектов особое значение при-

обретает использование специального программного обеспечения. По результатам анализа соответствующих программных продуктов институтом была приобретена сетевая версия программного комплекса «Spider Project Professional» для мультипроектного моделирования проектов и управления ими. Под «проектом» здесь и далее понимаются разработка ПСД и другие услуги, которые выполняются институтом для Заказчиков.

На базе указанного комплекса в институте создается автоматизированная система управления проектами (система), обеспечивающая информационную поддержку процесса выполнения проектов, эффективное планирование и управление ходом работ, соответствие стандартам и требованиям, регламентирующим процесс проектирования. При разработке этой системы за основу приняты стандарты предприятия (СТП), регламентирующие процесс проектирования, в том числе СТП 7.3–01 «Управление проектированием», СТП 7.3–02 «Распределение проектных работ между производственными отделами», СТП 7.3–05 «Перечень, объем и содержание промежуточных технических заданий».

Эти СТП содержат перечень проектных операций (промежуточных технических заданий, которыми обмениваются производственные отделы по мере разработки соответствующих разделов ПСД), их содержание, последовательность выполнения, формы входных и выходных документов. В рамках разработки системы дополнительно прописаны связи между проектными операциями.

В 2009 г. внедрен первый этап системы, обеспечивающий автоматизацию процесса управления разработкой проектов в институте на уровне верхнего звена управления — от директора до началь-

ников производственных отделов включительно. Внедрение методологии и инструментов управления проектами способствовало повышению эффективности бизнес-процессов и качества управления:

- улучшению качества планирования и контроля за сроками разработки документации;
- улучшению координации деятельности различных подразделений, хранению, накоплению и дальнейшему использованию опыта реализованных проектов в виде базы знаний предприятия;
- формированию сбалансированного портфеля проектов и, как следствие, развитию института в соответствии с его стратегическими целями и численностью сотрудников;
- планированию потребности в ресурсах для реализации проектов на текущий момент и среднесрочную перспективу.

По результатам внедрения первого этапа системы обеспечено:

- создание библиотеки шаблонов графиков с целью составления предварительных графиков прохождения проектов на стадии заключения договоров;
- создание базы данных выполненных проектов с целью фиксации трудозатрат на выполнение проектов и использование накопленных данных при дальнейшем проектировании;
- управление сроками выполнения проекта, в том числе оперативное составление графиков разработки и их корректировка по ходу выполнения;
- управление стоимостью проекта;
- управление ресурсами проекта;
- управление портфелем проектов;
- решение ресурсных конфликтов;
- контролирование выполнения текущих проектов;

| Функция   | Исполнители   | Количество исполнителей |
|---|---|-------------------------|
| Ведение портфеля проектов                                 | Директор по проектированию<br>Руководитель диспетчерской службы   | 1<br>1                  |
| Ведение локальных проектов                                | Главные инженеры проектов   | Все                     |
| Составление отчетности                                    | Начальники производственных отделов или главные инженеры отделов  | Все                     |
| Техническая поддержка                                     | Отдел автоматизации проектных работ                               | 1                       |
| Сопровождение системы, ведение корпоративных справочников | Специалист диспетчерской службы<br>плано-производственного отдела | 1                       |

- получение статистических данных и отчетности по выполнению проектов;
- централизованное хранение информации о графиках работ, ресурсах и стоимости;
- быстрое анализирование влияния изменений в графике на ресурсное обеспечение и финансирование плановых работ.

Состав специалистов, обеспечивающих функционирование системы, приведен в **таблице**, структурно-функциональная схема выполняемых ими работ по управлению проектами — на **рис. 1**.

На **рис. 2** приведен пример оперативного графика разработки рабочей документации по одному из объектов для использования на уровне главного инженера проекта, начальников производственных отделов и разработчиков соответствующих разделов.

Другим не менее важным фактором, способствующим повышению эффективности проектирования, является внедрение метода организации процесса управления проектированием. Состав и порядок практической реализации каждого из элементов схемы этого процесса (**рис. 3**) определен внутренними стандартами предприятия:

- заключение контрактов (договоров) с Заказчиками на выполнение проектно-изыскательских работ по объектам проектирования — СТП 7.2–01;

- подготовка объектов к проектированию, порядок выбора и работа с субподрядными организациями, низовое планирование и

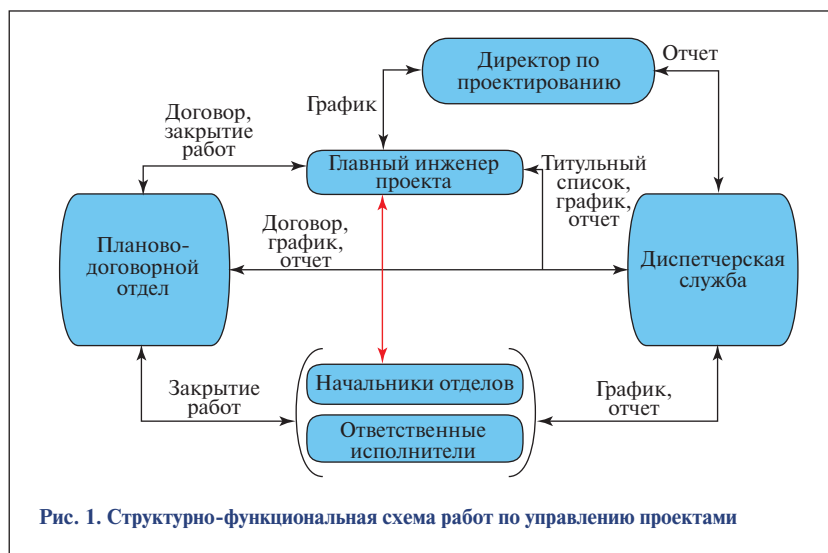
загрузка производственных отделов, учет и контроль за ходом разработки документации, порядок назначения главного инженера проекта — СТП 7.3–01;

- непосредственно разработка документации — СТП 7.3–05;

- оформление и выпуск документации — СТП 7.5–07;

- распределение проектных работ между производственными отделами — СТП 7.3–04;

- автоматизация проектных работ — СТП 7.5–04, в части,



| Название   | Начало Периода | Окончание Периода | Сделано (всего) | Остаток (всего) | Остаток (%) |
|--|----------------|-------------------|-----------------|-----------------|-------------|
| 000.РН.Тупсинский НПЗ. Комбинированная установка №1 Секция 5000. Замедленное коксование        |                |                   |                 |                 |             |
| 110_10_5000_КП   |                |                   |                 |                 |             |
| 1. УНХП. Получение от заказчика текстовых на проектирование стадии Р, базового проекта, т...   | 01.12.2008     | 01.12.2008        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 2. УНХП. Ориентировочные сведения по габаритам и весу колонных аппаратов, коксовых каме...     | 02.12.2008     | 12.12.2008        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 3. УНХП. Эскизы колонн с расположением штуцеров по высоте и в плане. Задание на фундамен...    | 02.12.2008     | 09.01.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 4. Тупсинский НПЗ. Выдача заказчику задания на изыскания.                                      | 02.12.2008     | 02.02.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 5. УНХП. Эскизы коксовых камер с расположением штуцеров по высоте и в плане. Задание на фун... | 02.12.2008     | 01.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 6. КЕДР. Нагрузки и накладки (платы) от крепления трубопроводов и площадок коксовых каме...    | 13.01.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 7. Кедр. Нагрузки и накладки (платы) от крепления трубопроводов и площадок коксовых каме...    | 17.02.2009     | 01.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 8. Тупсинский НПЗ. Отправка заказчику опросных листов и заявочных спецификаций на основ...     | 02.12.2008     | 15.01.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 9. УНХП. Уточненные эскизы колонн на согласование.   | 14.01.2009     | 30.01.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 10. УНХП. Уточненный эскиз коксовых камер на согласование                                      | 02.04.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 11. УНХП. Теплотрасса колонн и их сметная стоимость.   | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 12. УНХП. Получение от заказчика чертёжной документации фирм-изготовителей и задания на...     | 16.01.2009     | 30.03.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 13. УНХП. Получение от заказчика чертёжной фирм-изготовителей и заданий на фундамен...         | 16.01.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 14а. УНХП. Получение от заказчика подпроектирования на электрооборудование                     | 18.01.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 17. Разработка теплотрасс на нестандартное оборудование:                                       | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 17.1 Коксовый камеры.  | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 17.2 Колонные аппараты.  | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 17.3 Емкостное оборудование.   | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 18. Разработка Р.Д. Р.У.Т.П.   | 02.12.2008     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 18.1 Разработка Р.Д. Р.П.П. №1 с контроллерной   | 02.12.2008     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 18.2 Разработка Р.Д. Т.П.  | 06.03.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 20.2.1 Этажерка №1 с наружной аппаратурой  | 09.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 20.2.2 Этажерка №2 с наружной аппаратурой  | 04.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 20.2.3 Этажерка №3 с наружной аппаратурой  | 04.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |
| 20.4 Плановой блок с системой утилизации тепла дымовых газов.                                  | 02.02.2009     | 03.04.2009        | 100,00          | 0,00            | 100,00      |

**Рис. 2. Оперативный график разработки рабочей документации для ООО «Роснефть–Тупсинский НПЗ»**



Рис. 3. Общая схема процесса проектирования

относящейся к трехмерному моделированию, — РД-01–10.

Одним из эффективных способов повышения производительности труда в институте является выполнение работ проектными группами. Этот метод используется при проведении особо ответственных работ, подлежащих выполнению в сжатые сроки ограниченным числом исполнителей. Порядок выполнения работ проектными группами определен СТП 7.3–06.

**Использование комплексной системы автоматизированного проектирования компании «AVEVA»**

Многие проектные организации используют системы автоматизированного проектирования (САПР), функционал которых позволяет выполнять отдельные разделы проектной и рабочей документации. При использовании данных систем повышается качество исполнения отдельных частей документации, относящихся к различным дисциплинам, но не уменьшается число ошибок, возникающих при стыковке этих частей. Причина нестыковки проектных данных, потерь информации, рабочего времени и

ресурсов состоит в работе проектировщиков с различными САПР, соответствующими их дисциплинам.

Анализ работы ведущих компаний Европы [6] и собственный опыт института показывают, что проблема решается при выборе системы сквозного автоматизированного проектирования, которая позволяет выполнять различные разделы проекта в единой информационной оболочке.

Такая система должна создавать общую информационную модель объекта проектирования, которая включает технологические схемы с нанесенными приборами контроля и управления, трехмерное изображение проектируемого объекта и полную атрибутивную информацию о всех элементах, входящих в ее состав (базу данных проекта). С этой моделью должны интегрироваться другие специальные прикладные программы САПР (например, расчетные программы и т.д.). Комплексное решение должно обеспечивать также единое хранилище проектных данных для всех частей проекта.

Изучив опыт ряда ведущих компаний [6], ОАО «Укрнефтехимпроект» выбра-

ло в качестве базовой системы сквозного автоматизированного проектирования комплексное программное решение компании «AVEVA» (Великобритания), включающее следующие программные модули:

- AVEVA Diagrams — разработка принципиальных технологических, электротехнических схем, а также схем отопления, водоснабжения и канализации;
- AVEVA P&ID 3D Integrator — интеграция данных на технологических схемах и в 3D модели;
- AVEVA Instrumentation — проектирование и разработка раздела КИПиА;
- AVEVA PDMS — система 3D проектирования;
- AVEVA Cable Design — трассировка кабелей и лотков в 3D модели с получением кабельных журналов.

Модуль *AVEVA Diagrams* используется разрабатывающими технологическую часть проектной и рабочей документации отделами: технологическим, водоснабжения и канализации, теплотехническим, отопления и вентиляции, монтажно-механическим. Этот модуль обеспечивает разработку и оформление технологических схем и атрибутивной информации к ним, формирование отчетов и выходных документов, а также технологических заданий смежным отделам.

Отделы, разрабатывающие монтажную часть проектной и рабочей документации (монтажно-механический, водоснабжения и канализации, теплотехнический, отопления и вентиляции), используют данный модуль для определения классов трубопроводов на основе исходных данных технологических отделов, базовых проектов или утвержденных исходных данных с рекомендациями по материальному исполнению трубопроводов, арматуры и оборудования, отдел контроля

и автоматики — для разработки контуров контроля и управления с нанесением на схемы соответствующих приборов.

Модуль *AVEVA P&ID 3D Integrator* обеспечивает четкую синхронизацию данных между схемой P&ID и трехмерной моделью. Он позволяет разрабатывать трехмерную модель объекта непосредственно на основе базы данных соответствующих схем P&ID. В любое время возможна проверка согласованности данных между схемой P&ID и трехмерной моделью.

Модуль *AVEVA Instrumentation* используется отделом контроля и автоматики. Он обеспечивает на базе схем P&ID, выполненных в модуле *Diagrams*, проведение работ по насыщению контуров управления, измерения, регулирования и контроля соответствующей атрибутивной информацией, проектирование схем кабельных разводок и шкафов с их подключениями, генерацию из информационной модели рабочей документации.

Программный комплекс *PDMS-AVEVA* является единой многопользовательской информационной средой для трехмерного проектирования. Он предназначен для коллективного построения трехмерных графических моделей производственных объектов высшей категории сложности: технологических установок, комплексов, заводов. В процессе разработки наряду с построением графической 3D модели объекта формируется база данных проекта, которая используется для последующего формирования выходных документов: традиционных ортогональных чертежей, спецификаций, изометрических схем трубопроводов и др. На стадии «проект» разрабатывается компоновочная 3D модель проектируемого объекта, на стадии «рабочая документация» — 3D модель объекта с трубопроводной

обвязкой, коридорами трасс кабельных проводов, воздуховодов, расположением светильников, грузоподъемных механизмов, площадок обслуживания и т.д.

На рис. 4–6 в качестве примеров приведены созданные ОАО «Укрнефтехимпроект» в 2008–2009 гг. с использованием программного комплекса *PDMS* трехмерные модели ряда объектов.

Модуль *AVEVA Cable Design* предназначен для использования в качестве дополнительного

инструмента комплекса *PDMS-AVEVA* специалистами отделов электротехнического, а также контроля и автоматики для прокладки кабельных трасс, выбора кабелей, лотков и коробов из каталога, присоединения кабелей к элементам оборудования. Он позволяет выполнять автоматическую трассировку кабельных трасс, проводить подсчет длины кабелей и лотков, анализ заполненности лотков, получать отчеты в форме кабельных журналов.



Рис. 4. Компоновочная модель установки замедленного коксования для ООО «Роснефть–Туапсинский НПЗ»

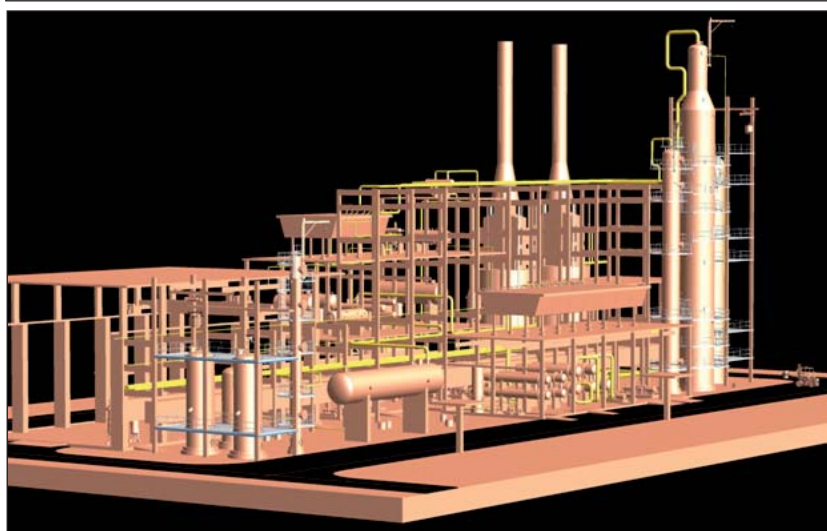


Рис. 5. Модель установки гидроочистки дизельных топлив для ОАО «НПК Галичина» (г. Дрогобыч, Украина)



Рис. 6. Трехмерная модель установки производства серы для ООО «Роснефть–Туапсинский НПЗ» (в стадии разработки)

**Сотрудничество с Заказчиками при размещении заказов на изготовление оборудования**

Анализ общей структуры работ, связанных с реализацией инвестиций в сооружение технологических установок нефтеперерабатывающей промышленности, показывает, что в общем цикле разработки ПСД и реализации проектов на предприятиях отрасли существенное время занимают разработка конструкторской документации на оборудование, выбор его предполагаемых Разработчиков и Поставщиков, а также получение от них пакета исходных данных, необходимых для разработки ПСД. Как правило, указанные работы выполняются на тендерной основе, зачастую с участием иностранных Партнеров, что увеличивает сроки их выполнения. Следствием этого является удлинение сроков получения разработчиками ПСД (Проектировщиками) исчерпывающих исходных данных об оборудовании, необходимых для разработки проектной и рабочей документации.

По опыту разработки ПСД для ряда объектов, сооруженных с участием института в 2002–2009 гг., процедуры, связанные с проведением тендеров, выбором Разработчиков и Поставщиков оборудования, а также получе-

нием от них пакета исходных данных, занимают до 20% общей продолжительности разработки ПСД. С сокращением этого периода и ускорением процесса получения исходных данных об оборудовании появляются дополнительные возможности для Разработчика ПСД по поэтапной разработке и выдаче Заказчику рабочей документации на строительство, для совмещения по времени разработки рабочих чертежей и строительства по ним производственных объектов.

С учетом этого в институте разработан и непрерывно совершенствуется порядок взаимодействия с Заказчиками, связанный с оказанием дополнительных услуг по разработке конструкторской документации на технологическое оборудование, размещению заказов на изготовление и поставку основных видов оборудования и опережающему получению пакета исходных данных, необходимых для разработки ПСД.

Этот порядок предусматривает следующие основные положения:

- участие специалистов института в рассмотрении и приемке базовых проектов от Лицензиаров процессов с уточнением дополнительной информации о технологическом и специальном оборудовании;

- создание банка информации о выпускаемых ведущими Производителями насосном, компрессорном, электротехническом оборудовании, контрольно-измерительных приборах и средствах автоматизации технологических процессов, грузоподъемном оборудовании и специальных устройствах, трубопроводной арматуре, оборудовании для вентиляции и кондиционирования и т.д.;

- установление прямых связей с ведущими Производителями оборудования с целью систематического обновления информационного банка данных;

- предоставление Заказчикам информации о перечне возможных Поставщиков соответствующих видов оборудования;

- составление и подготовку для Заказчиков пакета документации с запросами о проведении тендерных процедур для выбора Поставщиков стандартного оборудования. В этот пакет входят:

- **запрос** о технических и технико-коммерческих предложениях Поставщиков на поставку соответствующего оборудования с перечнями предоставляемых услуг и документов с указанием сроков предоставления и порядка согласования, таблицей присоединений на границе поставки, заполняемой Поставщиком, и перечнем приложений и дополнительных требований к предложению;

- **развернутый опросный лист** с перечнем технических требований и характеристик по каждой позиции оборудования, включающий назначение оборудования, его комплектность и количество, свойства рабочих сред, рабочие условия, полную техническую характеристику, климатическое исполнение, исполнение по взрывозащите, эскизы и другие специальные требования;

- **обобщающая сводка отзывов** с анализом технических предложений различных Поставщиков на соответствие их требованиям опросных листов и запросов на предоставление предложений.



Кроме того, институт на базе установившихся прямых связей со своими Партнерами (ОАО «УкрНИИхиммаш», НПК «Кедр-89», ОАО «Пензхиммаш», ОАО «Пензкомпрессормаш», ОАО «Павлоградхиммаш», ОАО «Укрпроектстальконструкция») предлагает Заказчикам дополнительный комплекс услуг:

- разработку конструкторской документации на технологическое и специальное оборудование индивидуального изготовления: колонны, реакторы, емкостное и теплообменное оборудование, фильтры, аппараты воздушного охлаждения, печи и др.;

- пакетное (для технологического процесса в целом) и индивидуальное (для отдельных позиций по выбору Заказчика) изготовление перечисленного оборудования, а также аналогичного стандартного технологического оборудования по существующим каталогам, стандартам и техническим условиям;

- разработку конструкторской документации на стальные резервуары объемом до 75 000 м<sup>3</sup>, в том числе на резервуары с двойной стенкой.

Комплексное применение перечисленных мероприятий с передачей Проектировщикам функций по их формированию и реализации обеспечат предоставление Заказчикам дополнительного перечня услуг, что будет спо-

собствовать повышению качества разработки ПСД, своевременному обеспечению ею Заказчиков и, как следствие, сокращению инвестиционного периода. Подобная схема выполнения работ, широко применяемая ведущими инжиниринговыми компаниями Европы и США, доказала свою эффективность.

### *Работа с кадрами*

«Кадры решают все» — этот один из немногих советских лозунгов и поныне актуален для института. Материальная и моральная мотивация коллектива, бережное и уважительное отношение к ветеранам, продуманная система подготовки и адаптации молодых специалистов являются ответственными направлениями в повышении эффективности работы коллектива.

Совместно с Национальным техническим университетом Украины «Киевский политехнический институт» разработана программа подготовки кадров для нашего института.

На инженерно-химическом факультете университета институтом совместно с компанией «AVEVA» открыта лаборатория для обучения студентов навыкам работы в специальном программном комплексе трехмерного проектирования — PDMS. Намечено открытие аналогичной лаборатории для обучения навыкам работы в модуле

AVEVA Diagrams студентов химико-технологического факультета.

Ежегодно в производственные отделы института направляются для прохождения производственной практики до 20 студентов этого вуза, где осуществляется их доподготовка на конкретных примерах использования указанного комплекса при разработке реальных проектов. В процессе прохождения практики студенты выполняют конкретные работы, в том числе базирующиеся на знаниях, полученных в процессе обучения. Часть студентов-практикантов становится кадровым потенциалом нашего института.

С 2004 г. численность молодых специалистов — выпускников вузов достигла 27% от общей численности института.

Своевременной ротации кадров способствует постоянно действующая комиссия по работе с кадровым резервом, которая тестирует наиболее подготовленных специалистов, обладающих высокими профессиональными качествами, базирующимися на современных специальных знаниях.

Перечисленные мероприятия обеспечивают оптимальное сочетание опыта и знаний кадровых сотрудников и ветеранов института с современной подготовкой и навыками молодежи, что позволяет коллективу в целом с уверенностью смотреть в будущее.

*The RF oil-refining industry is faced with the problem of significant modernization and revamping of existing and construction of new enterprises by 2020. Industry-wide design organizations will have to provide design and operating documentation for the construction and revamping enterprises within strict time limits. For this reason, some methods for improving design on the example of using them at Ukrneftekhimproekt Institute are examined.*

**Key words:** *Design control, AVEVA automated design system, data model of object, three-dimensional illustration of object.*

### ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Распоряжение Правительства РФ от 17 ноября 2008 г. № 1662-р «Об утверждении концепции долгосрочного социально-экономического развития РФ до 2020 г.»
2. Постановление Правительства РФ №118 от 27 февраля 2008 г. «Об утверждении технического регламента «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горюче-смазочным материалам».
3. Нижегородский коммерсант. — 2009. — №2 (3).
4. Концепция развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности РФ до 2020 г. — Инфо ТЭК. — 2009. — №2.
5. Российский экспорт нефти. Развитие рынка нефтепродуктов и продаж. Июнь 2004 г. — По материалам агентства «Fitch Ratings» за январь 2004 г.
6. Материалы презентаций компаний «CB&I Lummus s.r.o», «PROZAP», «CHETENG Engineering, s.r.o», «AVEVA» в 2009–2010 гг.

Ю. Ю. Ратовский  
НПК «Кедр-89»

## Основные тенденции развития технологии вакуумной перегонки мазута

*Рассмотрены основные направления совершенствования процесса вакуумной перегонки мазута. Показано влияние основных параметров процесса на углубление переработки сырья.*

**Ключевые слова:** температура нагрева сырья, остаточное давление в зоне питания колонны, подача водяного пара.

**С**окращением рынка котельного топлива и увеличением цен на нефть повышается актуальность глубокой переработки мазута с целью увеличения отбора вакуумного газойля как сырья установок каталитического и гидрокрекинга. В то же время процессы коксования, деасфальтизации и термического крекинга предъявляют все более жесткие требования к гудрону по улучшению показателей его качества: вязкости, температуры размягчения (по КиШ), температуры кипения и др., что обеспечивается снижением остаточного содержания в нем газойлевых фракций.

Увеличение глубины переработки мазута определяется возможностями оборудования вакуумного блока установки АВТ — печи, трансферной линии, внутренних устройств вакуумной колонны, вакуумсоздающей системы [1].

Рассмотрим влияние основных технологических и конструктивных параметров на процесс вакуумной перегонки мазута и способы его совершенствования. К основным технологическим параметрам можно отнести температуру нагрева мазута в печи, остаточное давление в зоне питания колонны, подачу водяного пара в отгонную секцию колонны.

**Температура нагрева мазута в печи.** Ее повышение с целью увеличения отбора вакуумных дистиллятов ограничивается про-

цессом термического разложения. Предельная температура нагрева зависит от природы сырья и определяется конструкцией змеевика печи и трансферного трубопровода вакуумной колонны. На практике повышение этой температуры достигается следующими способами:

- сокращением времени пребывания мазута в змеевике печи путем деления общего потока мазута на несколько потоков;
- подачей в змеевик водяного пара;
- оптимизацией конфигурации трансферной линии вакуумной колонны;
- сокращением времени пребывания остатка в отгонной секции колонны и снижением температуры в этой секции путем применения квенчинга гудрона.

Трансферная линия и змеевики радиантной и конвекционной секций печи представляют собой неделимый блок, который требует комплексного подхода к его проектированию.

С технологической точки зрения минимально возможное рабочее давление на выходе из печи должно рассматриваться в качестве основного параметра оборудования вакуумной перегонки. Правильно спроектированные вакуумсоздающая система, внутренние устройства колонны (с минимальным рабочим давлением в зоне ввода сырья) и оптимальный диаметр трансфер-

ной линии (с низким перепадом давления между выходом из печи и входом в вакуумную колонну) обеспечивают минимальное значение рабочего давления на выходе из печи.

В змеевике печи не должны возникать критическая скорость потока и скачок давления. При выборе диаметра труб змеевика следует учитывать увеличение объема среды в результате ее испарения. В то же время диаметр труб должен обеспечивать минимальное время пребывания среды в змеевике. Слишком большой диаметр труб приводит к увеличению времени пребывания и, как следствие, к разложению сырья. Если на выходе из печи критическая скорость и скачок давления не наблюдаются, значит, трансферная линия имеет слишком малый диаметр по сравнению с диаметром последних труб радиантного змеевика, т.е. перепад давления в трансферной линии слишком высок и должен быть снижен.

При правильно выбранных конфигурациях трансферной линии и змеевика печи минимизируется крекинг в печи, уменьшается количество неконденсируемых газов, что благоприятно сказывается на качестве вакуумных дистиллятов и работе вакуумсоздающей системы.

**Остаточное давление в зоне питания вакуумной колонны.** Этот параметр является основным,

способствующим увеличению отбора вакуумных дистиллятов, и определяется остаточным давлением вверху колонны и перепадом давления на внутренних устройствах по ее высоте. Глубина вакуума в верхней части колонны, в свою очередь, определяется условиями конденсации эжектируемых газов. Подача водяного пара в отгонную часть колонны неизбежно приводит к росту остаточного давления вверху колонны в случае использования традиционной эжекторной вакуумсоздающей системы, так как оно определяется температурой хладагента в конденсаторе. Для существенного снижения остаточного давления вверху колонны целесообразно использовать вакуумсоздающие системы с предварительным эжектором, однако в этом случае существенно увеличиваются эксплуатационные затраты на подачу водяного пара в предварительный эжектор и на последующую его конденсацию.

Снижение перепада давления по высоте колонны — одного из основных факторов процесса способствует снижению остаточного давления в зоне питания вакуумной колонны. Поэтому внутренние устройства вакуумной колонны должны обеспечивать необходимую эффективность разделения при низком перепаде давления. В настоящее время в качестве внутренних устройств вакуумных колонн применяют в основном регулярную насадку.

Эксплуатация вакуумных колонн в режиме глубокой перегонки предъявляет жесткие требования к конструкции внутренних устройств, а также к конструкции распределителя ввода сырья в колонну и промывочной секции колонны (секция над вводом сырья). В распределителе ввода сырья в колонну, являющемся продолжением трансферного трубопровода, перепад давления должен быть минимальным для

обеспечения четкого разделения парожидкостной смеси без уноса тяжелых фракций с парами. Промывочная секция колонны обеспечивает основные показатели качества вакуумного газойля: коксуемость, содержание металлов, цвет. Тенденция к снижению расхода промывочной жидкости при увеличении отбора вакуумного газойля и необходимость обеспечения требований к качеству последнего как сырья последующих вторичных процессов приводят к ужесточению требований к конструкции распределителя жидкости и к насадке промывочной секции. Опыт эксплуатации вакуумных колонн показывает предпочтительность использования в промывочной секции перед форсуночным распределителем низконапорного распределителя жидкости, что объясняется его высокой надежностью в работе и стойкостью к забиванию.

#### **Подача водяного пара в отгонную секцию вакуумной колонны.**

Технологии вакуумной перегонки с подачей водяного пара («мокрая» перегонка) или без его подачи («сухая» перегонка) имеют свои преимущества и недостатки. В работах [2, 3] утверждается, что одной из перспективных технологий углубленной переработки мазута является «сухая» перегонка. Эта технология по сравнению с традиционной технологией с подачей водяного пара обеспечивает возможность не только поддержания более глубокого вакуума, но и сокращения расхода водяного пара в эжекторы. При «сухой» перегонке возможно выделение из мазута вакуумного газойля с температурой конца кипения 580°C и выше, однако при отказе от ввода в колонну водяного пара становится трудно регулировать в гудроне остаточное содержание газойлевых фракций, что неизбежно отражается на его качестве: снижаются температура вспышки и вязкость. Кроме того, ухудша-

ются показатели качества гудрона как сырья для производства битумов: температура размягчения (по КиШ), пенетрация и др.

При замене водяного пара отпаривающим агентом, например фракцией дизельного топлива, устраняются вышеприведенные недостатки, возникающие при использовании водяного пара, но не обеспечивается аналогичная глубина переработки и, кроме того, сохраняются недостатки продуктов вакуумной переработки, свойственные «сухой» перегонке мазута.

Для сравнения в **таблице** приведены данные работы вакуумного блока на одном из российских НПЗ после нескольких модернизаций с использованием различных технологий вакуумной перегонки мазута: «сухой», с подачей в качестве отпаривающего агента фракции дизельного топлива, предварительно нагретой в печи до парообразного состояния, и «мокрой». Необходимо отметить, что после каждой модернизации состав оборудования установки (печь, трансферный трубопровод, регулярная насадка) оставался неизменным. Для перехода на «мокрую» перегонку на установке были смонтированы предварительные конденсаторы до гидродинамической вакуумсоздающей системы.

Из приведенных данных следует, что даже при низком остаточном давлении вверху колонны «сухая» перегонка мазута не обеспечивала полноту отбора вакуумного газойля. При подаче в колонну отпаривающего агента отбор вакуумного газойля увеличился, однако остаточное содержание фракций до 500°C в гудроне осталось высоким и возникла проблема регулирования температуры вспышки гудрона из-за частичной абсорбции дизельных фракций гудроном в отгонной секции колонны. С переводом колонны вновь на режим работы с

| Показатели   | Вакуумная перегонка |                      |               |
|--|---------------------|----------------------|---------------|
|  | «сухая»             | с подачей            |               |
|  |                     | отпаривающего агента | водяного пара |
| Загрузка по мазуту, т/ч                                  | 180–200             | 180–200              | 180–200       |
| Температура мазута на входе в колонну, °С                | 380–385             | 382–387              | 385–390       |
| Остаточное давление вверху колонны, кПа                  | 2–3,33              | 3,99–4,66            | 6,65          |
| Расход (кг/ч) в отгонную секцию колонны                  |                     |                      |               |
| водяного пара  | –                   | –                    | 1800–2200     |
| отпаривающего агента                                     | –                   | 3500–7000            | –             |
| Отбор вакуумного газойля, % мас. на нефть                | 20–24               | 23–25                | 26–28         |
| Остаточное содержание фракций до 500°С в гудроне, % мас. | 10–17               | 8–12                 | Не более 5    |
| Температура вспышки (в открытом тигле) гудрона, °С       | 275–285             | 250–280              | 300–310       |

подачей водяного пара в отгонную секцию отбор вакуумного газойля существенно увеличился, несмотря на увеличение остаточного давления вверху колонны.

Анализируя изложенное и данные таблицы, можно сделать вывод, что решение задачи углубления отбора вакуумного газойля

без использования водяного пара в качестве отпаривающего агента весьма проблематично.

Таким образом, для увеличения отбора вакуумного газойля на установках АВТ необходим комплекс действий: улучшение условий нагрева и испарения мазута в печи; создание оптималь-

ного движения парожидкостной смеси в трансферном трубопроводе от печи до вакуумной колонны; применение эффективных внутренних устройств с низким перепадом давления; создание глубокого вакуума в верхней части колонны в режиме «мокрой» перегонки мазута.

*The basic trends in improving vacuum distillation of atmospheric resid are examined. The effect of the fundamental process parameters on the exhaustiveness of refining the feedstock is demonstrated.*

**Key words:** *feedstock heating temperature, residual pressure in tower feed zone, steam feed.*

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ратовский Ю.Ю., Лебедев Ю.Н., Зильберберг И.А. и др. — ХТТМ. — 2006. — № 6. — С. 10–12.
2. Waldsmith R. W. — Oil & Gas Journal — 1984. — Dec.3.
3. Марушкин Б.К., Беликова И.А., Богатых К.Ф. и др. — Нефтепереработка и нефтехимия. — 1982. — № 10. — С. 7–9.

**«Владимир М ЕПЛО МОНТАЖ»**

**Закрытое  
Акционерное  
Общество  
«ВладимирТеплоМонтаж»**

*Изготовление  
металлоконструкций и футеровки печей  
собственными силами от проектирования  
до монтажа.*

*55 лет безупречной работы*

*Производственная база, оснащенная  
современным технологическим оборудованием*



Ю.Н. Лебедев, Ю.Ю. Ратовский, Е.В. Карманов,  
Т.М. Зайцева, Т.В. Подъяблонская

НПК «Кедр-89»

## Реконструкция установок изомеризации

*Рассмотрена проблема получения моторных топлив с улучшенными экологическими характеристиками, соответствующими стандартам «Евро-4» и «Евро-5». Изложен опыт НПК «Кедр-89» в области реконструкции установок изомеризации бензиновых фракций. Приведены параметры работы колонн деизогексанизации, разработанных НПК «Кедр-89». Рассмотрена возможность включения в схемы установок изомеризации колонн депентанизации и деизопентанизации.*

**Ключевые слова:** ректификация, бензины, реконструкция, изомеризация, экология, стандарты Евро, колонное оборудование, деизогексанизатор, деизопентанизатор, депентанизатор, октановое число, эксплуатационные затраты.

**В** соответствии с требованиями стандартов «Евро-4» и «Евро-5» в бензинах ограничивается содержание не только бензола (менее 1% об.), но и общей ароматики (менее 35% об.). Для выполнения этих требований риформат при получении бензина обычно разбавляют изомеризатом в соотношении 1:1. В связи с этим процесс изомеризации в производстве бензина становится самым крупнотоннажным после процесса риформинга.

Простейшей схемой изомеризации прямогонной пентангексановой фракции является изомеризация «за проход», однако в этом случае октановое число по исследовательскому методу (ИОЧ) изомеризата не превышает 82–83 [1]. Наибольший прирост ИОЧ в процессе изомеризации происходит при превращении *n*-гексана (ИОЧ=25) в 2,2-диметилбутан (ИОЧ=92) и 2,3-диметилбутан (ИОЧ=102).

Замена катализатора на более современный обеспечивает снижение температуры в реакторе изомеризации, увеличение пропускной способности сырья и повышение его конверсии в ценные высокооктановые компоненты, даже при однократном прохождении через реактор.

Для дополнительного повышения октанового числа изомериза-

та используют схемы с рециклом. После реактора и стабилизатора устанавливают дополнительную колонну — деизогексанизации (ДИГ), в которую направляют продукт из стабилизационной колонны для отделения низкооктановых *n*-гексана и метилпентанов, которые боковым погоном выводят в реактор на повторную конверсию. В зависимости от состава продуктов реактора и четкости разделения в колонне ДИГ удается в той или иной мере существенно улучшить качество изомеризата [2, 3].

НПК «Кедр-89» накопила достаточный опыт в проектировании новых и реконструкции действующих установок изомеризации. Первая в Российской Федерации установка низкотемпературной изомеризации по лицензии фирмы «Axens» была построена «под ключ» и успешно введена в эксплуатацию в 2002 г. на Комсомольском НПЗ [4]. На

установке реализована схема с рециркулятом, выделяемым в колонне ДИГ, оснащенной 84 клапанными тарелками КЕДР.

Результаты фиксированного пробега установки изомеризации подтвердили высокие степень конверсии и качество изомеризата: выход изомеризата с ИОЧ = 88 составил 97,2%.

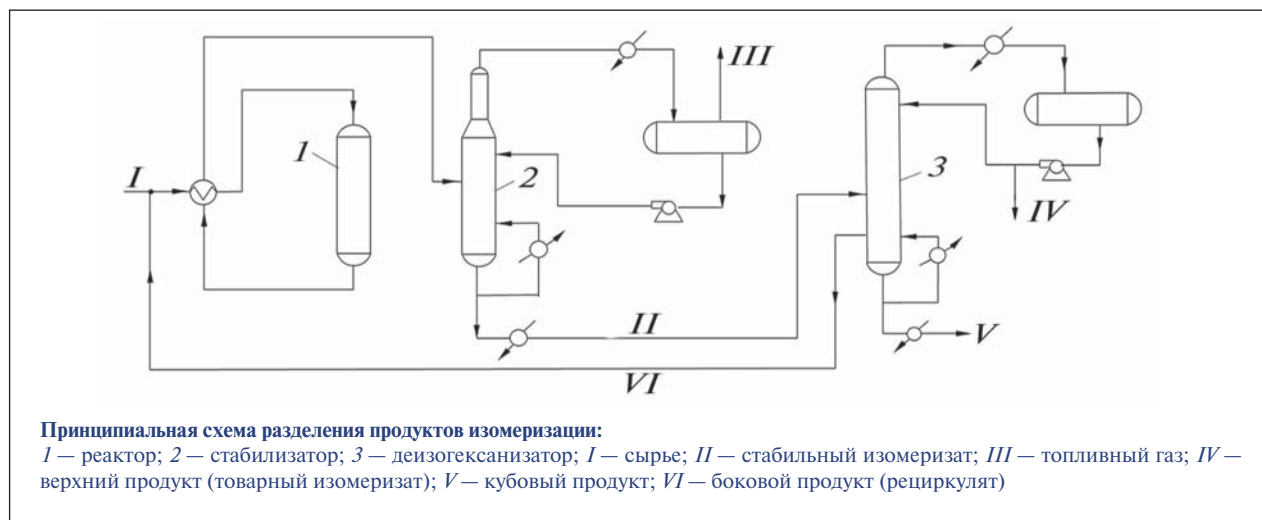
Конечно, повышение качества изомеризата связано с большими удельными затратами энергии на испарение и конденсацию паров, так как для осуществления четкой ректификации в колонне ДИГ требуются большое флегмовое число и большое количество теоретических тарелок.

Оптимизация процесса ректификации и теплообмена существенно влияют на технико-экономические показатели установки.

За последние годы НПК «Кедр-89» успешно реконструировала несколько действующих

Таблица 1

| Параметры   | Установка изомеризации с колонной ДИГ |      |      |      |
|---|---------------------------------------|------|------|------|
|   | №1                                    | №2   | №3   | №4   |
| Расход сырья, т/ч   | 42,3                                  | 70   | 62   | 20,2 |
| Расход рецикулята   |                                       |      |      |      |
| т/ч   | 17,0                                  | 23,3 | 21,0 | 8,0  |
| % на сырье  | 40,2                                  | 33,3 | 38,8 | 39,7 |
| Число тарелок в колонне                                   | 84                                    | 84   | 84   | 84   |
| ИОЧ товарного изомеризата — верхнего продукта колонны ДИГ | 86,7                                  | 86,9 | 85,8 | 88,1 |



установок изомеризации путем включения в их схему колонны ДИГ. В таблице в качестве примера приведены параметры работы этих установок. Как видно, прирост ИОЧ товарного изомеризата — продукта колонны ДИГ составляет не менее 7–8 пунктов.

Принципиальные схемы разделения продуктов изомеризации на установках №1–4 аналогичны и приведены на рисунке. Нестабильный изомеризат из реакторного блока направляется в колонну стабилизации, из которой стабильный изомеризат поступает в колонну ДИГ. Верхний продукт (пентаны + изогексаны) колонны ДИГ является товарным изомери-

затом. Боковой продукт (гексановая фракция) направляется в качестве рециркулята в реакторный блок. Кубовый продукт (фракция  $C_{7+}$ ) может подмешиваться к товарному изомеризату.

Для дальнейшего повышения эффективности установок изомеризации можно предложить включение в их схему колонны деизопентанизации (ДИП) для выделения изопентановой фракции из сырья реактора и колонны депентанизации (ДП) для выделения пентановой фракции из стабильного изомеризата и организации рецикла. Установка колонны ДИП обеспечивает повышение не только выхода изопентановой

фракции, но и суммарного выхода изомеров с высоким октановым числом, установка колонны ДП на потоке стабильного изомеризата — увеличение конверсии углеводородов  $C_5$  и получение высокооктановой изогексановой фракции сверху колонны ДИГ. Таким образом, можно организовать два рецикла: пентановый (верхний продукт колонны ДП) и гексановый (боковой продукт колонны ДИГ).

Опыт НПК «Кедр-89» показывает, что дооборудование установок изомеризации колонной ДИГ обеспечивает прирост ИОЧ товарного изомеризата не менее чем на 4–5 пунктов.

*The problem of obtaining motor fuels with improved environmental characteristics corresponding to Euro-4 and Euro-5 standards is examined. The experience of Kedr-89 Scientific-Production Company in revamping of naphtha cut isomerization units is presented. The operating parameters of deisohexanizers developed by Kedr-89 Co. are reported. The possibility of including depentanization and deisopentanization towers in the network of isomerization units is considered.*

**Key words:** fractional distillation, naphthas, revamping, isomerization, ecology, Euro standards, tower equipment deisohexanizer, deisopentanizer, depentanizer, octane number, operating costs.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Поконова Ю.В. Нефть и нефтепродукты. — С.-Пб.: НПО «Профессионал», 2003. — 871 с.
2. Handbook of Petroleum Refining Process. — New York: Mc. Grow-Hill, 2003. — 919 p.
3. Домерг Б., Ватрунов Л. — Нефтепереработка и нефтехимия. — 2001. — № 4. — С. 15–27.
4. Оганесян С.А., Нападовский В.В. и др. — ХТТМ. — 2002. — № 5. — С. 6–9.

В.Г. Чекменёв, Ю.Д. Ханин

НПК «Кедр-89»

## К расчету состава и выхода газов разложения в печах нагрева мазута

*Выполнен расчет выхода и состава газов разложения в печах нагрева мазута перед вакуумной разгонкой с помощью разработанной в НПК «Кедр-89» программы «КРЕКИНГ», предназначенной для расчета процессов термического разложения сырья в змеевиках реакционных и нагревательных печей. Проведено сравнение полученных результатов с литературными экспериментальными данными и результатами расчета по эмпирическому уравнению, используемому в моделирующей системе PRO II. Показано неплохое их совпадение с экспериментальными значениями выхода газов разложения и концентраций в них углеводородов  $C_3$ – $C_5$ .*

**Ключевые слова:** термическое разложение нефтяных остатков, вакуумная перегонка мазута, печи нагрева мазута, выход и состав газов разложения.

**Р**азрабатываемая в НПК «КЕДР-89» программа «КРЕКИНГ» для расчета реакционных змеевиков трубчатых печей позволяет на основе метода ячеек производить расчет фракционного и группового составов продуктов легкого ( $350$ – $650^\circ\text{C}$ ) термического крекинга.

Для описания свойств индивидуальных углеводородов и высокомолекулярных соединений нефти строится трехмерная непрерывная область, которая затем разбивается на подобласти, отвечающие различным группам соединений: парафиновым, нафтеновым, ароматическим углеводородам, смолам и асфальтенам. Для ячеек области отслеживаются изменения системы под действием градиента термодинамического потенциала Гиббса и рассчитываются фракционный и групповой составы, а также физические характеристики продуктов в зависимости от конверсии сырья в змеевиках печей.

Одной из возможностей применения программы является расчет выхода и состава газов разложения при нагреве мазута, позволяющий повысить надежность расчета вакуумных колонн перегонки мазута и вакуумсоздающих систем.

Сложность экспериментального определения количества и состава газов разложения на выходе мазута из печи при обследованиях промышленных и пилотных установок затрудняет получение надежных эмпирических зависимостей для расчета этих показателей. Это приводит к погрешностям при моделировании процессов перегонки мазута, особенно при расчете эжекторных систем вакуумных колонн.

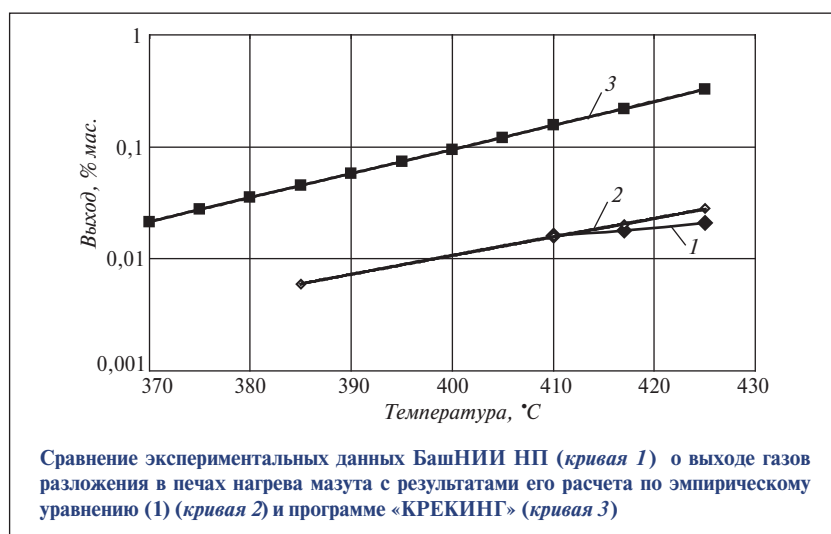
Ненадежность малочисленных эмпирических уравнений и рекомендаций по выходу количества газов разложения вынуждает проектировщиков предусматривать необоснованные коэффициенты запаса, приводящие в конечном счете к снижению эффективности работы вакуумсоздающих устройств и повышенным энергетическим затратам.

С целью оценки возможности использования программы «КРЕКИНГ» для расчета состава и выхода газов разложения с учетом реальных гидравлического и теплового режимов и конструкции нагревательной печи было проведено сравнение результатов расчета с экспериментальными данными БашНИИ НП\* и данными заводских анализов газа на выходе из вакуумсоздающей системы.

Сравнение результатов расчета по предлагаемой программе с экспериментальными данными было проведено для процесса вакуумной перегонки мазута западносибирской нефти на АВТ типа 12/2 без водяного пара. К сожалению, конструктивные параметры печи, с использованием которой в БашНИИ НП проводились эксперименты, неизвестны. Это не позволило оценить время пребывания и профиль температур по длине змеевика. В связи с этим для расчета была выбрана реальная вакуумная печь для нагрева мазута установки АВТ-2 Комсомольского НПЗ. Печь эксплуатируется с той же производительностью на близком по составу сырье (мазуте западносибирской нефти) при тех же конечных температурах нагрева без подачи водяного пара в змеевик.

На рисунке приведены результаты сравнительной оценки расчетных и экспериментальных данных по выходу газов разложения на мазут. Кривая 1 характеризует зависимость выхода газов разложения от температуры, полученную в экспериментах БашНИИ НП. Результаты расчета по про-

\* Креймер М. Л., Трупанов Н. В., Ганзя М. Г. и др. – Труды БашНИИ НП. – 1972. – Вып. 14. – С. 92–100.



| Компонент                       | Содержание (% об.) в газах разложения, получаемых при температуре нагрева мазута, °С |             |             |
|---------------------------------|--|-------------|-------------|
|                                 | 410  | 417         | 425         |
| CO <sub>2</sub>                 | -/1,64   | -/1,49      | -/1,49      |
| H <sub>2</sub>                  | 1,32/0,13  | 1,4/0,13    | 1,37/0,13   |
| H <sub>2</sub> S                | 3,73/8,34  | 3,73/5,68   | 3,73/5,68   |
| CH <sub>4</sub>                 | 23,91/10,16  | 23,3/10,58  | 23,03/10,58 |
| ΣC <sub>2</sub>                 | 24,22/13,72  | 24,85/14,14 | 25,02/14,14 |
| ΣC <sub>3</sub>                 | 18,47/20,7   | 18,21/24,95 | 18,3/24,95  |
| ΣC <sub>4</sub> H <sub>8</sub>  | 5,17/7,9   | 5,19/8,87   | 5,19/8,87   |
| ΣC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | 14,82/12,48  | 15,10/14,10 | 15,06/14,10 |
| ΣC <sub>5</sub> H <sub>10</sub> | 1,5/11,88  | 1,49/7,72   | 1,43/7,72   |
| ΣC <sub>5</sub> H <sub>12</sub> | 6,84/9,19  | 6,73/11,00  | 6,83/11,00  |
| ΣC <sub>6</sub>                 | -/3,76   | -/1,34      | -/1,34      |

Примечание. В числителе – результаты расчета по программе «КРЕКИНГ», в знаменателе – экспериментальные данные БашНИИ НП.

грамме «КРЕКИНГ» при тех же режимах, что и в экспериментах БашНИИ НП, представлены кривой 2. Кривая 3 построена с помощью широко используемого в практике проектирования эмпирического уравнения, заложенного в моделирующую систему PRO II:

$$G_{г,р} = 286 \cdot 0,15 \times \exp\left(0,0495 \frac{t - 385}{\rho_m}\right), \quad (1)$$

где  $G_{г,р}$  – массовый выход газов разложения, кг/ч;  $t$  – температура

нагрева мазута, °С;  $\rho_m$  – плотность мазута, кг/м<sup>3</sup>.

Для адекватности сравнения плотность мазута при расчете по уравнению (1) была принята такой же, как при расчете по программе «КРЕКИНГ».

Сравнительный анализ данных, приведенных на рисунке, показывает, что результаты расчета выхода газов разложения по программе «КРЕКИНГ» достаточно хорошо согласуются с экспериментальными данными БашНИИ НП, расчет же по эмпирическому уравнению

(1) дает завышенные результаты.

В таблице приведены сравнительные расчетные и экспериментальные данные по составу газов разложения. Прежде всего следует отметить довольно слабое влияние конечной температуры нагрева мазута на состав газов разложения в отличие от ее влияния на выход газов разложения.

Сравнение экспериментальных и расчетных составов газа разложения показывает, что удовлетворительное совпадение достигнуто по содержанию ΣC<sub>3</sub>, ΣC<sub>4</sub>H<sub>8</sub>, ΣC<sub>4</sub>H<sub>10</sub> и ΣC<sub>5</sub>H<sub>12</sub>. Расчет дает завышенный выход суммы легких компонентов и заниженный выход изомеров ΣC<sub>5</sub>H<sub>10</sub>. Существенные расхождения расчетных и экспериментальных значений концентраций отдельных компонентов можно отчасти объяснить отсутствием информации о составе и расходе сырья, а также о конструктивных параметрах печи, в которой проводился эксперимент. В расчете были приняты параметры, соответствующие условиям эксплуатации вакуумной печи установки АВТ-2 Комсомольского НПЗ, которые могли существенно отличаться от условий эксперимента. Кроме того, точность расчета зависит от надежности данных о фракционном и групповом составе мазута.

Неплохое совпадение расчетных и экспериментальных значений выхода газов разложения и концентраций в них углеводородов C<sub>3</sub>–C<sub>5</sub> позволяет надеяться, что после доработки программа «КРЕКИНГ» поможет существенно повысить надежность проектирования нагревательных и реакционных печей, ректификационных колонн и систем для создания вакуума.

*The yield and composition of decomposition gases were calculated in atmospheric resid heating furnaces before vacuum distillation with the KREKING program developed at Kedr-89 Co., which provides for calculating processes of thermal decomposition of feedstock in the coils of reaction and heating furnaces. The results obtained were compared with the published experimental data and the results of calculation with an empirical equation used in the PRO II modeling system. Their poor agreement with the experimental values of the yield of decomposition gases and concentrations of C<sub>3</sub>-C<sub>5</sub> hydrocarbons in them was demonstrated.*

**Key words:** thermal decomposition of petroleum resids, vacuum distillation of atmospheric resid, atmospheric resid heating furnace, yield and composition of decomposition gases.



В.Г. Чекменёв, Ю.Н. Лебедев, И.Н. Клочков  
НПК «Кедр-89»

## Анализ работы пластинчатых коалесцеров для трехфазных сепараторов

*Для исследования тонкослойного разделения двух несмешивающихся жидкостей с помощью насадки из наклонных параллельных гофрированных или плоских пластин проведено компьютерное моделирование процессов осаждения методом конечных элементов.*

*Полученные аналитические и графические зависимости могут быть использованы при проектировании пластинчатых коалесцеров для трехфазных сепараторов.*

**Ключевые слова:** трехфазные сепараторы, коалесцеры, тонкослойная сепарация, моделирование процессов осаждения.

**Р**азделение несмешивающихся жидких фаз в трехфазных сепараторах гравитационного типа происходит только вследствие разности плотностей сплошной и распределенной фаз. Стационарный процесс осаждения или всплытия капель распределенной (дисперсной) фазы в движущемся потоке сплошной фазы (дисперсионной среды) описывается уравнением Стокса:

$$W_{\text{Ст}} = K_c \frac{d^2 (\rho_{\text{т}} - \rho_{\text{л}})}{\mu_{\text{с}}}, \quad (1)$$

где  $W_{\text{Ст}}$  — скорость осаждения (всплытия) капель дисперсной фазы, м/с;  $K_c$  — коэффициент пропорциональности, являющийся константой;  $d$  — диаметр капли дисперсной фазы, м;  $\rho_{\text{т}}$ ,  $\rho_{\text{л}}$  — плотность соответственно тяжелой и легкой фаз, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu_{\text{с}}$  — вязкость дисперсионной среды, мПа·с.

Это уравнение достаточно точно описывает осаждение только твердых сферических частиц. Капли дисперсной фазы, особенно в многокомпонентных системах, как правило, окружены сольватными оболочками из абсорбированных на их поверхности молекул других веществ, препятствующих слиянию капель и формированию поверхности раздела фаз. Разрушению защит-

ных оболочек, там, где это целесообразно, способствует введение в систему деэмульгаторов. В наиболее трудных случаях разделения такая мера бывает недостаточной, поэтому приходится применять электрические или ультразвуковые поля, интенсифицирующие процессы слияния капель

Из уравнения (1) очевидны пути интенсификации процесса разделения жидких фаз. Поскольку воздействовать на разность плотностей жидких фаз практически невозможно, для повышения скорости осаждения желательно понижать вязкость сплошной фазы повышением температуры или добавлением специальных веществ. Оба эти метода не всегда применимы по экономическим или технологическим соображениям. Более эффективен способ интенсификации процесса разделения созданием благоприятных условий для укрупнения капель дисперсной фазы, т.е. для слияния мелких капель.

С этой целью широко используют коалесцеры, представляющие собой пакеты из вязаной сетки. Мелкие капли дисперсной фазы, сталкиваясь с высокоразвитой поверхностью сетки, осаждаются на нитях, сливаются в более крупные агломераты, образуя кольцевые пленки жидкости, которые транспортируются по нитям

к границе раздела фаз. Большое влияние на эффективность работы коалесцеров оказывает выбор материала сетки, который должен хорошо смачиваться распределенной фазой. НПК «Кедр-89» рекомендует в качестве сетчатых коалесцеров запатентованную насадку «УЛЬТРАСЕТ» из металлических или лавсановых нитей\*, а также из их комбинации.

Основным условием эффективной работы сепараторов гравитационного типа является обеспечение пребывания в аппарате потока сплошной фазы в течение времени, достаточного для того, чтобы основная масса капель дисперсной фазы достигла поверхности раздела фаз. Поэтому одним из наиболее эффективных способов ускорения процесса осаждения является «тонкослойная» сепарация, заключающаяся в сокращении пути каплям до границы раздела фаз за счет использования пакета гофрированных или плоских пластин, организующих движение потока эмульсии по множеству каналов малой высоты.

С целью разработки обоснованных рекомендаций по интенсификации процессов сепарации систем жидкость–жидкость с помощью пластинчатых коалес-

\*Патенты РФ 5738, 1997; 24952, 2002; 27300, 2002.

церов в НПК «Кедр-89» было проведено расчетное исследование тонкослойного разделения двух несмешивающихся жидкостей с помощью пакета насадки из наклонных параллельных гофрированных или плоских пластин.

Расчетное исследование проводили с помощью компьютерного моделирования методом конечных элементов.

В качестве модельных систем были выбраны системы бензин–вода, дизельное топливо–вода и газойль–вода. В процессе моделирования в достаточно широком диапазоне изменяли конструктивные параметры пакета насадки — профили гофрированных пластин, расстояния между ними и угол наклона, а также скорость потока и дисперсный состав капель эмульсии.

На системе газойль–вода были исследованы гофры разных типов — синусоидальные, цилиндрические и зигзагообразные с расстоянием  $\delta$  между пластинами, равным 14; 35; 47; 53; 55; 70 мм, высотой  $A = 15; 35; 50; 69; 75$  мм и шагом  $t = 65; 80; 130; 150; 300$  мм. Скорость  $W$  потока изменяли от 0,008 до 0,8 м/с, диаметр  $d$  капель дисперсной фазы — от 50 до 500 мкм.

В зависимости от геометрии гофрированных пластин и расстояния между ними было отмечено три режима течения сплошной и дисперсной фаз.

**Режим без образования застойных и вихревых зон.** При малых скоростях ( $W = 0,008$  м/с) потока сплошной фазы, достигшие поверхности гофров, практически полностью задерживаются в их впадинах и стекают вниз, эффективность  $\eta$  сепарации крупных и мелких капель (от 50 до 500 мкм) близка к 100%.

При скоростях потока сплошной фазы  $W = 0,08$  м/с капли дисперсной фазы частично увлекаются потоком. Степень сепара-

ции крупных капель ( $d=500$  мкм)  $\sim 60\text{--}80\%$ , мелких ( $d=50$  мкм) —  $40\text{--}60\%$ . При этом скорость осаждения существенно ниже рассчитанной по уравнению Стокса.

**Режим с образованием застойных и вихревых зон во впадинах гофрированных пластин с малым коэффициентом обмена импульсом с активной частью потока.** В этом случае в широком (0,008–0,08 м/с) диапазоне скоростей потока сплошной фазы, осевшие на поверхность гофра, достигнув впадины, не увлекаются потоком и полностью сепарируются. Эффективность сепарации крупных капель ( $d \geq 500$  мкм) составила 100%, мелких ( $d < 50$  мкм) —  $30\text{--}50\%$ .

**Режим с образованием вихревых зон с большим коэффициентом обмена импульсом с активной частью потока.** Часть крупных ( $d = 500$  мкм) капель и большая часть мелких ( $d = 50$  мкм) капель увлекаются вихрями с поверхности гофров и переносятся дальше. Эффективность сепарации крупных капель составляет  $93\text{--}99\%$ , мелких —  $2\text{--}3\%$ .

Для исследования зависимости эффективности  $\eta$  сепарации от угла наклона гофрированных пластин было проведено моделирование работы пакета на системе

бензин–вода. Сплошной фазой являлся бензин, распределенной — капли воды диаметром 100 мкм. Пакет состоял из пластин с семью гофрами высотой 35 мм и шагом 130 мм, размещенных в пакете с расстоянием 25 мм друг от друга. Угол наклона пластин в поперечном сечении пакета изменяли от  $5$  до  $75^\circ$  к горизонтальной плоскости, скорость потока в пакете — от 0,01 до 0,2 м/с. Эффективность сепарации рассчитывали как отношение разности между количеством  $M_{\text{вх}}$  (кг) воды в эмульсии на входе в пакет насадки и ее количеством  $M_{\text{вых}}$  (кг) на выходе из пакета насадки к количеству воды на входе в пакет:

$$\eta = \frac{M_{\text{вх}} - M_{\text{вых}}}{M_{\text{вх}}}$$

На рис. 1 приведены зависимости эффективности сепарации капель воды от скорости потока сплошной фазы (бензина) при разных углах наклона пластин в пакете. С увеличением угла  $\alpha$  наклона пластин в пакете эффективность сепарации при одном и том же расстоянии между пластинами в направлении нормали к их поверхности и прочих равных условиях довольно резко снижается. Основной причиной является увеличение пути осаждения капель, который увеличи-

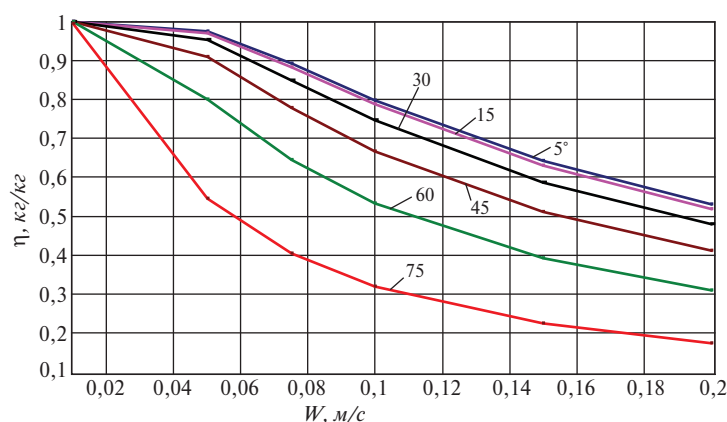
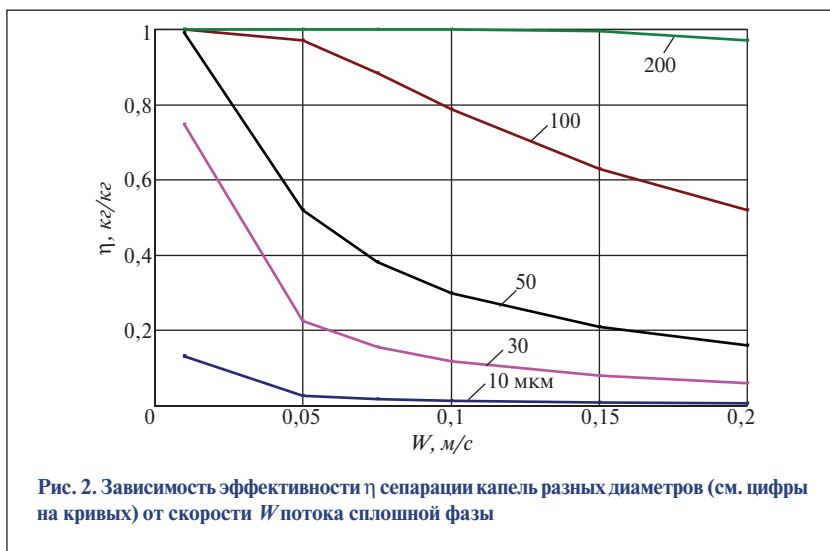


Рис. 1. Зависимость эффективности  $\eta$  сепарации капель от скорости  $W$  потока сплошной фазы при разных углах наклона (см. цифры на кривых) гофрированных пластин в пакете интенсифицирующей насадки



вается в углом наклона пластин. По той же причине снижается эффективность сепарации и при увеличении расстояния между пластинами в пакете.

Еще более резкое снижение эффективности сепарации капель происходит при уменьшении их диаметра. На рис. 2 приведены полученные при компьютерном моделировании зависимости эффективности сепарации капель воды из бензино-водной эмульсии от скорости потока при разном диаметре капель.

По результатам моделирования получены расчетные уравнения для оценки эффективности сепарации в системах жидкость—жидкость в пакете наклонных пластин, профилированных поперечными гофрами. Эти уравнения базируются на упрощенной феноменологической модели процесса сепарации, в основу которой были положены следующие допущения.

- Осаждение из потока дисперсионной среды капель дисперсионной фазы диаметром  $d$  происходит со скоростью  $W_{cr}$ , определяемой уравнением Стокса. Это допущение приемлемо, если перед пакетом насадки обеспечивается ламинарный режим движения потока и капли дисперсионной фазы успевают прийти в состояние

равномерного осаждения или всплытия

Локальная эффективность  $\eta_0$  сепарации капель, достигающих поверхности пластин при движении потока в пределах одного гофра, выражена через начальное  $N_1$  и конечное  $N_2$  количество (кг) капель в потоке соответственно на входе и выходе одного гофра:

$$\eta_0 \approx \frac{N_1 - N_2}{N_1}$$

- Капли дисперсионной фазы равномерно распределены в потоке сплошной фазы, поэтому за время  $\tau$  прохождения потоком сплошной фазы одного гофра поверхности пластины достигнут только те капли, время осаждения которых не больше  $\tau$ . С учетом этого допущения локальная эффективность сепарации при прохождении потоком одного гофра можно записать следующим образом:

$$\eta_0 = \frac{W_{cr} \tau \cos \alpha}{\delta}, \quad (2)$$

где  $\alpha$  — угол наклона гофрированных пластин в пакете, град.

Моделирование потока в каналах, образованных гофрированными пластинами, показало, что в рассмотренном диапазоне скоростей потока линии тока практически повторяют профиль гофров. В связи с этим длина

пути жидкости при прохождении одного гофра превышает шаг  $t$  между гофрами и зависит от таких конструктивных параметров, как высота  $A$  гофра, шаг  $t$  между гофрами и расстояние  $\delta$  между пластинами в направлении нормали к поверхностям пластин. Если выразить влияние этих параметров на длину  $L_0$  траектории в пределах одного гофра через конструктивный фактор  $K_t = L_0/t$ , а  $\tau$  через  $L_0/W$  (где  $W$  — средняя скорость потока в пакете насадки, м/с), то уравнение (2) можно записать в следующем виде:

$$\eta_0 = \frac{W_{cr} K_t t \cos \alpha}{W \delta}. \quad (3)$$

Если допустить, что локальная эффективность сепарации для всех гофров по ходу движения потока постоянна, то число  $N_n$  капель на выходе из  $n$ -го гофра можно выразить следующим образом:

$$N_n = N_0 (1 - \eta_0)^n, \quad (4)$$

где  $N_0$  — число капель дисперсионной фазы на входе в пакет насадки;  $n$  — число гофров на пластинах пакета насадки.

Общая эффективность сепарации капель при прохождении потоком  $n$  гофров:

$$\eta = M (N_0 - N_n) / N_0, \quad (5)$$

где  $M$  — коэффициент, учитывающий геометрию каналов коалесцера.

С учетом уравнения (3) и выражения (4) из уравнения (5) получим

$$\eta = M \left[ 1 - \left( 1 - \frac{W_{cr} K_t t \cos \alpha}{W \delta} \right)^n \right]. \quad (6)$$

По результатам компьютерного моделирования были получены значения поправочного коэффициента  $M$ , учитывающего влияние конструктивных параметров каналов коалесцера, в виде функции от безразмерного комплекса:

$$M = f \left( \frac{t}{A + \delta} \right).$$



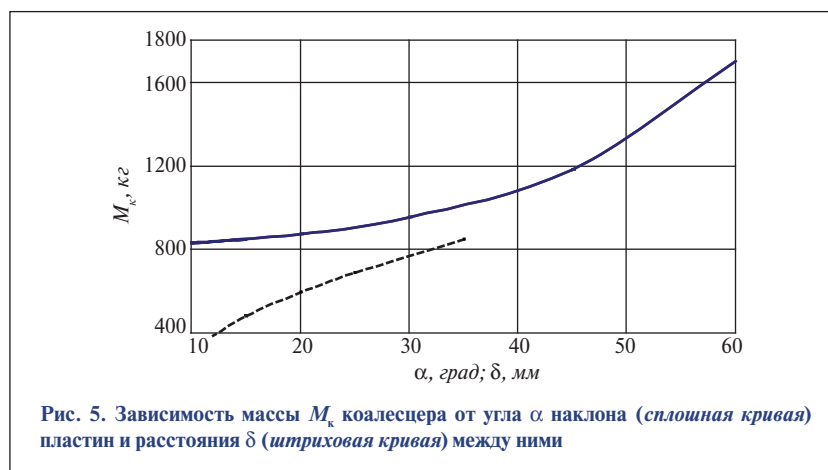
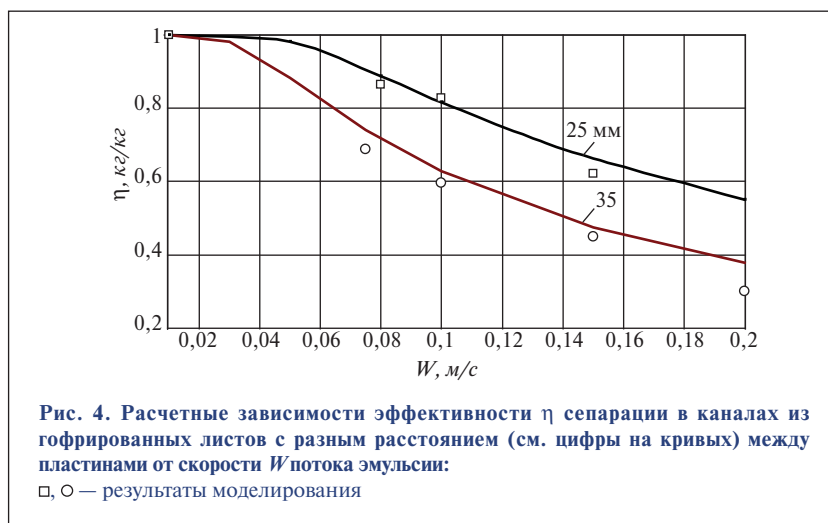
На рис. 3 приведены данные моделирования коалесцеров с гофрированными и плоскими листами при разных углах наклона пластин в сравнении с расчетными данными, полученными по уравнению (6) при скорости потока  $W=0,1$  м/с и диаметре капель дисперсной фазы  $d=100$  мкм. Как видно, эффективность коалесцера с гофрированными пластинами более высокая благодаря не только увеличению времени пребывания потока в его каналах, но и слиянию капель при столкновении в результате циклического изменения направления движения потока сплошной фазы. Исследование показало, что в диапазоне скоростей потока, характерных для промышленных сепараторов, линии тока сплошной фазы практически повторяют профили гофров.

На рис. 4 приведены зависимости эффективности сепарации в каналах из гофрированных листов с разным расстоянием между пластинами от скорости потока эмульсии.

Приведенные на рис. 3 и 4 данные показывают удовлетворительное согласование результатов моделирования и расчета по уравнению (6), используемому в НПК «Кедр-89» при проектировании трехфазных сепараторов. Это уравнение позволяет проанализировать зависимость материалоемкости коалесцера от его кон-

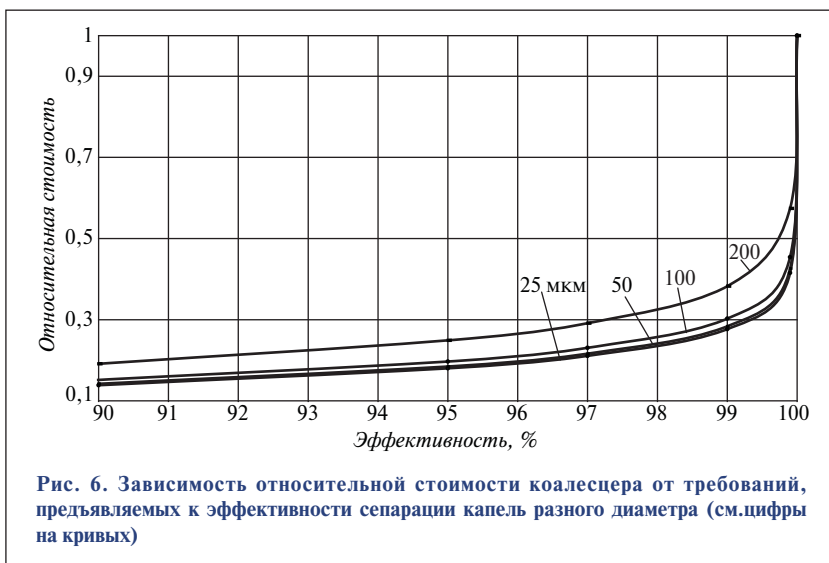
структивных параметров — угла наклона пластин и расстояния между ними при заданной эффективности сепарации и скорости потока в пакете коалесцера.

На рис. 5 приведены зависимости массы коалесцера от угла наклона пластин и расстояния



структивных параметров — угла наклона пластин и расстояния между ними при заданной эффективности сепарации и скорости потока в пакете коалесцера. Расчет проводили для заданной (99%) эффективности сепарации капель воды диаметром 25 мкм из бензиновой фракции при скорости потока в коалесцере 0,004 м/с. Анализ этих зависимостей позволяет дать практические рекомендации по выбору этих параметров коалесцера.

Несмотря на то, что уменьшение расстояния между пластинами приводит к увеличению числа пластин, общая масса коалесцера уменьшается в результате повышения эффективности сепарации и уменьшения требуемой длины коалесцера. Увеличение угла наклона пластин однозначно приводит к снижению эффективности сепарации из-за увеличения времени осаждения, необходимого для



достижения каплями дисперсной фазы поверхности пластин. Следовательно, увеличение расстояния между пластинами и угла наклона пластин более 15° обоснованно только в случае сепарации загрязненных и вы-

соковязких сред с возможным выпадением осадков и шламов.

Одной из самых важных задач при проектировании коалесцеров является выбор обоснованных требований к эффективности сепарации. Завышение этих тре-

бований приводит к резкому увеличению стоимости коалесцера. На рис. 6 приведена зависимость относительной стоимости коалесцера для выделения воды в рефлюксной емкости бензиновой фракции от требований к эффективности сепарации. Данные получены для коалесцеров с углом наклона гофрированных пластин 15° при различном диаметре диспергированных в бензине капель воды — 25, 50, 100 и 200 мкм. Как видно, стоимость коалесцера резко возрастает при предъявлении повышенных (>99%) требований к эффективности сепарации.

Большое значение для пластинчатых коалесцеров, так же как и для сетчатых, имеет выбор материала, который должен обеспечивать хорошую смачиваемость для того, чтобы способствовать слиянию осажденных капель и образованию пленки жидкости.

*Computer modeling of precipitation processes by the finite element method was conducted to study thin-layer separation of two immiscible liquids with packing made of sloping parallel corrugated or flat plates. The analytical and graphic dependences obtained can be used in designing plate coalescers for three-phase separators.*

**Key words:** three-phase separators, coalescers, thin-layer separation, modeling of precipitation processes.



## НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ



В.Г. Чекменёв, Ю.Н. Лебедев, И.Н. Клочков

НПК «Кедр-89»

## Анализ работы двухфазных сепараторов вертикального типа

*Исследована работа газожидкостных сепараторов с помощью моделирования методом конечных элементов (CFD) на программном комплексе StarCD.*

*Разработан ряд рекомендаций по совершенствованию конструкции сепараторов: по расположению каплеуловителя, взаимному положению штуцера ввода сырья, каплеуловителя и штуцера вывода и др.*

**Ключевые слова:** компьютерное моделирование гидроаэродинамики промышленных аппаратов, газожидкостные сепараторы вертикального типа, эффективность сепарации капельной жидкости из потока газа.

**В** процессе разработки новых конструктивных решений аппаратов постоянно возникает необходимость в оценке их работоспособности и сравнительном анализе рабочих характеристик: перепада давления, равномерности распределения фаз по сечению внутренних устройств, диапазона допустимых нагрузок и др. В случаях, когда проверка принимаемых решений требует значительных временных и стоимостных затрат, целесообразно проводить моделирование работы аппаратов методами CFD. В частности, путем моделирования работы сепараторов можно установить распределение скоростей несущего потока газовой фазы по сепаратору в целом, а также в любом его ограниченном элементе, например в каплеуловителе.

С целью сокращения времени расчета, а также в связи с ограничениями самой программы StarCD каплеуловитель моделировали пористой средой с перепадом давления, равным сопротивлению сетчатого каплеуловителя «УЛЬТРАСЕТ», движение дисперсной жидкой фазы — с помощью набора «пакетов» частиц требуемой плотности и различного диаметра, распределенных на начальном этапе равномерно по сечению каплеуловителя. Поскольку ограничения программы не позволяют адекватно моделировать сепарацию частиц

внутри каплеуловителя, было исследовано поведение частиц жидкости, прошедших сквозь каплеуловитель и подверженных вторичному уносу с его поверхности.

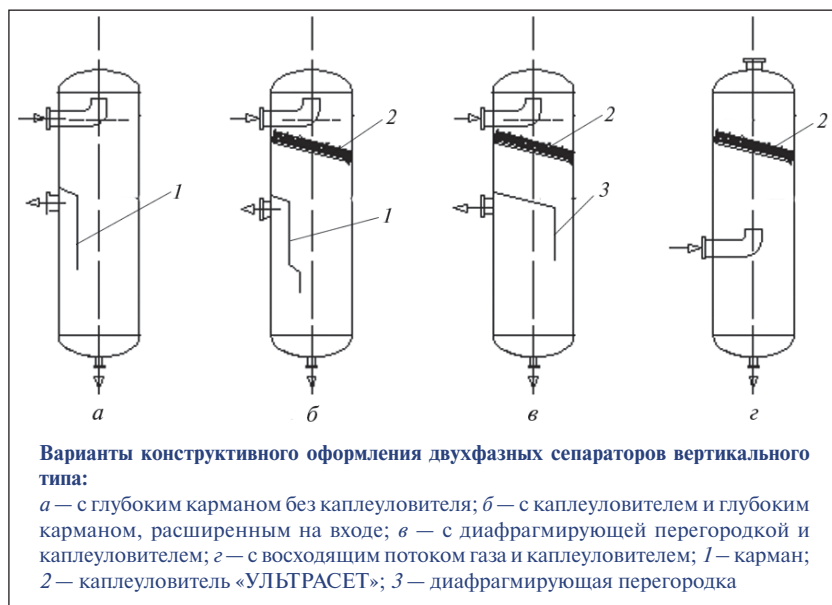
Для исследования была смоделирована работа предложенного конструкторами сепаратора, который представлял собой вертикальный аппарат диаметром 1,2 м и высотой 4 м со штуцером ввода сырья на верхнем днище и штуцером вывода на боковой цилиндрической поверхности сепаратора. Штуцер вывода газа диаметром 350 мм был экранирован выходным карманом, который отстоял от штуцера на расстояние 200 мм. Каплеуловитель располагался под углом 30° к горизонтали, что позволило увеличить его поверхность и способствовало стеканию отсепарированных капель жидкости к стенке, а следовательно, снижению вероятности их уноса потоком уходящего газа. Моделирование работы этой конструкции показало существенную неравномерность распределения скоростей газа по поверхности каплеуловителя. В центральной области, в месте попадания струи входящего газа, значение  $F_s$ -фактора нагрузки по газу превышает допустимое в 2–2,5 раза.

В результате компьютерного моделирования работы вертикального двухфазного сепаратора для выделения капельной жидко-

сти из потока газа под глубоким вакуумом — 2,66 кПа были определены характер распределения потока газа по сечению аппарата, профили скоростей потока газа, траектории движения взвешенных в нем капель жидкости, а также перепад давления в сепараторе с целью оптимизации конструкций отдельных узлов и разработки рекомендаций по конструированию таких сепараторов.

Расчетные исследования работы сепараторов показали, что существенного устранения неравномерности газового фронта, набегающего на отбойник, можно добиться вводом газа в направлении днища аппарата, противоположном направлению движения газа к выходному штуцеру. В этом случае значения фактора нагрузки по газу на входе в отбойник в небольшой пристеночной зоне близки к предельно допустимым, однако на выходе они в целом находятся в приемлемых пределах.

Отдельный интерес представляло исследование конструкции выходного кармана. Его функциональное назначение — заставить поток газа развернуться на 180° в направлении штуцера вывода сырья, чтобы обеспечить дополнительный сепарационный эффект за счет инерционного движения капель к нижнему днищу сепаратора. Однако первые же расчеты показали резкое увеличение



| Конструкция сепаратора<br>(см. рисунок) | Эффективность (%) сепарации частиц<br>диаметром, мм |     |     |      |
|---|---|-----|-----|------|
|   | 0,05  | 0,5 | 0,7 | 1,0  |
| а                                       | 17,1  | 95  | 99  | 99,3 |
| б                                       | 15,8  | 97  | 100 | 100  |
| в                                       | 28,1  | 100 | 100 | 100  |
| г                                       | 18,8  | 100 | 100 | 100  |

скорости газа на входе в карман, вследствие чего у самого входа в карман возникает зона разрежения и происходит инжектирование как крупных, так и мелких капель в карман и далее в штуцер вывода.

Для того чтобы увеличить сепарационный эффект кармана и уменьшить возможность увлечения в него частиц, были проведены расчеты для сепараторов с карманами различной конфигурации (см. рисунок, а и б). Кроме того, были проведены расчеты и для сепараторов без кармана (см. рисунок, в и г).

Результаты расчета эффективности сепарации приведены в таблице. Наилучший результат получен для конструкции в, обеспечивающей сужение выходящего из каплеуловителя потока газа поперечной перегородкой, находящейся на расстоянии ~300 мм

от каплеуловителя. В этом случае газ, проходя через оставленное ему пространство, ускоряется, разгоняя тем самым частицы жидкости в направлении дна сепаратора. При этом эффекта увлечения капель к штуцеру вывода не наблюдается, а инерционный эффект сепарации усиливается в результате резкого поворота струи газа.

Для сравнения в таблице приведены данные об эффективности сепарации капель разного диаметра для разных конструкций вертикального сепаратора с нисходящим и восходящим потоком газа при факторе нагрузки по газу в сечении каплеуловителя, равном 85% от предельно допустимой величины.

Исходя из полученных результатов можно сделать следующие выводы.

Достаточно равномерного распределения скоростей потока газа по поверхности каплеуловителя можно добиться, направляя входящий поток газа на верхнее днище сепаратора.

Конец штуцера ввода сырья нежелательно заводить в пространство эллиптического днища. При малых диаметрах сепаратора расстояние до днища должно быть не менее 300 мм, при меньшем расстоянии распределение потока газа по поверхности каплеуловителя существенно искажается.

Штуцер ввода должен быть расположен на расстоянии не менее 600 мм от ближайшего края каплеуловителя. При меньших расстояниях на поверхности каплеуловителя образуется теневой участок пониженных скоростей газа, что приводит к повышению скоростей на соседних с теневым участком зонах.

При выборе положения штуцера относительно каплеуловителя необходимо учитывать, что в зоне, близкой к штуцеру вывода сырья и сравнимой с размером штуцера, профиль скоростей потока газа начинает заметно искажаться. В нашем случае минимально допустимое расстояние от каплеуловителя до края кармана составило 300 мм.

Наклон каплеуловителя к горизонтали до 45° не приводит к заметному искажению профиля скоростей на его поверхности. При таком наклоне обеспечивается эффективный дренаж отсепарированных капель, но усложняется конструкция каплеуловителя и увеличивается его стоимость.

По результатам моделирования можно рекомендовать конструкцию сепаратора без кармана с диафрагмирующей перегородкой и каплеуловителем (см. рисунок, в).

*The operation of gas-liquid separators was investigated by modeling with the finite element method (CFD) in the Star CD software package. A number of recommendations were developed for improving the design of the separators: positioning of the drip pan, mutual position of the feedstock inlet choke, drip pan, outlet choke, etc.*

**Key words:** computer modeling of hydro- and aerodynamics of industrial equipment, vertical gas-liquid separators, efficiency of separation of drip liquid from a gas stream.

Ю.Н. Лебедев, В. Г. Чекменёв, Д.Ю. Данилов  
НПК «Кедр-89»

## Испытание новых центробежных тарелок с рециркуляцией жидкости

*Приведены результаты гидравлических испытаний новых центробежных тарелок с многократной рециркуляцией жидкости в центробежных элементах на системе вода—воздух. Получены зависимости для расчета количества циркулирующей в центробежных элементах жидкости, а также перепада давления на сухой и орошаемой тарелках.*

**Ключевые слова:** контактные устройства массообменных аппаратов, тарелки центробежного типа, гидравлические характеристики тарелок.

**П**ри проектировании массообменных колонн, предназначенных для работы с большими нагрузками по пару (газу) и чрезвычайно низкими нагрузками по жидкости, например промывных секций колонн щелочной очистки, десорберов, характеризующихся большим фактором десорбции, возникают серьезные проблемы с выбором типа контактных устройств. Диаметр колонны в этом случае определяется исходя из нагрузок по газу, вследствие чего возникают сложности с равномерным распределением малых количеств жидкости на тарелке и обеспечением их эффективного контактирования с большими количествами газа.

Для таких аппаратов НПК «Кедр-89» ранее рекомендовал использовать двухходовые однопоточные тарелки с зубчатыми сливными планками или колпачковые тарелки. При использовании двухходовых тарелок из-за существенной неравномерности распределения обратного потока жидкости по тарелке возникает необходимость в установке нескольких направляющих перегородок для выравнивания профиля скоростей. Эффективный выбор места установки и профиля направляющих перегородок, обеспечивающих выравнивание скорости потока, для каждого

конкретного случая можно обеспечить только с помощью достаточно трудоемкого метода компьютерного моделирования гидродинамики двухфазных потоков.

Применение колпачковых тарелок приводит к увеличению металлоемкости и габаритов колонны и в ряде случаев оказывается неприемлемым, например при реконструкции действующих колонн с целью повышения их производительности или при проектировании новых колонн, в которых желательно использовать высокопроизводительные тарелки, такие как центробежные, и только одна или несколько секций работают в условиях очень низких жидкостных и высоких паровых нагрузок.

Для таких условий работы в НПК «Кедр-89» были проведены гидравлические испытания новых центробежных тарелок (рис. 1) с многократной рециркуляцией жидкости в центробежных элементах. Испытания проводили на стендах ОАО «УкрНИИХиммаш» в колонне диаметром 600 мм на системе вода—воздух при нагрузке по жидкости на элемент от 1 до 10 м<sup>3</sup>/ч и факторе нагрузки по газу в расчете на сечение центробежного элемента  $F_s = W\rho_r^{0.5}$  (где  $W$  — скорость газа внутри центробежного элемента;  $\rho_r$  — плотность газа) от 2 до 8 Па<sup>0.5</sup>.

Были испытаны тарелки двух модификаций: с возвратом жидкости с полотна тарелки в центр завихрителя с помощью специальной переточной трубки  $b$  (см. рис. 1, *a*) и с возвратом жидкости в периферийную зону завихрителя через направленные прорези  $7$ , выполненные в нижней части сепарационной обечайки (см. рис. 1, *б*). Направленные прорези размещены между смежными лопатками завихрителя, направление отгиба их краев совпадает с направлением газожидкостного вихря, создаваемого завихрителем, что способствует циркуляции жидкости с полотна тарелки внутрь центробежного элемента.

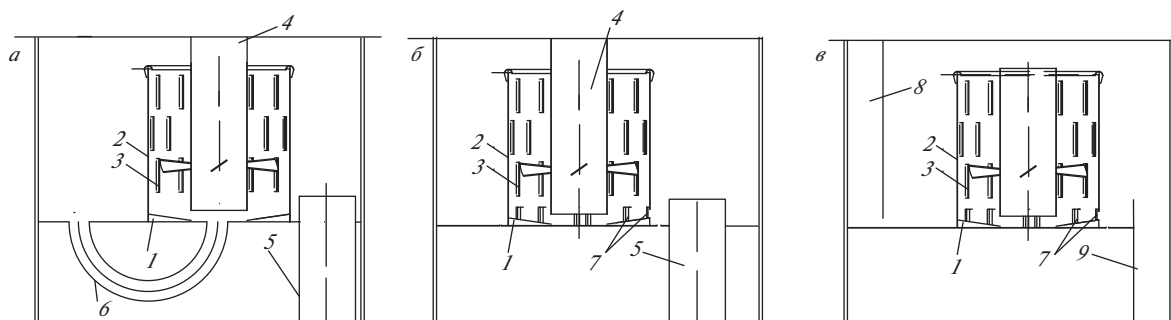
На рис. 2, *a* и *б* представлены экспериментальные зависимости перепада давления на тарелке с рециркуляцией жидкости соответственно через центр завихрителя и через прорези в сепарационной обечайке от фактора нагрузки  $F_{s0}$  по газу в щелях завихрителя.

Испытания центробежной тарелки с рециркуляцией жидкости через центральную зону центробежного элемента показали, что количество  $Q_p$  рециркулирующей жидкости достаточно точно определяется по уравнению

$$Q_p = 3600\mu S\sqrt{2gH_{cp}}, \quad (1)$$

где  $\mu$  — коэффициент напорного истечения жидкости;  $S$  — площадь





**Рис. 1. Центробежная тарелка:**

*a* – с подводом основного потока на полотно тарелки и возвратом жидкости в центр завихрителя; *б* – с подводом основного потока в центр завихрителя и возвратом через направленные прорезы в сепарационной обечайке; *в* – с подводом основного потока на полотно тарелки и возвратом через направленные прорезы в сепарационной обечайке; 1 – завихритель; 2 – сепарационная обечайка; 3 – прорезы для выхода отсепарированной жидкости; 4 – труба для подвода жидкости в центробежный элемент; 5 – труба для перетока жидкости в элемент нижележащей тарелки; 6 – труба для возврата рециркулята в центр завихрителя; 7 – направленные прорезы для возврата рециркулята внутрь центробежного элемента; 8 – приемный карман для ввода жидкости на тарелку; 9 – сливной карман для перетока жидкости на нижележащую тарелку

сечения переточной трубы,  $m^2$ ;  $g$  – ускорение свободного падения,  $m/c^2$ ;  $H_{cp}$  – средний подпор слоя жидкости по высоте прорези на полотно тарелки,  $m$ .

На рис. 3 проведено сравнение экспериментальных и рассчитанных по уравнению (1) данных о количестве рециркулирующей жидкости через центр завихрителя.

На тарелке с рециркуляцией жидкости через прорезы в сепарационной обечайке количество рециркулирующей жидкости зависит не только от высоты слоя жидкости на тарелке и суммарного сечения прорезей, но и от фактора нагрузки по газу в щелях завихрителя  $F_{s0} = W_0 \rho_r^{0.5}$  (где  $W_0$  – скорость газа в щелях завихрителя) и количества  $L$  жидкости, поступающей в элемент по центральной приемной трубе.

На рис. 4 приведена экспериментальная зависимость количества рециркулирующей жидкости на этой тарелке при разных нагрузках по жидкости от параметра  $x$  нагрузок:

$$x = \frac{L}{G} \sqrt{\frac{\rho_r}{\rho_{ж}}},$$

где  $L$ ,  $G$  – массовая нагрузка соответственно по жидкости и газу;  $\rho_{ж}$  – плотность жидкости.

Как видно, эта зависимость в диапазоне исследованных нагрузок близка к линейной.

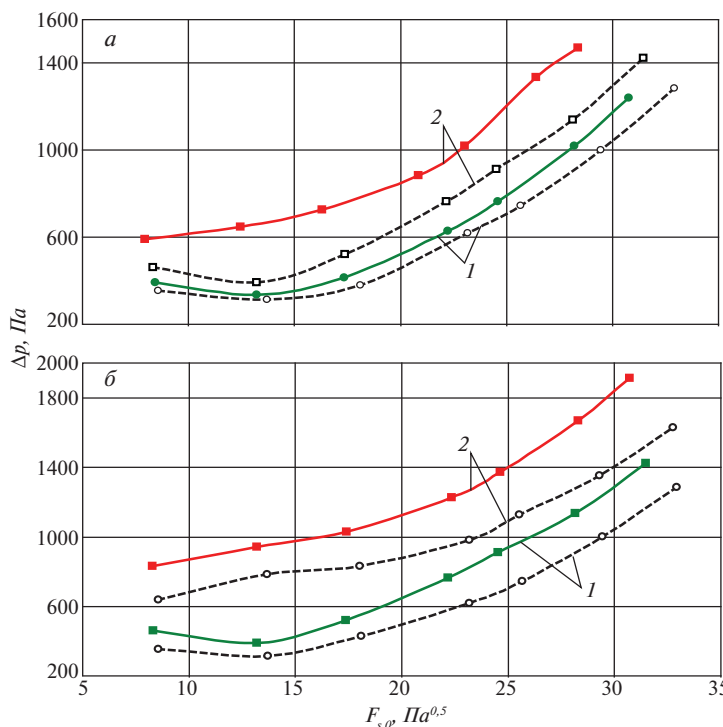
В основу уравнения для расчета перепада давления  $\Delta p$  на центробежных тарелках с рециркуляцией жидкости через прорезы

в сепарационной обечайке была принята аддитивная модель сопротивления тарелки:

$$\Delta p = \Delta p_{сyx} + \Delta p_{ж}, \quad (2)$$

$$\Delta p_{сyx} = \xi F_{s0}^2 / 2, \quad (3)$$

$$\Delta p_{ж} = f(L, Q_p, F_{s0}, x),$$



**Рис. 2. Зависимость перепада  $\Delta p$  давления на тарелках с рециркуляцией (сплошные кривые) и без рециркуляции (штриховые кривые) жидкости от фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу в щелях завихрителя при разной нагрузке  $L$  по жидкости: *a*, *б* – при рециркуляции жидкости соответственно в центр завихрителя и через прорезы в сепарационной обечайке; 1, 2 –  $L = 5$  и  $10 m^3/h$  соответственно**



**Рис. 3.** Рассчитанная по уравнению (1) зависимость количества  $Q_p$  рециркулирующей жидкости, поступающей в центр центробежного элемента через переточные трубы с полотна тарелки (см. рис. 1, а), от фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу в щелях завихрителя при разной нагрузке  $L$  по жидкости: 1, 2 –  $L = 1$  и  $10$  м<sup>3</sup>/ч соответственно; □, ○ – экспериментальные данные



**Рис. 4.** Экспериментальная зависимость количества  $Q_p$  рециркулирующей жидкости, поступающей в центробежный элемент через прорези в сепарационной обечайке (см. рис. 1, б), от нагрузочного параметра  $x$  при разной нагрузке  $L$  по жидкости: 1, 2, 3, 4 –  $L = 1, 3, 5$  и  $10$  м<sup>3</sup>/ч соответственно

где  $\Delta p_{\text{сух}}$  – перепад давления на сухой тарелке, Па;  $\Delta p_{\text{ж}}$  – сопротивление газожидкостного слоя, Па;  $\xi$  – коэффициент сопротивления сухой тарелки, зависящий от угла  $\alpha$  наклона лопаток завихрителя и критерия Рейнольдса  $Re = W_0 d_{\text{экв}} / \nu$  (где  $d_{\text{экв}}$  – эквивалентный диаметр щелей завихрителя, м;  $\nu$  – вязкость газа, м<sup>2</sup>/с).

Угол наклона лопаток завихрителя в данной конструкции удобно выразить через  $F_c = S_0 / S_c$  (где  $S_0$ ,  $S_c$  – площадь свободного сечения соответственно завихрителя и сепарационной обечайки).

По экспериментальным данным для коэффициента  $\xi$  сопротивления сухой тарелки получено расчетное уравнение

$$\xi = 4,427 \sqrt{F_c} \left( 1 - \frac{6055}{Re} \right). \quad (4)$$

Уравнения (3) и (4) позволяют достаточно точно определять перепад давления на сухой центробежной тарелке (рис. 5). Средняя относительная погрешность рас-

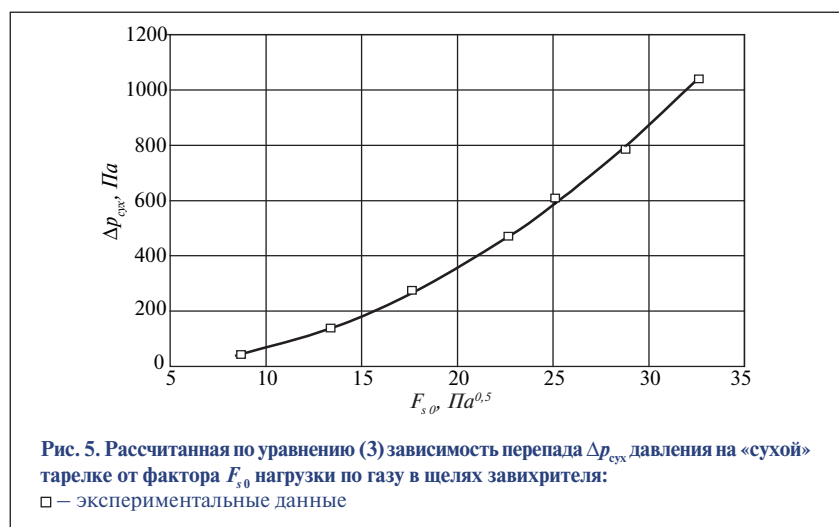
чета во всем диапазоне нагрузок по газу равна 1,2%.

Экспериментальные данные о сопротивлении газожидкостного слоя внутри сепарационной обечайки были обработаны по феноменологической модели, учитывающей влияние нагрузки  $L$  по жидкости, количества  $Q_p$  рециркулирующей жидкости, фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу и параметра  $x$  нагрузок. В этом случае уравнение (2) примет вид:

$$\Delta p = 4,427 \sqrt{F_c} \left( 1 - \frac{6055}{Re} \right) + f(L, Q_p, F_{s0}, x). \quad (5)$$

На рис. 6 проведено сравнение экспериментальных и рассчитанных по уравнению (5) данных о перепаде давления на центробежной тарелке с рециркуляцией жидкости через прорези в сепарационной обечайке. Средняя погрешность расчета по уравнению (5) равна 3,2%.

Дополнительно при испытаниях были проверены режимы работы тарелки без подачи основного потока жидкости внутрь элемента по центральной приемной трубе (см. рис. 1, в). Испытания показали, что при этих режимах количество рециркулирующей жидкости близко к соответствующему при режимах с подачей жидкости внутрь элемента.



**Рис. 5.** Рассчитанная по уравнению (3) зависимость перепада  $\Delta p_{\text{сух}}$  давления на «сухой» тарелке от фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу в щелях завихрителя: □ – экспериментальные данные

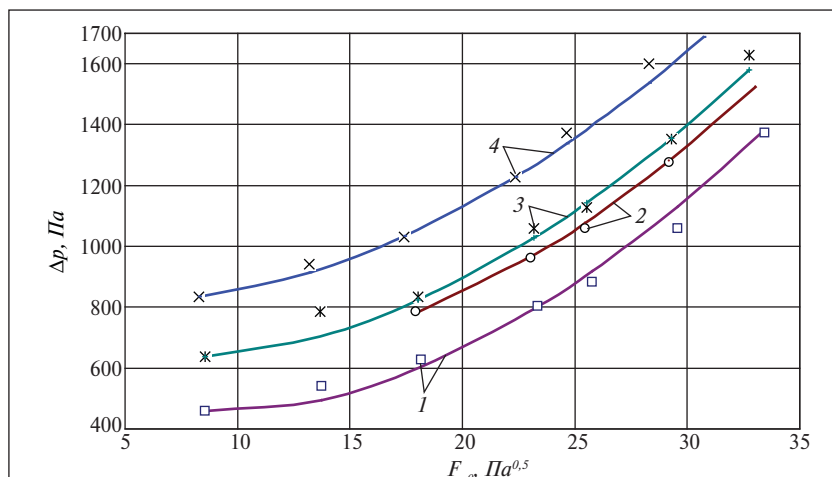


Рис. 6. Рассчитанная по уравнению (5) зависимость перепада  $\Delta p$  давления на тарелке с рециркуляцией жидкости через прорези в сепарационной обечайке от фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу в щелях завихрителя при разной нагрузке  $L$  по жидкости: 1, 2, 3, 4 –  $L = 1, 3, 5$  и  $10 \text{ м}^3/\text{ч}$  соответственно;  $\square, \circ, \times, *$  – экспериментальные данные

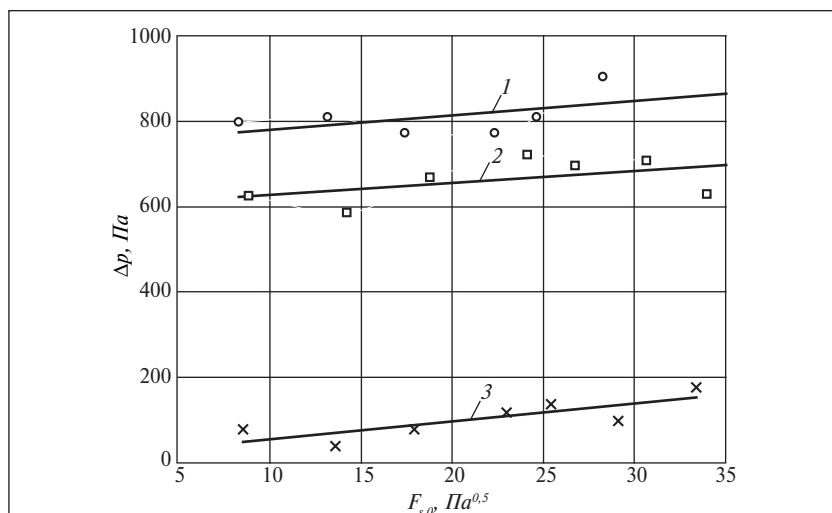


Рис. 7. Зависимость перепада  $\Delta p$  давления на тарелке с сепарационной обечайкой диаметром обечайки 340 мм с рециркуляцией жидкости (прямая 1) и на тарелках с сепарационной обечайкой диаметром 380 мм с рециркуляцией (прямая 2) и без рециркуляции (прямая 3) жидкости от фактора  $F_{s0}$  нагрузки по газу в щелях завихрителя:  $\circ, \square, \times$  – экспериментальные данные, полученные при нагрузке по жидкости  $L = 10 \text{ м}^3/\text{ч}$

Таким образом, новые центробежные тарелки могут работать с подводом и отводом жидкости через традиционные сегментные переливы без распределенного орошения внутрь каждого элемента, как показано на рис. 1, в, хотя и с несколько меньшим отношением  $L/G$  нагрузок по жидкости и газу в элементе.

При испытаниях была также проверена возможность модернизации действующих промышленных колонн с обычными центробежными тарелками с переводом их на работу с рециркуляцией жидкости. С этой целью были испытаны обычные центробежные тарелки (с сепарационной обечайкой диаметром 380 мм), на которых в кольцевой обечайке, ограничивающей завихритель, были выполнены направленные прорези, такие же как на тарелках с рециркуляцией. При этом был увеличен подпор жидкости на полотне тарелки с 30 до 60 мм.

Сравнительные результаты этих испытаний приведены на рис. 7. Сопротивление газожидкостного слоя на обычных тарелках с рециркуляцией жидкости в 5–6 раз выше, чем на тех же тарелках без рециркуляции, что свидетельствует об интенсивной циркуляции жидкости с полотна тарелки внутрь центробежных элементов. Из этого следует, что при необходимости центробежные тарелки в промышленных колоннах могут быть сравнительно легко переведены на работу с рециркуляцией жидкости.

*The results of hydraulic tests of new centrifugal trays with repeated liquid recycling in centrifugal elements in the water-air system are reported. Dependences were obtained for calculating the amount of cycling liquid in the centrifugal elements and the pressure drop in dry and reflux trays.*

**Key words:** contact devices in mass-exchange equipment, centrifugal trays, hydraulic characteristics of trays.

Ю.Б. Данилов, В.В. Дроздов  
ОАО «УкрНИИХиммаш»

## **О повышении эффективности пластинчатых перекрестноточных теплообменников**

*Рассмотрена возможность повышения тепловой эффективности пластинчатых перекрестноточных теплообменников. Проанализирована конструкция пакета теплообменных гофрированных пластин с разными углами наклона гофров относительно направления движения теплоносителей.*

**Ключевые слова:** перекрестноточный теплообменник, гофрированная пластина, теплоноситель, теплообменный канал.

**В** нефтеперерабатывающей промышленности многих стран мира все шире используются пластинчатые теплообменники с разборным корпусом и перекрестноточным движением теплоносителей. Самыми известными аппаратами такого типа являются теплообменники «Компаблок» (фирмы «Альфа-Лаваль»), которые, обладая высокой теплогидравлической эффективностью и компактностью, успешно заменяют традиционные кожухотрубчатые теплообменники, имеющие в 2,5–3 раза большую площадь поверхности теплообмена и в 3–5 раз большую массу.

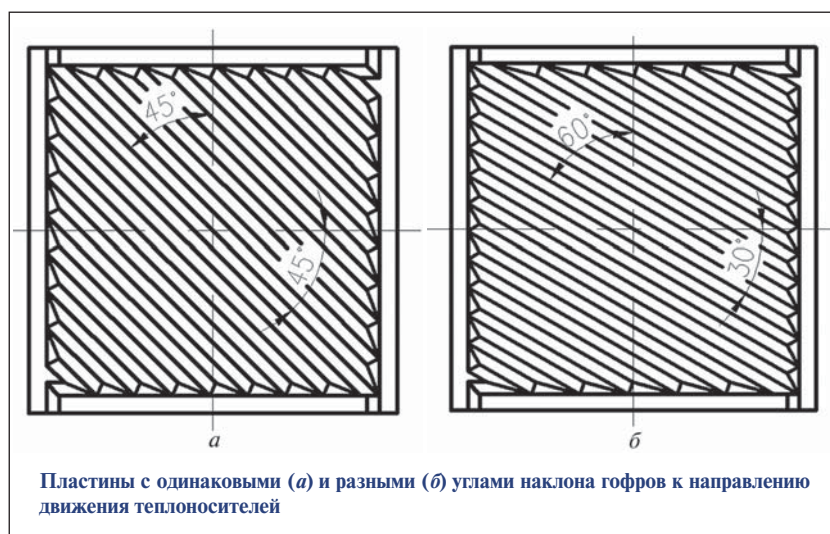
Разборный корпус таких аппаратов состоит из плоских толстенных стальных элементов. В теплообменниках типа «Компаблок» в качестве теплопередающих элементов применяются квадратные гофрированные пластины из коррозионно-стойких металлов и сплавов. При этом углы наклона гофров к направлению движения обоих теплоносителей, движущихся друг относительно друга в перпендикулярном (перекрестном) направлении, одинаковы и равны  $45^\circ$  (см. рисунок, а).

В ОАО «УкрНИИХиммаш» разработана конструкция перекрестноточного пластинчатого

теплообменника, имеющего по сравнению с аппаратами фирмы «Альфа-Лаваль» ряд преимуществ. Так, боковые стенки разборного корпуса выполнены в виде элементов цилиндрической обечайки, что позволило снизить массу аппарата в результате уменьшения толщины стенок корпуса. Кроме того, цилиндрическими элементами стенок корпуса сформированы коллекторные камеры для входа и выхода теплоносителей, поперечное сечение которых имеет форму сегмента, что обеспечивает равномерное распределение теплоносителей по всей ширине теплообменных каналов, а следовательно, эффективное

использование теплообменной поверхности.

Из опыта использования теплообменных аппаратов известно, что в 95% случаев теплоносители отличаются друг от друга как расходом, так и теплофизическими свойствами, что заведомо обуславливает различие их коэффициентов  $\alpha$  теплоотдачи. Известно также, что коэффициент  $k$  теплопередачи, а следовательно, и площадь поверхности теплообмена определяются преимущественно меньшим из двух значений  $\alpha$ . Регулирование уровня теплоотдачи изменением количества ходов по трактам теплоносителей с целью повышения коэффициента  $k$  теплопередачи без существен-



Пластины с одинаковыми (а) и разными (б) углами наклона гофров к направлению движения теплоносителей

ного увеличения потерь давления удастся лишь в исключительных случаях.

Угол наклона гофров к направлению движения теплоносителя существенно влияет на интенсивность теплообмена, причем с его ростом это влияние увеличивается. Поэтому применение теплообменных пластин с разными углами наклона гофров, имеющих различную теплофизическую эффективность по полостям теплоносителей, обеспечивает возможность регулирования уровня теплоотдачи по обоим теплоносителям с целью достижения максимального значения коэффициента теплопередачи.

В качестве теплопередающих элементов разработаны пластины с углами наклона гофров 30 и 60° к направлению движения каждого из теплоносителей (см. рисунок, б). Применение таких пластин вместо пластин с углами наклона гофров 45 и 45° приводит к повышению коэффициента теплоотдачи теплоносителя, направленного в полость с углом наклона гофров 60°, на 60% и к снижению коэф-

фициента теплоотдачи другого теплоносителя, направленного в полость с углом наклона гофров 30°, на 30%. При этом теплоноситель с заведомо меньшим коэффициентом теплоотдачи (например, бензин, нефть, мазут, газ, с одной стороны, и вода, с другой) направляется в каналы с углом наклона гофров 60°.

Разработанная конструкция пластин имеет особое значение при их использовании в аппаратах, в которых осуществляется процесс конденсации или испарения. При этом конденсирующаяся или испаряющаяся рабочая среда направляется в каналы с углом наклона гофров 30°, что также приводит к некоторому повышению коэффициента теплоотдачи  $\alpha_{\text{конд}}$  или  $\alpha_{\text{исп}}$ . Этот эффект объясняется тем, что уменьшение угла наклона гофров в теплообменных каналах, в которых осуществляется процесс конденсации или испарения, способствует более быстрому отводу образующегося конденсата или газа от теплообменной поверхности. При этом пакет ориентирован таким образом, чтобы теплооб-

менные пластины, а следовательно, и теплообменные каналы были расположены вертикально.

Для достижения максимальной тепловой эффективности аппарата, определяемой условием  $(\alpha_1 + \alpha_2)_{\text{max}}$ , в разработанной конструкции предлагается также использовать комбинации двух пластин, чередующихся в пакете друг с другом, например пластин с углами наклона гофров 30 и 60°, 45 и 45° (средний угол соответственно 37,5 и 52,5°).

По сравнению с традиционным пакетом из пластин с углами наклона гофров 45 и 45°, комбинированный пакет позволяет теплоотдачу в каналах со средним углом наклона гофров 52,5° увеличить на 20%, а в каналах со средним углом наклона гофров 37,5° снизить на 16%.

Таким образом, применяя в перекрестоточных теплообменниках пластины с разными углами наклона гофров в поперечном и продольном направлениях, можно существенно уменьшить площадь теплообменной поверхности и массу аппаратов.

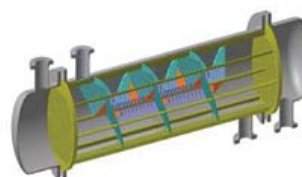
*The possibility of increasing the thermal efficiency of plate cross-flow heat exchangers is examined. The design of the corrugated heat-exchange plate design with different slope angles of the corrugations relative to the direction of movement of the heat carriers is analyzed.*

**Key words:** cross-flow heat exchanger, corrugated plate, heat carrier, heat-exchange channel.



## НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

### Теплообменные аппараты с винтовыми перегородками в межтрубном пространстве



Освоено серийное производство в ОАО «Пензхиммаш».

Многолетний опыт использования подтвердил высокие эксплуатационные характеристики: эффективность теплообмена на 40–75% выше, чем у аппаратов с сегментными перегородками.

В.А. Качанов, Ю.Б. Данилов, Е.К. Гвоздиков, Т.Э. Шепиль

ОАО «УкрНИИХиммаш»

## **Выбор конструкционных материалов при разработке нового и модернизации действующего оборудования нефтеперерабатывающих производств**

*Представлены подходы к выбору конструкционных и прокладочных материалов для разработки нового и модернизации действующего оборудования нефтеперерабатывающих производств, результаты коррозионно-электрохимических исследований.*

**Ключевые слова:** конструкционные материалы, коррозия, потенциал свободной коррозии, щелевая коррозия, точечно-язвенная коррозия, прокладочный материал.

**М**атериалы для конструирования сосудов и аппаратов выбирают, руководствуясь их пригодностью для разрабатываемой конструкции, соответствием стандартам и нормам, освоенностью промышленным производством. В свою очередь, пригодность материала определяется стойкостью к общей коррозии, коррозионному растрескиванию, сероводородному охрупчиванию, точечно-язвенной и щелевой, межкристаллитной, структурно-избирательной и другим видам коррозии, конструктивной прочностью при заданной температуре, технологичностью изготовления оборудования и экономичностью.

В мире существуют два подхода к выбору конструкционных материалов при разработке оборудования, предназначенного для работы с агрессивными средами, — европейский и американский [1–3]. Согласно европейскому подходу, выбираемые конструкционные, сварочные и прокладочные материалы должны обеспечивать заданный ресурс работы с минимальным количеством отказов, т.е. высокую надежность оборудования. Это, естественно, сказывается на стоимости оборудования, так как

в качестве основных выбирают более легированные конструкционные материалы. Американский подход заключается в выборе наиболее дешевых конструкционных материалов, даже в ущерб надежности оборудования, но при этом в проектную смету включаются расходы на внеплановый ремонт оборудования и одновременно гарантируется заданный ресурс его работы. Срок службы колонн — 20 лет, реакторов — 30 лет, емкостей — 20 лет, корпусов теплообменников — 20 лет, трубных пучков из углеродистой стали — 5 лет, из нержавеющей сталей — 10 лет.

Фирма-разработчик, применившая наименее дорогостоящие материалы, получает законодательно льготы [3].

ОАО «УкрНИИХиммаш» в практике выбора конструкционных, сварочных и прокладочных материалов использует оба подхода, отдавая предпочтение гарантированию работоспособности при заданном ресурсе, так как отказ реактора, колонны, теплообменника или емкости связан не только с ремонтом конструкции и соответственно с остановкой установки и недополучением продукции, но и с возможностью нанесения экологического ущерба и возникновения пожарной

опасности. Поэтому при разработке оборудования по базовым проектам компаний «Shell», «Axens», «ABB» и др. за основу принимаются опыт эксплуатации действующего оборудования, работы ВНИИнефтемаша, Леннефтехима, ВНИИхиммаша и других организаций, а также результаты собственных коррозионных исследований [4–8]. В последние годы заказчики разрабатываемого оборудования оговаривают скорость коррозии конструкционных материалов не выше 0,1 мм/год.

Из анализа базовых проектов зарубежных фирм следует, что для обеспечения устойчивой работы оборудования со средами, содержащими углеводороды, соединения серы и воду, в конструкционной стали максимальное содержание углерода должно быть не более 0,2%, марганца — не более 1,3%, фосфора — не более 0,01%, серы — не более 0,005%, кремния — не более 0,4%, никеля — не более 0,4%, хрома — не более 0,3%, меди — не более 0,4%, молибдена — не более 0,12%, ванадия и ниобия — не более 0,015%.

Одним из требований при выборе материалов, предназначенных для эксплуатации во влажных сероводородсодержащих средах,

является ограничение углеродного эквивалента ( $C_{\text{экв}}$ ) в зависимости от толщины металла:

$$C_{\text{экв}} = C + \text{Mn}/6 + (\text{Cr} + \text{Mo} + \text{V})/5 + (\text{Ni} + \text{Cu})/15.$$

Углеродный эквивалент для сталей толщиной менее 58 мм составляет 0,42, толщиной более 58 мм — менее 0,45, что сказывается на особенностях технологии свариваемости сталей [2, 9].

Близкими отечественными аналогами импортных материалов для сероводородсодержащих сред являются стали 20ЮЧ и 20КА, для которых углеродный эквивалент по верхнему пределу содержания легирующих компонентов составляет соответственно 0,41 и 0,49, а по нижнему пределу — 0,3 и 0,4. Эти стали рекомендованы для изготовления колонного, теплообменного и емкостного оборудования, предназначенного для работы с сероводородсодержащими средами.

В случае невозможности изготовления оборудования из сталей 20ЮЧ и 20КА рекомендуется применять двухслойные стали. Это приводит к некоторому удорожанию конструкции, однако окупается в эксплуатационных затратах и позволяет перейти на четырехгодичный срок освидетельствования оборудования в соответствии с требованиями ПБ 03-576-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

ОАО «УкрНИИХиммаш» разработаны рекомендации по выбору конструкционных материалов для основного технологического оборудования и трубопроводов установок первичной и вторичной (деструктивной) переработки нефти, фракционирования и очистки газов, эксплуатируемых на нефтеперерабатывающих предприятиях России, Украины, Белоруссии, Казахстана и других стран.

С точки зрения выбора конструкционных, сварочных и про-

кладочных материалов наиболее интересна разработка оборудования для получения этилбензола и стирола. Рабочая среда — углеводороды с содержанием воды до 4 млн<sup>-1</sup> и хлорида водорода при температуре 135°С и давлении 0,6 МПа. Исследования показали, что в этой среде нержавеющей стали типа 08Х18Н10Т, 10Х17Н13МЗТ, сплав 06ХН28МДТ подвергаются язвенной коррозии, сплав ВТ1-0 обладает пониженной коррозионной стойкостью и только сплавы на никелевой основе типа Н70М27Ф и ХН65МВУ характеризуются высокой коррозионной стойкостью.

Проверка опытных конструкций из никельмолибденового сплава Н70М27Ф (ЭП-814) показала, что сварные соединения этого сплава подвергаются межкристаллитной коррозии. Поэтому основное оборудование (реакторы, теплообменники) было изготовлено из сплавов ХН65МВ и ХН65МВУ. Это оборудование успешно эксплуатируется в ОАО «Нижнекамскнефтехим». В США аналогичное оборудование изготовлено из сплава Хастеллой В (никельмолибденового) [10].

С начала 1990-х годов в перерабатываемой нефти повысилось содержание соединений серы. В связи с этим изготовленное из традиционных конструкционных материалов оборудование стало подвергаться интенсивному разрушению. В 1994 г. произошло растрескивание колонны К-2 в ЗАО «Укртатнафта» (г.Кременчуг). Выяснение причин разрушения показало, что плакирующий слой из стали 08Х13 подвергся межкристаллитной коррозии (рис. 1), вследствие чего он из защитного слоя превратился в стимулятор наводороживания и охрупчивания несущего слоя из стали 16ГС с образованием сквозных и глубоких трещин [11].

В 1998 г. в ОАО «НПК Галичина» начали интенсивно разрушаться ретурбиды из стали 15Х5М в печи термического крекинга. Проведенные нами исследования показали, что в отходящих газах после выжигания кокса содержится до 60 г/м<sup>3</sup> диоксида серы, который и является причиной разрушения концов труб, входящих в ретурбиды, и самих ретурбидов (рис. 2).

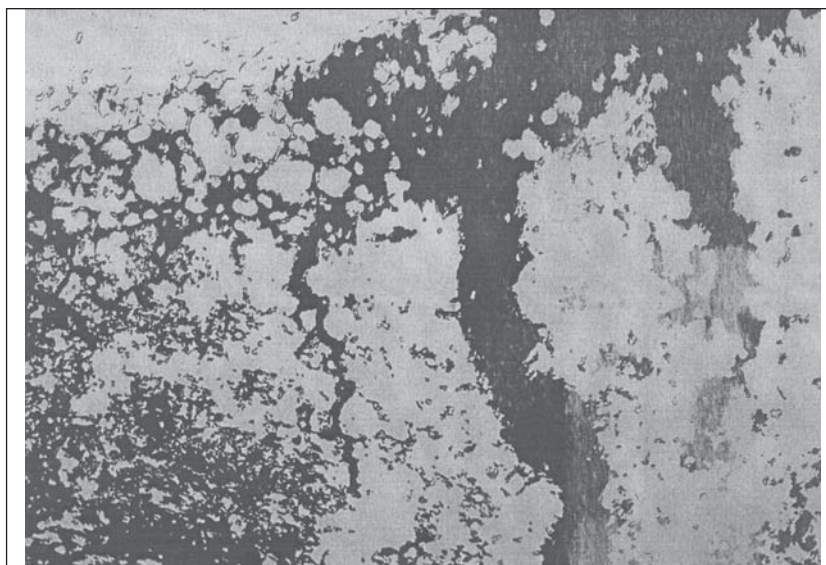
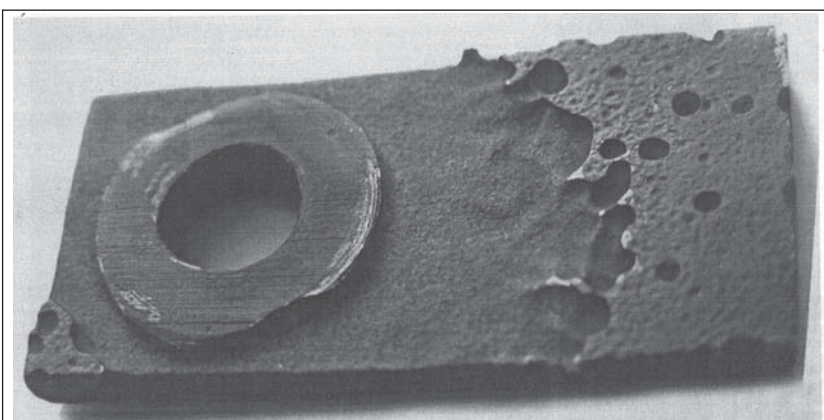


Рис. 1. Межкристаллитная коррозия с последующим растрескиванием в плакирующем слое стали 08Х13 в ректификационной колонне К-2 ОАО «Укртатнафта». ×240



**Рис. 2.** Характер коррозионного разрушения образца стали 15X5M

**Таблица 1**

| Сталь       | Скорость коррозии, мм/год | Характер коррозионного разрушения |
|-------------|---------------------------|-----------------------------------|
| 12X18H10T   | 0,073                     | Равномерный                       |
| 15X5M       |                           |                                   |
| обр. 1      | 7,2*                      | Язвенный                          |
| обр. 2      | 1,43                      | «                                 |
| 08X13       | 0,18                      | Равномерный                       |
| 10X17H13M2T | 0,043                     | «                                 |
| HEAT 185132 | 0,048                     | «                                 |

\* Скорость коррозии при выжигании кокса (72 ч).

В табл. 1 приведены результаты коррозионных испытаний конструкционных материалов в условиях эксплуатации печи (1000 ч) и в процессе выжигания кокса (72 ч).

Как видно, сталь 15X5M при длительности испытаний 1000 ч обладает пониженной коррозионной стойкостью. Испытание образцов этой стали после остановки печи и проведения выжига кокса показало рост скорости коррозионного разрушения до 7,5 мм/год при язвенном характере коррозии. Наиболее высокой коррозионной стойкостью обладают аустенитные стали 12X18H10T, 10X17H13M2T и HEAT 185132. Скорость коррозии молибденсодержащих сталей составляет менее 0,05 мм/год при равномерном характере коррозии.

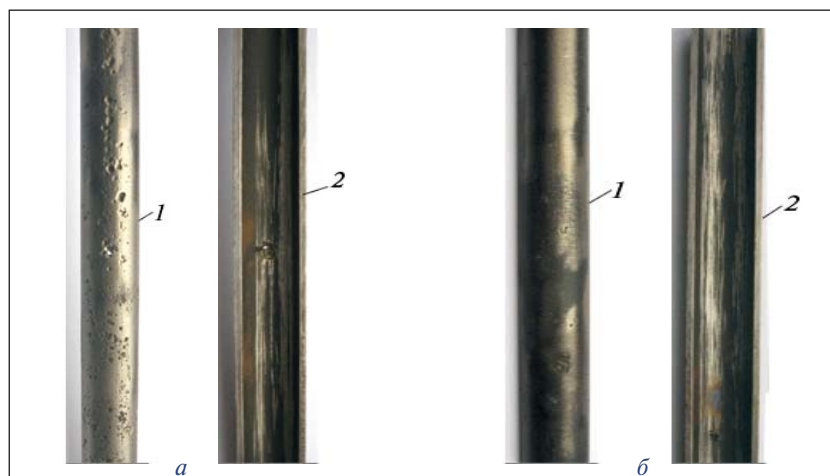
Для одного из НПЗ Украины были проведены исследования причин язвенного разрушения трубок теплообменника Т-3/3

из стали 08X13 на установке ЭЛОУ–АВТ. Теплообменник был выведен из эксплуатации и законсервирован. После расконсервации, монтажа в течение 2 мес. на открытом влажном морском воздухе и гидроиспытания он был введен в эксплуатацию.

Через непродолжительное время обнаружилось попадание сырой нефти (наиболее агрессивной среды) из трубного пространства в межтрубное пространство, по которому подается достаточно чистая керосиновая фракция, не обладающая заметной агрессивностью. Тем не менее разрушение трубок произошло со стороны межтрубного пространства. На вырезанных из трубок образцах по нижней образующей имелись язвенные разрушения глубиной 0,02–1,8 мм (сквозные язвы) (рис. 3), на внутренней поверхности — редкие язвенные поражения глубиной до 1,15 мм.

Электрохимические исследования показали, что сталь 08X13 в модельной среде, вызывающей атмосферную коррозию, подвергается язвенному разрушению. Следовательно, причинами разрушения трубок теплообменника стали стояночная коррозия после расконсервации теплообменника и конденсация влаги в межтрубном пространстве.

На НПЗ металлоемкость теплообменного оборудования составляет до 50% от металлоемкости оборудования всех видов. Наиболее подвержены коррозии в этом оборудовании теплообменные трубки с толщиной стенки,



**Рис. 3.** Внешний вид интенсивно (а) и мало (б) разрушившихся труб теплообменника Т-3/3 установки ЭЛОУ–АВТ: 1 — снаружи; 2 — изнутри



как правило, 2–3 мм, поскольку они работают в условиях теплопередачи. Интенсивность коррозии на их стенках почти в 10 раз превышает интенсивность коррозии корпусных элементов. Все это усложняет выбор конструкционного материала для трубных пучков. Фирма «АВВ», например, не рекомендует применять нержавеющие стали 304L, 321 и 316L в хлоридсодержащих средах температурой более 65°C. Промывка оборудования проводится технической водой, оставшиеся хлориды могут привести к его коррозионному растрескиванию при пуске. Поэтому фирма рекомендует применять аустенитные стали только для изготовления внутренних устройств, так как углеродистые и низколегированные стали не подвергаются сероводородному охрупчиванию в водной среде при содержании сероводорода менее 50 млн<sup>-1</sup>.

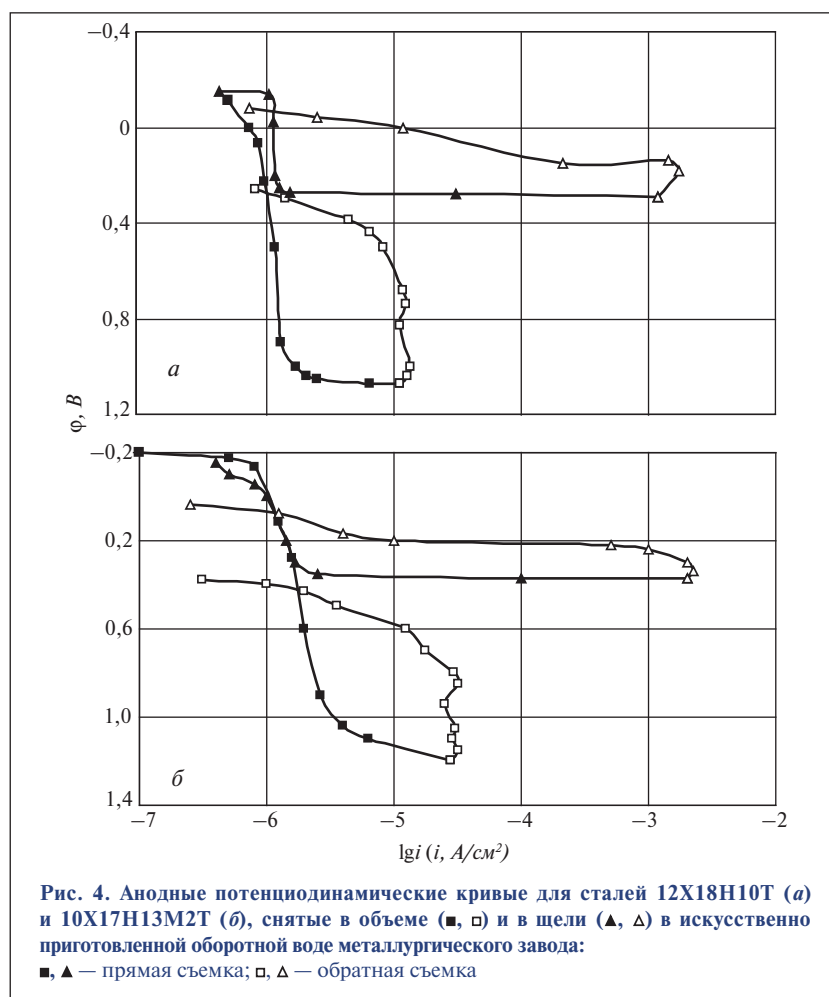
В последнее десятилетие в практику переработки нефти активно внедряются пластинчатые теплообменники: разборные, полуразборные, сварные с толщиной пластин 0,6–1,2 мм. Эти теплообменники по сравнению с кожухотрубчатыми в 2–3 раза более эффективные по теплопередаче и почти в 2 раза менее металлоемкие, а следовательно, занимают меньше производственных площадей. Применение пластин толщиной 0,6 мм требует применения конструкционных материалов со скоростью коррозии в рабочей среде менее 0,05 мм/год.

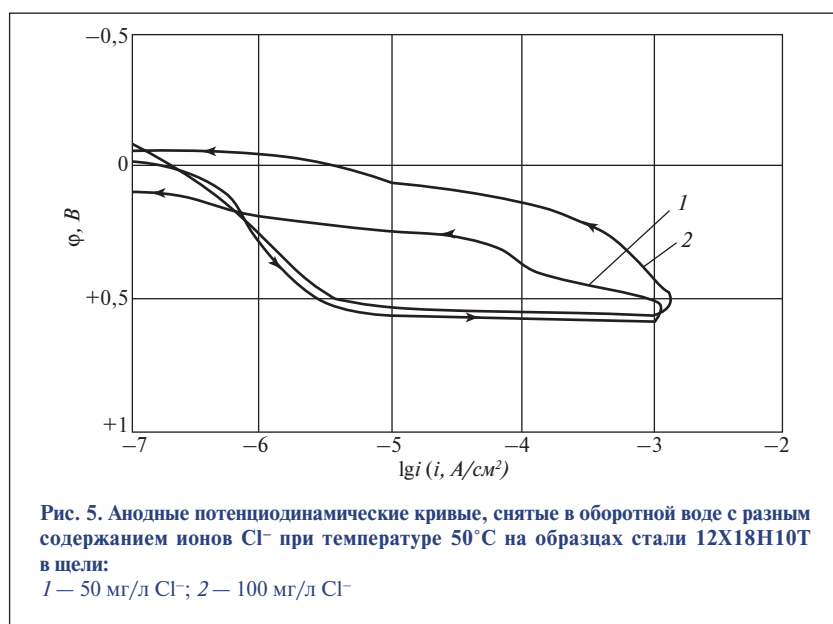
Анализ конструктивных особенностей сварных пластинчатых теплообменников и опыт их эксплуатации показали, что они могут выходить из строя из-за язвенной и щелевой коррозии. В ОАО «УкрНИИХиммаш» разработана методика оценки склонности нержавеющих сталей к точечно-язвенной и щелевой коррозии в хлоридсодержащих средах [12].

Например, по этой методике на Череповецком металлургическом заводе проведена оценка агрессивности воды оборотного цикла, используемой для охлаждения масла в подшипниках прокатного стана 2000, по отношению к сталям 12X18H10T и 10X17H13M2T (рис. 4). На рис. 4, а приведены анодные кривые, снятые в объеме и щели образца стали 12X18H10T. Как видно, активация стали через питтинг в объеме происходит при  $\varphi \geq 1$  В, а репассивация — при  $\varphi \approx 0,25$  В. В то же время ее активация через питтинг в щели наблюдается при потенциале, при котором рост питтингов в объеме прекращается (происходит репассивация). При этом интенсивность коррозионного разрушения в щели на два порядка выше, чем в объеме.

Менее интенсивно протекает процесс активации стали 10X17H13M2T (см. рис. 4, б) как в объеме, так и в щели, что и позволило рекомендовать ее для пластинчатых теплообменников металлургического завода.

Согласно И.Л. Розенфельду [13], механизм развития щелевой и питтинговой (точечно-язвенной) коррозии идентичен, поэтому, если сталь не склонна к щелевой коррозии, то априори она не будет подвергаться точечно-язвенной коррозии. Проведенные нами исследования показали, что в качестве базиса стойкости к щелевой и точечно-язвенной коррозии может быть принята разность потенциалов репассивации щели и свободной коррозии:  $\Delta\varphi_{щ} = \varphi_{р.щ.} - \varphi_{св.к.}$ . При  $\Delta\varphi_{щ} \geq 0,05$  В нержавеющая





**Рис. 5.** Анодные потенциодинамические кривые, снятые в оборотной воде с разным содержанием ионов  $\text{Cl}^-$  при температуре  $50^\circ\text{C}$  на образцах стали 12Х18Н10Т в щели:  
1 — 50 мг/л  $\text{Cl}^-$ ; 2 — 100 мг/л  $\text{Cl}^-$

**Таблица 2**

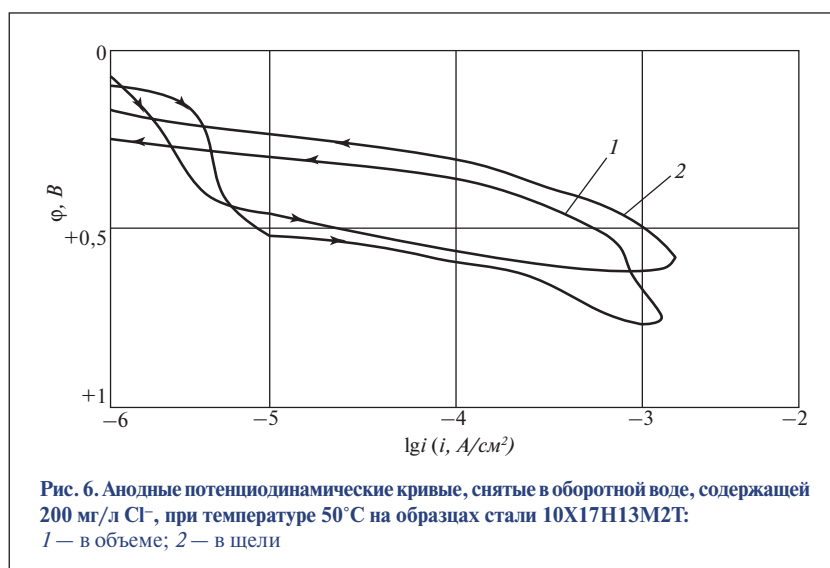
| Содержание ионов хлора в оборотной воде, мг/л | Потенциал стали 12Х18Н10Т, В |                     |                     |                         |
|---|------------------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
|   | $\phi_{\text{св.к}}$         | $\phi_{\text{а.щ}}$ | $\phi_{\text{р.щ}}$ | $\Delta\phi_{\text{щ}}$ |
| 50  | -0,09                        | +0,52               | +0,08               | +0,17                   |
| 100   | -0,02                        | +0,49               | -0,06               | -0,04                   |

сталь не подвергается точечно-язвенной коррозии в объеме.

Эти результаты используются нами при выборе материалов как для кожухотрубчатых, так и для пластинчатых теплообменников.

Например, на один из НПЗ для установки изомеризации были поставлены сварные пластинчатые теплообменники Н0,1-3,2-КУ и Н0,1-5,8-КУ. Теплообменник Н0,1-3,2-КУ, изготовленный из стали 12Х18Н10Т, предназначен для охлаждения рабочего раствора — изомеризата оборотной водой. Максимальная рабочая температура —  $50^\circ\text{C}$ . Основной агрессивный компонент оборотной воды — ионы хлора. На **рис. 5** показано анодное поведение стали при разном содержании хлоридов в щели. Как видно, с увеличением содержания хлоридов в воде от 50 до 100 мг/л потенциалы питтингообразования и репассивации смещаются в область более отрицательных

значений (**табл. 2**). Уже при содержании хлоридов 100 мг/л в щели происходит активация анодных процессов: потенциал репассивации стали более отрицательный, чем потенциал коррозии ( $\Delta\phi_{\text{щ}} = -0,04$  В). Это свидетельствует о том, что сталь 12Х18Н10Т в этих условиях нера-



**Рис. 6.** Анодные потенциодинамические кривые, снятые в оборотной воде, содержащей 200 мг/л  $\text{Cl}^-$ , при температуре  $50^\circ\text{C}$  на образцах стали 10Х17Н13М2Т:  
1 — в объеме; 2 — в щели

ботоспособна и будет подвергаться точечно-язвенной коррозии.

Коррозионные испытания образцов стали 12Х18Н10Т на щелевую коррозию в растворе, содержащем 200 мг/л хлоридов, в течение 1611 ч показали, что глубина коррозионных поражений составляет 0,056–0,076 мм.

Таким образом, теплообменник из стали 12Х18Н10Т может эксплуатироваться, не подвергаясь щелевой коррозии в оборотной воде с содержанием хлоридов менее 50 мг/л при температуре  $50^\circ\text{C}$  и рН 7. При содержании хлоридов более 50 мг/л он будет подвергаться щелевой и точечно-язвенной коррозии и иметь ограниченный срок службы.

Теплообменник Н0,1-5,8-КУ, изготовленный из стали 10Х17Н13М2Т, предназначен для охлаждения оборотной водой газовой смеси, представляющей собой безводную углеводородную смесь, содержащую водород и хлорид водорода. Максимальная рабочая температура —  $50^\circ\text{C}$ . Безводная газовая смесь, содержащая хлорид водорода, не представляет опасности с точки зрения коррозии стали. Со стороны же охлаждающей оборотной воды можно ожидать разрушения пластин теплооб-

менника из-за присутствия в ней ионов хлора.

На рис. 6 приведены анодные потенциодинамические кривые, снятые на образцах стали 10X17H13M2T в объеме и в щели. Как видно, при концентрации ионов хлора до 200 мг/л и температуре 50°C питтингообразование в щели начинается при потенциале +0,39 В, а в объеме — при потенциале +0,55В. При этом потенциалы репассивации равны соответственно +0,20 и +0,29 В. Разность потенциалов свободной коррозии и репассивации в щели составляет 0,17 В, в объеме — 0,22 В, т.е. в этих условиях сталь не подвергается точечно-язвенной и щелевой коррозии и теплообменник может работать. При более высоких концентрациях ионов хлора сталь может подвергнуться коррозионному разрушению в щели и в объеме.

Вторым ограничением применения сварных пластинчатых теплообменников является накипеобразование со стороны хладоносителя. Из-за забивки каналов и необходимости их промывки применение сварных пластинчатых теплообменников становится нецелесообразным. Весьма эффективно применение этих теплообменников для нагрева и охлаждения сред, не дающих интенсивных отложений на теплопередающих поверхностях.

Крупнейшие мировые поставщики и проектировщики оборудования для НПЗ, такие как «Shell», «Axens», «АВВ» и др., в последнее время ограничили применение прокладочных материалов, содержащих асбест, например паронита, в связи с их канцерогенными свойствами. Альтернативой таким материалам являются материалы из терморасширенного графита, например Граффлекса.

Гибкий терморасширенный графит может быть использован

Таблица 3

| Металл | Электродный процесс   | Стандартный электродный потенциал, В (по н.в.э.) | Потенциал коррозии металлов, В (по н.в.э.) |             |             |
|--------|-----------------------|--|--|-------------|-------------|
|        |                       |  | 0,1 н. HCl                                 | 0,1 н. NaOH | 3%-ном NaCl |
| Fe     | Fe → Fe <sup>2+</sup> | -0,43  | -0,328                                     | -0,161      | -0,255      |
| Cr     | Cr → Cr <sup>3+</sup> | -0,74  | -0,039                                     | -0,412      | -0,032      |
| Ni     | Ni → Ni <sup>2+</sup> | -0,25  | -0,31                                      | -0,128      | -0,023      |
| Cu     | Cu → Cu <sup>2+</sup> | +0,337   | +0,154                                     | -0,027      | +0,07       |
| Ti     | Ti → Ti <sup>2+</sup> | -1,63  | —  | —           | +0,4        |
| C      | —                     | +0,3   | —  | —           | —           |

самостоятельно как набивочный и уплотнительный материал либо в сочетании с различными материалами, такими как нержавеющая сталь, фторопласт, арамидные, акриловые, хлопчатобумажные волокна или стекловолокно, улучшающими его потребительские свойства.

Поскольку графит является электропроводящим материалом с электроположительным потенциалом порядка +0,36 В, при эксплуатации контактирующих пар графит—конструкционный металлический материал в растворах электролитов возникает вероятность контактной коррозии.

Термодинамическая вероятность возникновения контактной коррозии металлов, уплотненных графитовыми прокладками, определяется разностью стандартных электродных потенциалов контактируемых материалов. Однако реальная возможность и реальные скорости контактной коррозии определяются главным образом не разностью электродных потенциалов контактируемых материалов в конкретной агрессивной среде, а кинетикой катодных и анодных реакций, соотношением площадей катодных и анодных участков контактируемых материалов, характеристиками агрессивной среды. Поэтому нами были проведены испытания металлографитовых прокладок в тестовых растворах, применяемых для исследования стойкости материалов в условиях нефтеперерабатывающей промышленности.

В табл. 3 приведены характеристики различных материалов в некоторых электролитах. Как видно, углерод обладает довольно большим положительным потенциалом. При контактировании с железом и сплавами на его основе он может вызвать увеличение коррозионного разрушения металлов. Это обусловлено прежде всего тем, что графит в паре с металлом является эффективным катодом. Обладая развитой поверхностью, он адсорбирует посторонние анионы, а также кислород, являющийся мощным катодным деполяризатором, определяющим коррозионный процесс в нейтральных и щелочных средах.

Электрохимическое поведение графитопластов, особенно в контакте с металлическими деталями, практически не изучено. В связи с этим нами проведено его исследование в модельных условиях, приближенных к производственным по содержанию агрессивных компонентов, в том числе сероводорода.

В отличие от металлических конструкционных материалов, коррозия которых происходит на границе металл—среда, коррозия композиционных материалов протекает как на поверхности материала, так и в его объеме, куда агрессивная среда проникает в результате диффузии.

Исследования проводили в 3%-ном растворе соляной кислоты и по стандарту NACE\* TM-02—84 в растворе, содержащем

\* Национальная ассоциация коррозиологов Америки.

**Таблица 4**

| Сталь   | Скорость коррозии, мм/год |                       |
|---------|---------------------------|-----------------------|
|         | в объеме                  | в контакте с графитом |
| Ст3     | 0,22                      | 0,62                  |
| 09Г2С   | 0,35                      | 0,45                  |
| 09Г2СЮЧ | 0,088                     | 0,231                 |

**Таблица 5**

| Материал  | Электродный потенциал (В по н.хс.э) в объеме тестового раствора NACE |         |                               |                               |               |
|-----------|--|---------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|
|           | металла  | графита | металла в контакте с графитом | графита в контакте с металлом | компромиссный |
| 06ХН28МДТ | -0,12  | -       | -0,12                         | -0,12                         | -0,12         |
| 12Х18Н10Т | -0,43  | -       | -0,41                         | -0,41                         | -0,41         |
| 09Г2С     | -0,40  | -       | -0,36                         | -0,36                         | -0,36         |
| 12Х17АГ4  | -0,135   | -       | -0,11                         | -0,11                         | -0,11         |
| Графит    | -  | +0,02   | -                             | -                             | -             |

5% NaCl и 0,5% CH<sub>3</sub>COOH и насыщенном H<sub>2</sub>S до 3000 мг/л (рН раствора 3–3,8). Указанный раствор применяется для тестовых исследований конструкционных материалов в агрессивных средах переработки нефти, содержащих сероводород. Продолжительность испытаний — 650 ч.

Спектральный анализ армирующего металла прокладок показал, что он содержит 16,7% Cr, 3,5% Ni, 9,0% Mn, 0,4% Si и по химическому составу близок к стали типа 12Х17АГ4 (ГОСТ 5632).

Исследования влияния графита на коррозионную стойкость различных металлов в тестовом растворе NACE показали (табл. 4), что скорость коррозии образцов стали Ст 3 после 1000 ч испытания в контакте с графитом составила 0,62 мм/год, а в объеме раствора — 0,22 мм/год.

Низколегированная сталь 09Г2С корродирует с меньшей скоростью, чем сталь Ст3. Скорость ее коррозии в контакте с графитовой прокладкой (0,45 мм/год), так же как и стали

Ст3, выше, чем в объеме раствора (0,35 мм/год).

Исследование более стойкой к сероводородной коррозии стали 09Г2СЮЧ, легированной алюминием и редкоземельными элементами, при общем увеличении коррозионной стойкости показало аналогичную тенденцию ее поведения в контакте с графитовой прокладкой (0,191 мм/год) и в объеме раствора (0,088 мм/год).

Результаты электрохимических исследований приведены в табл. 5.

Как видно, в тестовом растворе NACE на всех металлах, за исключением сплава 06ХН28МДТ, наблюдается незначительный рост электродного потенциала. Это свидетельствует о том, что стали являются анодом и в водных растворах их поверхности при контакте с графитом могут подвергаться повышенному коррозионному разрушению.

В безводных апротонных средах, в том числе в средах переработки нефти, электродные

процессы затруднены, поэтому разница потенциалов не должна оказывать значительного воздействия на коррозионную стойкость сталей. Не следует ожидать интенсивной коррозии пары металл—графит во фланцевых соединениях, уплотнениях зазоров и т.д., их контакт не является коррозионноопасным.

Промышленные испытания прокладок из графитовой фольги, листового армированного графита и сальниковой графитовой набивки в средах переработки нефти в ЗАО «ЛИНИК», ООО «Солнцедаровское НПП», ЗАО «Укртатнафта», ЗАО «УБСПФобос» и ОАО «Херсоннефтепереработка» показали достаточно высокую работоспособность уплотнительных материалов на основе терморасширенного графита.

Анализ результатов промышленных испытаний и опыта применения графитовых уплотняющих материалов, применяемых для уплотнения насосов, трубопроводов, запорной арматуры, эксплуатируемых на нефтеперерабатывающих и химических предприятиях, показал их достаточно высокую работоспособность и химическую стойкость.

По результатам проведенных исследований графитовые прокладочные материалы, изготовленные российскими фирмами ООО «Новомет-Силур» (г. Пермь), ЗАО «ТРЭМ Инжиниринг» (г. Москва), Объединением «СПЕКТР» (г. Нижний Новгород) рекомендованы для применения на нефтеперерабатывающих предприятиях Украины и России в соответствии с заключениями Госназдорхрантруда Украины и России.

*Approaches to selecting construction and gasket materials for developing new and modernizing existing oil refinery equipment and the results of corrosion-electrochemical studies are presented.*

**Key words:** construction materials, corrosion, free corrosion potential, slot corrosion, point-pitting corrosion, gasket material.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. *Dillon P.* — The Oil and Gas J. — 1977. — № — P. 155–157.
2. *Белицкий А.Л., Кристаль М.М., Кутенов С.М. и др.* — Химическое и нефтяное машиностроение. — 1984. — №8. — С. 42.
3. *Николюк Р.* Конструирование и технология изготовления сосудов давления. — М.: Машиностроение, 1975. — 460 с.
4. *Сухотин А.Н., Шрейдер А.В., Арчаков Ю.И.* Нефтеперерабатывающая промышленность. Справочное руководство. Т. 9. — М.: Химия, 1974. — 575 с.
5. *Шрейдер А.В., Шпарбер И.С., Арчаков Ю.И.* Влияние водорода на нефтяное и химическое оборудование. — М.: Машиностроение, 1976. — 132 с.
6. *Шрейдер А.В., Дьяков В.Г., Шпарбер И.С.* Сероводородная высокотемпературная коррозия оборудования нефтезаводов и защита от нее. — М.: ЦНИИТЭнефтихим, 1972. — 68 с.
7. *Шпарбер И.С., Шрейдер А.В.* Низкотемпературное сероводородное разрушение сталей при переработке нефти и пути защиты. — М.: ЦНИИТЭнефтихим, 1974. — 75 с.
8. Нефтеперерабатывающая промышленность. Справочное руководство / Под ред. А.Н. Сухотина, Ю.И. Арчакова. — М.: Химия, 1990. — 399 с.
9. *Закс И.А.* Электроды для дуговой сварки сталей и никелевых сплавов. Справочное пособие. — С-Пб.: Welcome, 1996. — 381 с.
10. *Перцев Л.П., Качанов В.А. и др.* — Химическое и нефтяное машиностроение. — 1987. — №9. — С. 22.
11. *Качанов В.А., Данилов Ю.Б. и др.* — Коррозия: материалы, защита. — 2007. — №1.
12. *Качанов В.А., Клюшников Л.А., Балак Т.А.* — Вестник ГПТУ. — 2000. — Вып. 115. — С. 61.
13. *Розенфельд И.Л.* Коррозия и защита металлов. — М.: Металлургия, 1978. — 448 с.



**НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ**

## **Каплеуловители «Ультрасет»**

**Новая модификация из лавсановой рукавной сетки**

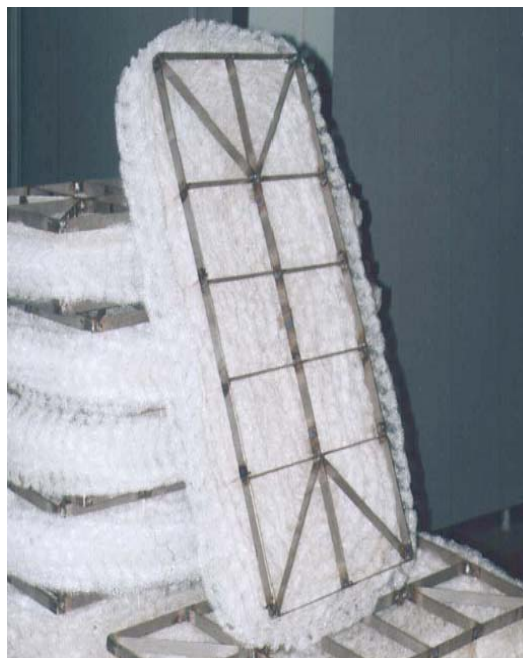
**Специальная технология гофрирования**

**Сохранение всех достоинств каплеуловителей из вязаной металлической сетки**

- Упорядоченная объемная структура
- Большая удельная поверхность сепарации
- Малый перепад давления
- Высокие производительность и эффективность

**Выделение капельной жидкости из высокоагрессивных газовых сред при температурах до 140°С**

- При моноэтаноламиновой очистке газов с высоким содержанием сероводорода
- При очистке сырья риформинга с повышенным содержанием хлоридов
- В других процессах сепарации



С.А. Белов, М.А. Оразова  
ОАО «УкрНИИхиммаш»

## **Расчет на циклическую прочность элементов опорного узла коксовой камеры методом конечных элементов**

*Рассмотрена задача определения прочности опорного узла коксовой камеры. При оценке напряженного состояния опорного узла учтено влияние кольца для монтажа изоляции на распределение температур в опорной обечайке. В результате установки этого кольца уменьшается градиент температуры по высоте опорной обечайки и соответственно снижается уровень напряженного состояния опорного узла.*

**Ключевые слова:** коксовая камера, опорная обечайка, коническое днище, цикл нагружения, эквивалентное напряжение, температура, длительная циклическая прочность.

**К**оксовая камера представляет собой реактор циклического действия, что обуславливает циклические перепады и неравномерность температур корпуса реактора как по его периметру и высоте, так и по толщине стенок. Наиболее нагруженной областью коксовой камеры является зона сварного соединения опорной обечайки с корпусом. Циклический характер работы камеры может привести к возникновению трещин в сварном соединении. Склонность к трещинообразованию обусловлена большим градиентом температур по высоте опорной обечайки.

Цель данной работы — определение распределения температуры по высоте опорной обечайки и оценка циклической прочности опорного узла коксовой камеры с учетом температурных напряжений.

Корпус коксовой камеры изготовлен из двухслойной стали 12ХМ+08Х13 с толщиной плакирующего слоя 6 мм. Нижняя часть (высотой 1500 мм) опорной обечайки выполнена из стали 09Г2С, верхняя — из стали 12ХМ. Основные размеры корпуса и опорного узла приведены на **рис. 1**. Для предотвращения тепловых

потерь аппарат покрыт тепловой изоляцией толщиной 200 мм. На наружной поверхности нижней части опорной обечайки высотой 600 мм теплоизоляция отсутствует. В качестве теплоизоляционного материала использована минеральная вата.

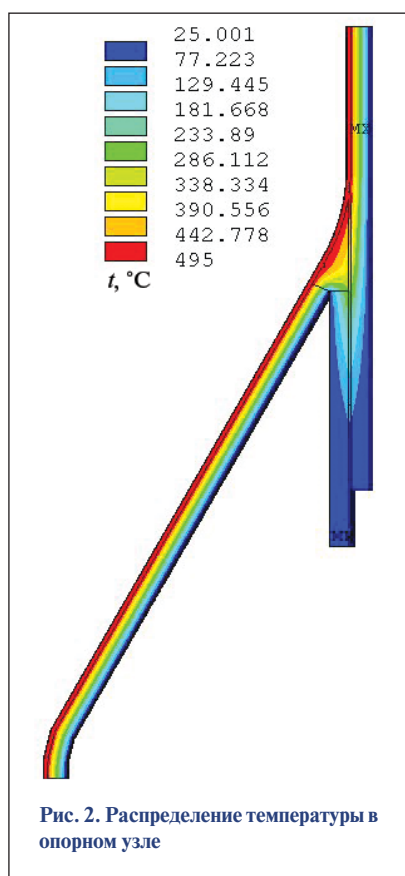
Напряженное состояние опорного узла коксовой камеры определяли с помощью программного комплекса, реализующего метод конечных элементов. Для создания расчетной модели использовали восьмиузловые конечные элементы твердого тела с одной

(температурой) и тремя степенями свободы в узле. Расчеты проводили в два этапа: на первом определяли поля распределения температур, на втором — напряженное состояние корпуса.

В рассматриваемой модели учитывали, что основной и плакирующий слои имеют различные коэффициенты линейного расширения. Кольцо размером 10×250 мм для монтажа изоляции установлено на расстоянии 700 мм от сварного шва опорной обечайки. Оно состоит из 25 сегментов с зазором между сегментами 15 мм.



**Рис. 1.** Конструкция опорного узла коксовой камеры



При монтаже между кольцом и днищем предусмотрен зазор 8 мм, который при повышении температуры в режиме коксования выбирается, что способствует вследствие теплопроводности кольца уменьшению градиента температур на опорной обечайке. Поэтому была предпринята попытка учесть дополнительную теплопередачу между коническим днищем и опорной обечайкой через кольцо.

Ввиду симметрии нагружения аппарата рассматривали 1/25 часть корпуса.

При определении температурного поля были приняты следующие граничные условия: температура на внутренней поверхности корпуса 495 °С, на внешней поверхности теплоизоляции 25 °С (соответствует температуре окружающей среды), а также коэффициент теплоотдачи от изоляции к воздуху. На этом этапе учитывали теплопроводность воздуха, на-

ходящегося в «треугольнике», образованном частью внутренней поверхности опоры, частью внешней поверхности днища и верхней поверхностью кольца.

Распределение температуры в опорном узле приведено на **рис. 2**, график распределения температуры по высоте образующей на внутренней поверхности опорной обечайки — на **рис. 3**.

Из **рис. 3** следует, что установленное дополнительное кольцо способствует уменьшению градиента температур на опорной обечайке и, следовательно, снижению уровня напряженного состояния опорного узла.

При расчете на прочность внутреннее давление принимали соответствующим циклу коксования. На высоте от 0 до 23 665 мм оно равномерно изменяется от 0,851 до 0,527 МПа. Температурное поле, определенное ранее (см. **рис. 2**), использовали в качестве внешней нагрузки. При расчете учитывали также весовые нагрузки: корпуса — 2,7 МН, изоляции — 0,25 МН, среды — 16,9 МН. Перечисленные нагрузки моделировали давлением, приложенным к верхней кольцевой поверхности

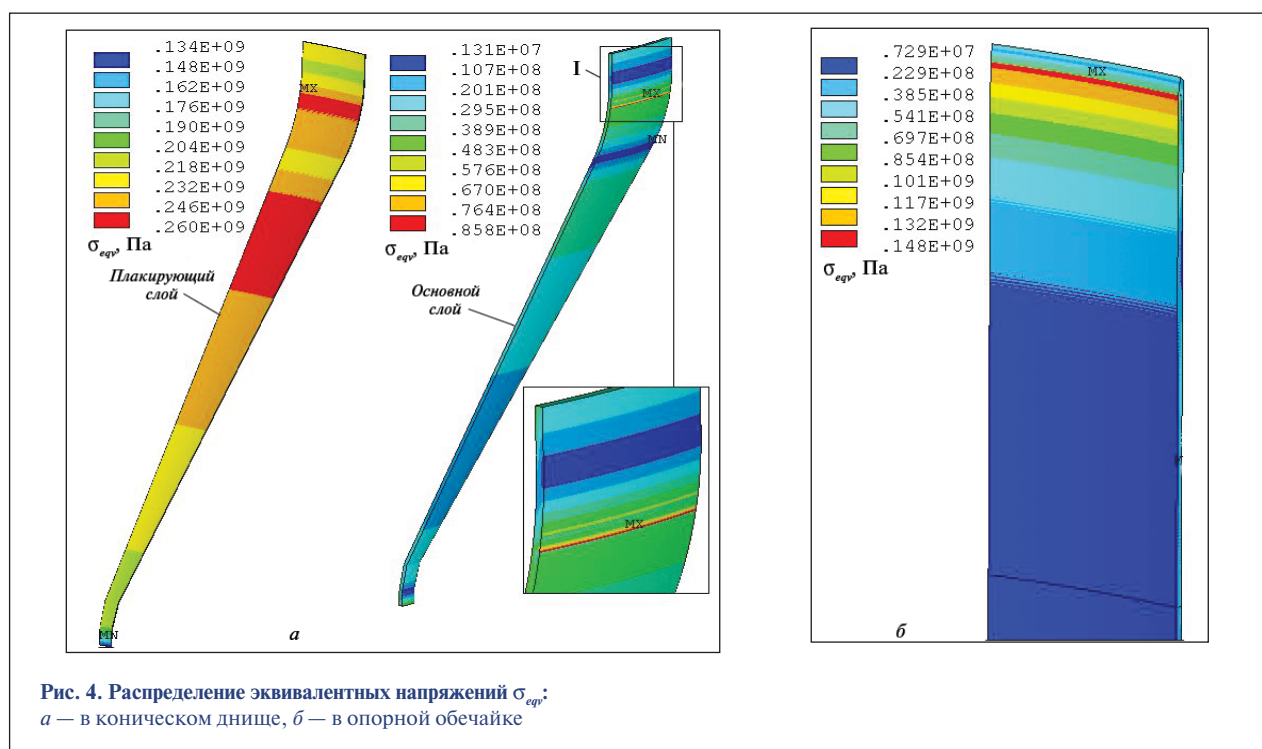
цилиндрической обечайки корпуса. В качестве граничных были приняты условия циклической симметрии по поверхностям отсечения рассматриваемой части корпуса, а также отсутствие осевых перемещений нижней кольцевой поверхности опорной обечайки. На **рис. 4, а и б** приведены диаграммы эквивалентных напряжений (по Мизесу) в рассматриваемых частях конструкции.

На основании приведенных результатов можно сделать следующие выводы:

- максимальное эквивалентное напряжение в коническом днище возникает в области его сварного соединения с опорной обечайкой и достигает в плакирующем слое 260 МПа (внутренняя поверхность днища), в основном — 85,8 МПа (внешняя поверхность днища);
- максимальное эквивалентное напряжение в опорной обечайке также возникает в области сварного шва и достигает 148 МПа (внутренняя поверхность опорной обечайки).

Результаты, приведенные на **рис. 4, а и б**, соответствуют режиму коксования. После окончания цикла коксования, перед рез-





**Рис. 4.** Распределение эквивалентных напряжений  $\sigma_{eqv}$ :  
 а — в коническом днище, б — в опорной обечайке

кой кокса, на рассматриваемую конструкцию действуют только весовые нагрузки. При этом режиме в точках опорной обечайки, плакирующего и основного слоев конического днища, в которых при режиме коксования наблюдались максимальные эквивалентные напряжения, возникают эквивалентные напряжения соответственно 30,9; 7,7 и 49,5 МПа.

Для цикла нагружения — перехода от режима коксования к подготовке выгрузки кокса максимальная амплитуда  $\sigma_a$  напряжений составит:

для плакирующего слоя конического днища

$$\sigma_a = K_\sigma \Delta \sigma_{eqv} / 2 = 1(260 - 7,7) / 2 = 126,2 \text{ МПа,}$$

для опорной обечайки

$$\sigma_a = K_\sigma \Delta \sigma_{eqv} / 2 = 1,2(148 - 30,9) / 2 = 70,3 \text{ МПа;}$$

здесь  $K_\sigma$  — эффективный коэффициент концентрации напряжений, принятый по ГОСТ Р 52857.6—2007.

Напряженное состояние опорной обечайки оценивали по кривым длительной циклической

прочности, приведенным в ПНАЭ Г-7-002—86. Амплитуде напряжения  $\sigma_a = 70,3$  МПа соответствует допускаемое число циклов нагружения  $[N_1] = 7000$ . Для плакирующего слоя конического днища (сталь 08Х13) допускаемое число  $[N_2]$  циклов нагружения определяли по ГОСТ Р 52857.1—2007. Амплитуде напряжений 126,2 МПа соответствует  $[N_2] = 33540$ . Окончательно для опорного узла коксовой камеры принято допускаемое число нагружения  $[N] = 7000$ .

*The problem of determining the strength of the coking chamber support unit is examined. In evaluating the stressed state of the support unit, the effect of the ring for assembling the insulation on the temperature distribution in the support shell was taken into consideration. As a result of installing this ring, the temperature gradient over the height of the support shell decreases and the level of the stressed state of the support unit correspondingly decreases.*

**Key words:** coking chamber, support shell, conical bottom, loading cycle, equivalent stress, temperature, prolonged cyclic strength.