



МИР НЕФТЕПРОДУКТОВ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

входит в перечень ВАК
WORLD OF PETROLEUM PRODUCTS

РАЗДЕЛ: ЦИФРОВИЗАЦИЯ, АВТОМАТИЗАЦИЯ, МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

- Программные средства планирования и оптимизации технологических схем НПЗ
- Прогнозирование работы установки каталитического крекинга вакуумного дистиллята с применением нестационарной математической модели
- Цифровая трансформация в нефтепереработке
- Индустрия 4.0. Основные направления развития цифровизации в нефтеперерабатывающей отрасли
- Повышение эффективности процесса
- Депарафинизации дизельного топлива путем оптимизации технологических режимов с помощью математической модели



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Капустин В. М. – д-р техн. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Караханов Э. А. – д-р хим. наук, профессор, МГУ им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Башкирцева Н. Ю. – д-р техн. наук, профессор, Казанский национальный исследовательский технологический университет, Казань, Россия
Винокуров В. А. – д-р хим. наук, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
Гришин Н. Н. – д-р техн. наук, профессор, 25-й ГосНИИ химмотологии МО РФ, Москва, Россия
Егазарьянц С. В. – д-р хим. наук, МГУ им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия
Ершов М. А. – доктор наук, генеральный директор Центра мониторинга новых технологий, Москва, Россия
Золотов В. А. – д-р техн. наук, профессор, 25-й ГосНИИ химмотологии МО РФ, Москва, Россия
Локтев А. С. – д-р хим. наук, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
Лысенко С. В. – д-р хим. наук, МГУ им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия
Максимов А. Л. – член-корреспондент РАН, д-р хим. наук, ИНХС им. А. В. Топчиева РАН, Москва
Митусова Т. Н. – д-р техн. наук, профессор, АО «ВНИИ НП», Москва, Россия
Рудяк К. Б. – д-р техн. наук, профессор, Генеральный директор ООО «РН-ЦИР», Москва, Россия
Соловьянов А. А. – д-р хим. наук, профессор, ВНИИ «Экология», Москва, Россия
Спиркин В. Г. – д-р техн. наук, профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
У Вэй – профессор, Институт химии, химической технологии и материаловедения Хэйлунцзянского университета, Харбин, КНР
Цветков О. Н. – д-р техн. наук, ИНХС им. А. В. Топчиева РАН, Москва, Россия
Чернышева Е. А. – канд. хим. наук, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, Москва, Россия
Чудиновских А. Л. – д-р техн. наук, генеральный директор АО фирма «НАМИ-ХИМ», Москва, Россия
Ярославов А. А. – д-р хим. наук, член-корреспондент РАН, МГУ им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия

EDITOR-IN-CHIEF

Prof. V. M. Kapustin – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

EDITORIAL COUNCIL

Prof. E. A. Karakhanov – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

EDITORIAL BOARD

Prof. N. Yu. Bashkirceva – Kazan National Research Technological University, Kazan, Russia
E. A. Chernishova – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia
A. L. Chudinovskikh – Firm Nami-Chim Ltd, Moscow, Russia
S. V. Egazar'yants – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
M. A. Ershov – New Technologies Watch Center, CEO, Moscow, Russia
N. N. Grishin – 25th State Research Institute of MD of Russian Federation, Moscow, Russia
Prof. A. S. Loktev – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia
Prof. S. V. Lysenko – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
Prof. RAS A. K. Maksimov – A. V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis, RAS, Moscow, Russia
Prof. T. N. Mitusova – All-Russian Research Institute of Oil Refining, Moscow, Russia
Prof. K. B. Rudyak – RN-CIR, CEO, Moscow, Russia
Prof. A. A. Solov'yanov – All-Russian Research Institute of Ecology, Moscow, Russia
V. G. Spirkin – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia
O. N. Tsvetkov – A. V. Topchiev Institute of Petrochemical Synthesis, RAS, Moscow, Russia
V. A. Vinokurov – Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia
Prof. Wu Wei – Institute of Chemistry, Chemistry technology and Materials Science, Heilongjiang University, People's Republic of China
Prof. A. A. Yaroslavov – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
Prof. V. A. Zolotov – 25th State Research Institute of Chemmotology of MD of the Russian Federation, Moscow, Russia

Учредитель

Воскресенская Кристиана Александровна
Журнал зарегистрирован Государственным
комитетом Российской Федерации по печати –
свидетельство N° 018580 от 5 марта 1999 г.

Издатель

© ООО ЦОП «Профессия»
Генеральный директор Огай А. И.
Шеф-редактор Воскресенская К. А.
Помощник шеф-редактора Безель М. Г.
Компьютерная верстка издательства
Периодичность выпуска журнала 6 номеров в год

Контакты

190031, Российская Федерация, Санкт-Петербург,
Спасский пер., д. 2/44
e-mail: info@neftemir.ru
Цена журнала – свободная
Материалы, поступившие в редакцию, подлежат
обязательному рецензированию
Заявленный тираж 1000 экз.
© ЦОП «Профессия», 2020. Все права
защищены. Никакая часть издания не может быть
воспроизведена в какой бы то ни было форме
без письменного разрешения владельцев
авторских прав.
Оформление, перевод: © ЦОП «Профессия», 2023

Founder

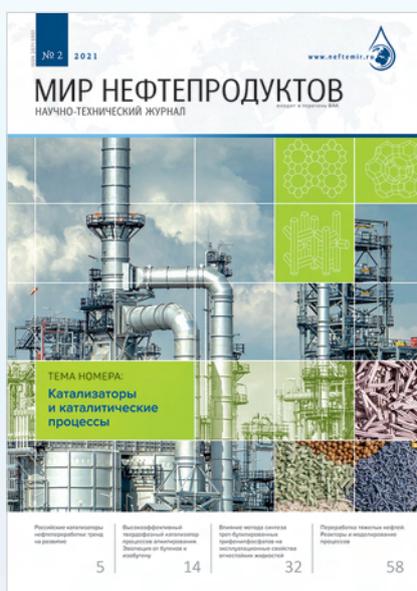
Voskresenskaia Kristiana Aleksandrovna
Journal registered in the State Committee
of the Russian Federation for Press –
Certificate No. 018580 of March 5, 1999

Publisher

EPC "Professiya"
CEO Ogay A. I.
Chief editor Voskresenskaia K. A.
Chief editor assistant Bezel M. G.
Computer page makeup by publishing house
Frequency: monthly issues, 6 volumes per year

Contacts

190031, Russian Federation, St. Petersburg,
Spasskii per. 2/44
e-mail: info@neftemir.ru
© EPC "Professiya", 2020. All rights reserved
(including those of translation into other languages).
No part of this issue may be reproduced in any form
by photoprinting, microfilm or any other means – nor
transmitted or translated into a machine language
without written permission from the publishers.
Registered names, trademarks, etc. used in this
magazine, even when not specifically marked as such,
are not to be considered unprotected by law.
Design, translation © EPC "Professiya", 2023



Дозорцев В. М., д-р техн. наук
(АО «Хоневелл», Москва)
E-mail: victor.dozortsev@honeywell.com

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Ключевые слова: цифровая трансформация, цифровая зрелость, большие данные, облачные технологии, промышленный интернет вещей, предиктивная аналитика, машинное обучение, виртуальная и смешанная реальность, подключенный технологический процесс, подключенное оборудование, подключенный персонал.

Обсуждается готовность предприятий нефтепереработки к глобальным цифровым преобразованиям, охватившим современную экономику. Оценивается цифровая зрелость нефтепереработки в сравнении с другими отраслями бизнеса, разбираются причины относительного отставания нефтепереработки в цифровой трансформации (ЦТ) производства. Анализируются реальное содержание ЦТ и основные выгоды от внедрения цифровых технологий в бизнес-процессы НПЗ, включая надежное и оптимальное управление технологическими процессами, мониторинг и предиктивное техническое обслуживание оборудования, обеспечение безопасной и эффективной работы персонала. Характеризуются прорывные цифровые технологии, обеспечивающие ЦТ в нефтепереработке – промышленный интернет вещей, облачные вычисления, анализ данных, машинное обучение, оптимизация цепочки поставок и др. Приводится пример целостного подхода к ЦТ в нефтепереработке.

Введение

Цифровая трансформация (ЦТ) превратилась едва ли не в самый популярный мем современной цифровой экономики и, как всякий мем, почти потеряла истинное значение и растворилась во множестве определений (многие из них можно найти в работе [1]). Исходя из состава используемых технологий, под ЦТ понимают слияние ключевых цифровых компонентов: социального/медийного (S), мобильного (M), аналитического (A), облачного (C) и интернета вещей (SMACIT) [2]. Но по существу переживаемых экономикой преобразований представляется содержательным определение ЦТ как интеграции цифровых технологий и бизнес-процессов в цифровой экономике [3]. С диалектических позиций ЦТ есть новая стадия цифровых преобразований, когда давно пройдена стадия простой оцифровки данных для их хранения и последующей обработки, а на смену глубокой цифровизации, существенно повысившей надежность и эффективность производства, приходят коренные изменения самой его бизнес-структуры.

Из многочисленных публикаций на тему ЦТ¹ может создаться ложное впечатление, что это некое самостоятельное явление, зародившееся само по себе, точнее, как результат прорывных

достижений современных цифровых технологий. Это, конечно, не так: ЦТ – отражение преобразования бизнеса, необходимого для преодоления объективных экономических вызовов, таких как повышение операционных расходов, нестабильность цен на сырье, необходимость привлекать и удерживать рабочую силу в условиях старения персонала по всему миру. Пользователям нужна только полезная ЦТ, которая снизит производственные затраты, повысит объективность и прозрачность принятия управленческих решений, разрушит функциональные и географические границы производственных операций. «Правильная» ЦТ позволит эффективнее использовать персонал за счет создания привлекательной и производительной рабочей среды, даст возможность капитализировать знания персонала, и, как результат, производить больше за меньшую цену. Таким образом, ЦТ – лишь средство указанной трансформации бизнеса на базе новейших информационных технологий (моделирования, аналитики больших данных, облачных сервисов, инструментов подключения процессов, оборудования и персонала и др.).

В настоящей работе предпринята попытка систематического анализа перспектив ЦТ в

¹На март 2020 г. в англоязычном Интернете было около полумиллиарда ссылок на ЦТ (из них 40 млн на ЦТ в промышленности и 2,9 млн на ЦТ в нефтепереработке); в русскоязычном сегменте можно найти, соответственно, 8,3 млн, 2,5 млн и 0,1 млн таких ссылок.

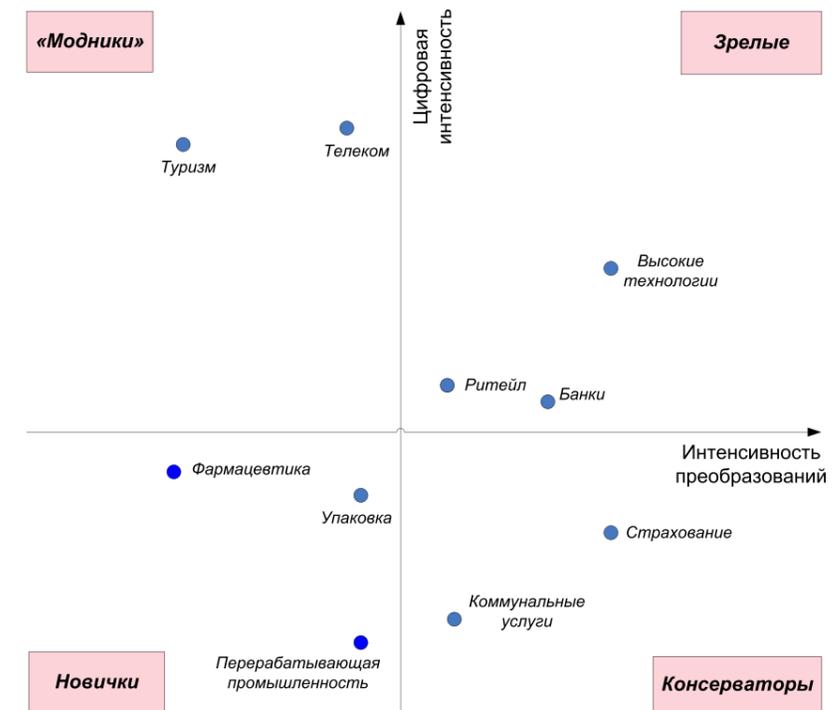


Рис. 1. Четыре типа цифровой зрелости в различных отраслях экономики [4]

важнейшей для мировой и отечественной экономики нефтеперерабатывающей отрасли. Для этого в следующем разделе оценивается цифровая зрелость нефтепереработки в сравнении с продвинутыми «цифроемкими» отраслями экономики. Далее рассматриваются ключевые тенденции цифровых преобразований в нефтепереработке и характеризуются основные информационные технологии, трансформирующие бизнес-процессы в отрасли. Приводится пример комплексного подхода к ЦТ, основанного на «подключенности» процессов, активов и персонала.

Цифровая зрелость производства

В последнее десятилетие мы стали свидетелями все более глубокого проникновения цифровых технологий в производство; вслед за B2C-сектором (бизнес для потребителя) этот процесс все нагляднее проявляется и в B2B-секторе (бизнес для бизнеса). Но цифровая зрелость в разных отраслях экономики еще далеко неодинакова, что и определяет степень их охвата программами ЦТ.

Как ни парадоксально, «цифра» глубже укоренилась в наших домах, чем на рабочих местах: на сегодня 6 млрд людей обладают мобильными телефонами, 1 млрд – используют Facebook. Но, похоже, этот разрыв быстро преодолевается, и за последние несколько лет цифровая оснащенность B2B-сектора значительно выросла. Согласно [4], цифровая зрелость может быть оценена в двух следующих координатах: *цифровая интенсивность*, определяемая объемом инвестиций в цифровые технологии, и *интенсивность управления преобразованиями*, которая

зависит от полноты видения ЦТ, уровня управления трансформацией, от взаимодействия участников процесса ЦТ и кооперации специалистов по информационным технологиям и менеджмента предприятий. По результатам исследования, в котором участвовало 400 компаний (из них 50 крупных) и было проведено более 150 глубоких интервью, распределение компаний по указанным осям координат оказалось достаточно равномерным. Некоторые ключевые отрасли расположились так, как это показано на рис. 1.

Среди всех компаний выделяются (от первого квадранта против часовой стрелки): *зрелые* (много вкладывают в цифровые технологии и далеко прошли по пути преобразований), *«модники»* (охотно применяют цифровые новинки, но не имеют явной стратегии трансформации), *новички* (только приступают и к серьезным инвестициям в цифру, и к цифровым преобразованиям в целом), *консерваторы* (усиливают базис ЦТ, но не спешат тратить большие деньги собственно на цифровые проекты). При этом развивать цифровую зрелость можно по-разному; типичный путь – начать с отдельных цифровых проектов, а затем перейти к глобальным преобразованиям.

Важный вывод исследования: чем выше цифровая зрелость, тем успешней бизнес. Так, согласно табл. 1, высокий уровень цифровой интенсивности дает преимущества в производительности (выручке на одного работника или единицу активов), а высокая интенсивность преобразований приводит к выигрышу в рентабельности (прибыли на единицу активов) и в рыночной оценке компании. В целом по компаниям стоимостью более 1 млрд долл. зрелые компании на 26 % эффективнее остальных.

Таблица 1

Успешность компаний в зависимости от типа цифровой зрелости
(% отклонения от среднего значения по каждому типу)

Показатели/уровень зрелости	Модники	Зрелые	Консерваторы	Новички
Производительность	+6	+9	-5	-10
Рентабельность	-11	+26	+9	-24
Рыночная стоимость	-12	+12	+7	-7

Еще одно принципиальное заключение, вытекающее из анализа различных форм цифровой зрелости, состоит в том, что в каждой категории компаний, включая даже новичков, есть (но, конечно, в разной пропорции) те, кто уже пожинает экономические выгоды ЦТ. Так, в *Высоких технологиях*² к зрелым принадлежит 38 % компаний, к консерваторам – 25 %, к «модникам» – 21 %, а к новичкам – 16 %. В перерабатывающей промышленности, располагающейся на границе новичков и консерваторов, их, соответственно, 12, 26, 17 и 45 %.

Действительно, по цифровой зрелости переработка все еще уступает другим отраслям экономики, особенно из В2С-сектора. В целом в ней четко не сформировано стратегическое видение ЦТ, недостаточно налажено сотрудничество участников программы преобразований, не хватает импульса для цифровых инвестиций. По данным [5], только четверть руководителей компаний ожидали цифрового прорыва в отрасли в будущем 5 лет (для сравнения, в IT-области таких было более 70 %, в телекоммуникациях – 65 %, в индустрии развлечений – 63 %, в розничной торговле – 58 %, в банковской сфере – 32 %).

Даже в добыче углеводородов ЦТ продвинулась существенно дальше, чем в переработке. Согласно [6], к середине 2019 г. 75 % нефтегазовых компаний активно применяли роботизацию для управления процессами добычи и подготовки сырья, 87 % использовали предиктивную аналитику оборудования, еще 75 % компаний планировали внедрить широкую программу Промышленного интернета вещей (IIoT) в ближайшие 18 месяцев. На Всемирном экономическом форуме 2017 года отмечалось, что в ЦТ «апстрима» уже инвестировано более полутора триллионов долларов. Основная причина такого интереса – колоссальный объем производственных данных, которые необходимо использовать для защиты

активов, процессов и сотрудников в удаленных местах добычи³.

Перспективы цифровой трансформации в нефтепереработке

Анализ перспектив ЦТ в нефтепереработке, как, впрочем, и во всех других случаях, требует учета специфических для отрасли «цифровых» ожиданий [8]. Относительно низкие цены на нефть толкают нефтяные компании инвестировать в предиктивную аналитику, облачные технологии и анализ больших данных. Компании хотят строить заводы, которые не устареют пока строятся, а уже существующие НПЗ идут в глубокую цифровизацию, чтобы повысить безопасность, прибыльность и устойчивость производства и перейти к новым бизнес-моделям.

Принципиальные характеристики нефтеперерабатывающего предприятия будущего предполагают:

- интеллектуальный, проактивный бизнес «почти реального времени»⁴ с оптимизированной цепочкой создания ценностей;
- предиктивный анализ состояния процессов и оборудования в целях предупреждения и смягчения негативных производственных событий;
- оптимизированную в реальном времени цепочку поставок, позволяющую сократить расходы, запасы и оборотный капитал;
- работу на максимуме производительности, максимуме прибыли, низких затратах на сырье и энергоресурсы, минимуме брака;
- надежное, целостное и максимально (по времени) доступное в работоспособном состоянии, быстро восстанавливаемое оборудование, обслуживаемое на предиктивной основе за счет хранящейся и обрабатываемой в Облаках контекстной, полной, мультимодальной⁵ информации;
- широкое применение цифровых двойников процессов и оборудования, в том числе для

²К этому типу промышленности относят электронику, робототехнику, нанотехнологию, атомную и водородную энергетику, авиа- и ракетостроение, современную фармакологию и др.

³Только одна современная нефтяная платформа (а полторы тысячи таких платформ дают 94 % всего добываемого сырья) генерирует 2 терабайта (1 терабайт = 10¹² байт) данных в день, из которых в управлении используется не более 5 % [7].

⁴Предполагается, что обновление информации в процессе принятия решений будет происходить практически в «онлайн» относительно изменений на реальном производстве.

⁵Большие данные на современном производстве включают в себя как разнообразные структурированные (показания контрольно-измерительных приборов, сигналы систем противоаварийной защиты, ручной ввод), так и неструктурированные данные (тексты, фото, аудио, видео, Web-страницы, отчеты, пр.).

Таблица 2

Польза от применения технологий ЦТ в нефтепереработке

Технологии ЦТ	Процент от опрошенных
Облачные вычисления	91
Мобильные технологии и приложения	68
Промышленный интернет вещей (IIoT)	68
Когнитивные вычисления/Искусственный интеллект	65
Предиктивный анализ	51
Роботы	48
Взаимодействие и социальные технологии	44
Виртуальная и дополненная реальность	43
Дроны	18
Блокчейн	16

управления жизненным циклом производства;

- эффективную и безопасную работу полевого персонала, его удаленную поддержку как в рутинных операциях, так и в разрешении сложных производственных ситуаций;

- соблюдение экологических и других норм, социальную ответственность бизнеса;

- низкий риск для безопасности и здоровья персонала за счет использования дронов, мобильных приложений, интеллектуальных инспекций, быстрого реагирования в опасных ситуациях;

- новые бизнес-модели, переосмысление бизнеса на основе современных цифровых и информационных технологий.

Согласно [8], в нефтепереработке ожидается существенная польза от применения следующих технологий ЦТ (табл. 2)⁶.

Как видим, прежде всего ожидания цифрового прорыва связываются с облачными и мобильными технологиями, IIoT, когнитивными вычислениями и искусственным интеллектом. В меньшей степени востребованы дроны (по-видимому,

сказывается пространственная сосредоточенность объектов НПЗ) и технологии блокчейна (следует полагать, что хоть безопасные транзакции, как и везде, очень важны в нефтепереработке, она воспользуется их преимуществами не первой).

Интересен прогноз переработчиков о выгодах, которые может дать применение основных инструментов ЦТ (табл. 3). Среди главных предполагаемых преимуществ – как «твердые» параметры (производительность, выручка, рентабельность, эффективность), так и «мягкие» показатели (инновации, новые бизнес-модели, осведомленность). В некоторые из этих инструментов уже проведены существенные вложения: к 2020 году нефтепереработка инвестировала в IIoT порядка 25 млрд долл., включая встроенные сенсоры, измерители вибрации, датчики определения движения, местоположения людей и оборудования, разнообразные гаджеты. Можно сказать, что НПЗ активно продвигаются к созданию сплошной IIoT-среды.

Таблица 3

Преимущества основных технологий ЦТ в решении различных задач нефтепереработки
(% положительных оценок от всех полученных)

Преимущества/Технологии ЦТ	Облачные технологии	IIoT	Когнитивные вычисления/Искусственный интеллект
Продуктивность работников	82	75	65
Выручка компании	79	68	63
Внедрение инноваций	78	72	65
Новые бизнес-модели	77	71	61
Улучшенное принятие решений	76	65	62
Операционная эффективность	75	70	62
Осведомленность менеджмента	68	63	54
Управление капиталом	68	61	54
Управление рисками	61	63	55
Снижение числа работников	61	56	49

⁶Обзор технологий ЦТ в нефтепереработке см. также в [9].

Согласно недавнему обследованию бенчмаркиговой компании Solomon Ass., менеджеры НПЗ в качестве первоочередных инициатив ЦТ видят оптимизацию производства (1-я инициатива – 41 % опрошенных, 2-я или 3-я инициативы – 37 %), анализ надежности и ремонтпригодности (23 и 61 %), охрану здоровья, промышленную безопасность и охрану окружающей среды (13 и 25 % соответственно). Среди других инициатив отмечались оптимизация цепочки поставок (10 и 22 %), энергетический менеджмент (3 и 23 %), планирование и исполнение проектов (2 и 21 %). В том же обследовании нефтепереработчики выбрали в качестве первоочередных инструментов ЦТ продвинутую аналитику данных (1-й инструмент – 30 % опрошенных, 2-й или 3-й инструменты – 23 %), мониторинг ключевых показателей эффективности (23 и 38 %), обновление существующих ИТ-систем (22 и 25 % соответственно). Выбирались также инструменты IIoT (11 и 24 %), мобильные средства (6 и 39 %), средства общения и совместной работы (5 и 28 %), облачные технологии (3 и 9 %)⁷.

Значительные ожидания от ЦТ в нефтепереработке связывают также с усилением производственной интеграции [8], причем в эпоху Индустрии 4.0, прежде всего горизонтальной (между технологическими подразделениями и площадками: производство, сбытовые цепочки, Web 2.0 между людьми, коллективами и сетями⁸), в отличие от вертикальной (между различными уровнями управления: базовая автоматизация, MES-системы, бизнес). Исторически глобальные нефтяные компании работают в децентрализованных структурах со множеством местных подразделений и технологических площадок. ЦТ приведет к расширению форм взаимодействия между физическими и виртуальными центрами управления, нивелируя их географическую удаленность и строгую функциональную подчиненность.

Пример целостного подхода к ЦТ нефтепереработки

Проследим описанные выше тенденции на примере подхода корпорации Honeywell, мирового лидера высокотехнологичной автоматизации, предлагающего комплексное решение по ЦТ нефтепереработки. Этот подход базируется на понятии подключения, примененном к трем основным элементам производства – технологическим процессам (ТП), технологическому оборудованию и технологическому персоналу.

Подключенный ТП

Задача ЦТ в этом направлении – повысить производительность технологических установок, выход целевых продуктов и надежность работы процесса благодаря раннему выявлению отклонений. Советчик по надежности использует реальные данные ТП и эксклюзивный опыт компании Honeywell UOP и других технологических лицензиаров (Haldor Topsoe, Wood) для проактивного реагирования на возникающие операционные проблемы. Советчик снабжен встроенным анализом основных причин операционных проблем и позволяет эксплуатировать установки близко к технологическим пределам. Советчик по оптимизации предоставляет оперативные экспертные рекомендации для ведения ТП на максимуме прибыльности, минимуме себестоимости и потерь с учетом экономических реалий заказчика. Оценка вариантов ведения процесса основана на методиках типа «Что произойдет, если...».

Услуги подключенного ТП предоставляются удаленно на базе защищенных облачных сервисов (на сегодня это 80 установок и технологических комплексов по всему миру, в том числе в России, включая технологии Oleflex, CCR, FCC, HF Alky, Unicracking, комплексы производства ароматики и бензинов и др.) [https://uop.com/cps/docs/HON-UOP-Connected-Performance-Services-ochure_8.5x11inches_09-01-16_viewonly.pdf].

Подключенное оборудование

Идея подключенного оборудования – использовать расположенные в Облаке цифровые двойники (ЦД) для предиктивной аналитики и раннего распознавания нарушений работы и отказов оборудования. В конечном итоге это позволит разработать интегрированные модели ТП и оборудования для изыскания дополнительных резервов производительности и выйти на новые единые рабочие процессы инжиниринга, сопровождения и оперативного управления производством. Подключение оборудования реализуется путем «подъема» и обработки больших объемов производственных данных в рамках IIoT; «подпитки» с помощью этих данных цифровых двойников и аналитических моделей оборудования; обнаружения отклонений в его работе с использованием облачных сервисов; расчета метрик, мониторинга состояния, выявления возможных улучшений и выработки рекомендаций по эксплуатации и проактивному обслуживанию оборудования, в том числе от удаленных экспертов компаний-производителей оборудования.

Подключение оборудования обеспечивает решение важнейшей задачи оперативного

управления производством – перехода от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по состоянию на основе предиктивной диагностики оборудования [11]. В этих целях могут использоваться самые разные типы моделей: симптоматические (по причинно-следственным связям и деревьям отказов), аналитические (на основе фундаментального моделирования ТП), прогностические (прогноз времени до функционального отказа) и диагностические (распознавание образов с помощью искусственных нейронных сетей) [12, 13]. В библиотеке ЦД от Honeywell для нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего производства – модели центробежных насосов, электромоторов, клапанов, теплообменников, турбо- и поршневых компрессоров, печей, газовых и паровых турбин, вентиляторов и воздуходувок, реакторных колонн, конденсаторов, погружных насосов и др. Эффект от использования систем подключенного оборудования оценивается (в зависимости от объема внедрения) от одного до 5–20 млн долл. в год.

Здесь уместно отметить серьезную проблему ЦТ, особенно явно проявляющуюся именно в подключении оборудования. Это проблема состоит в несогласованности интересов участников ЦТ (в частности, и в нефтепереработке): оперирующих компаний, вендоров систем ЦТ и производителей оборудования. Описанные выше «блага» цифровых преобразований очевидны операторам-нефтепереработчикам: каждый бит информации, повышающий точность прогнозирования, оборачивается для них огромной экономией из-за снижения простоев, потерь, брака. Вендоры средств ЦТ получают новые контракты и могут развивать свои продукты и бизнес. И только производители оборудования пока не чувствуют себя комфортно: в [6] отмечается, что часто, используя их уникальные данные, операторы затем склонны рассматривать их только как производителей и даже уходят от них к другим поставщикам. В свою очередь сами операторы все больше осознают ценность своих данных и претендуют на преференции, поскольку вендоры «бесплатно» верифицируют на этих данных свои методы и алгоритмы. Без гармонизации отношений в этой экосистеме цифровой трансформации серьезных прорывов в направлении подключенного оборудования ждать придется долго.

Подключенный персонал

Ключевое направление ЦТ – перенос поддержки мобильных работников в Облако. С помощью интегрированной платформы MOVILIZER Honeywell объединяет и координирует в Облаке самые разнообразные эксплуатационные операции: контроль и техобслуживание оборудования, рутинные обходы для сбора данных, оцифровку форм, отслеживание потоков материалов, складские процедуры [<https://www.featuredcustomers.com/vendor/honeywell-movilizer>]. В результате на треть увеличивается время безотказной работы оборудования и на 20 % снижаются потери

продукции. Важнейшая функция ЦТ – накопление и передача профессиональных знаний и опыта эксплуатационного персонала, в том числе с использованием Интеллектуального носимого устройства (ИНУ), позволяющего фиксировать в видео- и аудиоформате опыт лучших работников и после дополнительной обработки сохранять его в форме высокоэффективных мультимодальных инструкций (капитализация знаний). ИНУ обеспечивают также визуализацию рабочих процессов и отображение документации, связь полевого персонала с удаленным экспертом, привязку к местоположению и навигацию, визуализацию ключевых показателей эффективности, защиту персонала в чрезвычайных ситуациях и при несчастных случаях [14].

Дополненная реальность повышает осведомленность работников за счет автоматического предоставления данных о работе оборудования в нужное время и в нужном месте. Тренажер для быстрого обучения новых работников на базе смешанной (виртуальной и дополненной) реальности обеспечивает доступ к виртуальным средам через Облако и естественное общение обучаемого с коллегами и инструктором. Достигается значительное повышение уровня переноса навыков на реальную деятельность и резкое (в разы) сокращение времени обучения [<https://www.forbes.com/sites/bernardmarr/2018/03/07/the-amazing-ways-honeywell-is-using-virtual-and-augmented-reality-to-transfer-skills-to-millennials/#5a65cfff536a>].

Все направления подключения, как и другие традиционные цифровые решения Honeywell (усовершенствованное управление ТП [15], управление активами, оперативное управление производством [16], оптимальное планирование производства и смешение продуктов [17, 18], тренинг оперативного персонала технологических установок [19]), сведены в единую платформу управления предприятием Honeywell Forge, обеспечивающую предоставление данных в реальном времени, аналитику и действенные рекомендации для интеллектуализации и повышения эффективности производственных операций [https://www.honeywellprocess.com/en-US/online_campaigns/connected_plant/Pages/home.html].

Выводы

ЦТ в нефтепереработке идет полным ходом. На наших глазах разрыв в достоверности и актуальности данных, используемых для управления производством, сменяется их прозрачностью в реальном времени. Решения на основе «лучших» предположений и вычислений «на салфетке», так называемое искусство, заменяется наукой, основанной на моделировании и аналитике. Управление в разомкнутом контуре (без оглядки на опыт и результаты) уступает место управлению в замкнутом контуре, учитывающему накопленное ранее знание и использующему постоянные улучшения.

⁷Причины столь низкой востребованности облачных технологий связаны в том числе с особой чувствительностью технологической и бизнес-информации в нефтепереработке: компании пока не рискуют широко передавать в Облака данные, напрямую определяющие их рыночную конкурентоспособность. В самой полной мере это относится к российским предприятиям, что усиливается и особыми геополитическими обстоятельствами.

⁸Отметим инновационную концепцию «социальной фабрики», или так называемого интернета людей и вещей, в котором управление производством может осуществляться удаленным персоналом, а общение между машинами и людьми происходит на языке, близком к естественному [10].

Важно иметь в виду, что:

- ЦТ не только про B2C-сектор;
- она идет не снизу (от отдельных решений), а сверху (от видения необходимых преобразований);
- готовность к ЦТ определяется цифровой зрелостью производства (интенсивностью собственно цифровизации и интенсивностью преобразований);
- множество отдельных инициатив – еще не ЦТ; необходим накопленный импульс преобразований;
- ЦТ не могут реализовать только бизнес-подразделения компании; необходимо тесное сотрудничество с IT-службами;
- для успеха нужно учесть интересы всей ЦТ-экосистемы, включая производителей оборудования и вендоров цифровизации. ЦТ – не просто решение различных проблем, это еще и долгосрочные обязательства;
- несмотря на существенную отраслевую специфику, цифровые лидеры повсюду имеют одну ДНК;
- выжидать – неправильная стратегия; в любой отрасли уже есть свои бенефициары.

В жесткой рыночной конкуренции выигрывает тот, кто быстрее обновляет производство. Наибольший эффект от ЦТ в сегменте B2B ожидается в крупных компаниях (с учетом их сложности, масштаба, имеющих запасов по качеству и эффективности). Нефтегазовая промышленность (и нефтепереработка, в частности) несомненно будут в первых рядах этого движения.

Список литературы

1. Sayabek Z., Suieubayeva S., Utegenova A. Digital Transformation in Business / In: Digital Age: Chances, Challenges and Future. – Ashmarina I. et al. (Eds.) – Springer Nature Switzerland AG, 2020. Pp. 408–415.
2. White H.C. Identity and Control: How Social Formations Emerge, 2nd ed. – Princeton University Press, Princeton, 2008.
3. Liu D.Y., Chen S.W., Chou T.C. Resource Fit in Digital Transformation: Lessons learned from the CBC Bank global e-banking project // Management Decision, 2011. Vol. 49. No. 10, Pp. 1728–1742.
4. Bonnet D. The Digital Advantage: How Digital Leaders Outperform their Peers in Every Industry // Capgemini Consulting / MIT Sloan Management, 2012. URL: https://www.academia.edu/10011602/The_Digital_Advantage_How_digital_leaders_outperform_their_peers_in_every_industry_Transform_to_the_power_of_digital
5. Ebner G., Bechtold J. Are Manufacturing Companies Ready to Go Digital? Understanding the Impact of Digital // Capgemini Consulting / MIT Sloan Management, 2012. URL: https://www.capgemini.com/wp-content/uploads/2017/07/Are_Manufacturing_Companies_Ready_to_Go_Digital_.pdf
6. Gregory M. Oil and Gas Industry on Brink of Digital Transformation // News for the Oil and Gas Sector, 05.09.2019. URL: <https://www.energyvoice.com/opinion/207025/oil-and-gas-industry-on-brink-of-digital-transformation/>

7. Evensen O., Matson J. Digital Transformation in Oil and Gas: How Innovative Technologies Modernize Exploration and Production // IBM Chemicals and Petroleum, October 2017. URL: <https://www.ibm.com/downloads/cas/GJ8WNBWNW>

8. Agnihotri R. Digitalization for the Refinery and Plant of the Future // Hydrocarbon Processing, July 2018.

9. Капустин В. М., Хакимов Р. В. Индустрия 4.0. Основные направления развития цифровизации в нефтеперерабатывающей отрасли // Мир нефтепродуктов, 2020. № 1. С. 6–14.

10. Kassner L. et al. The Social Factory: Connecting People, Machines and Data in Manufacturing for Context-Aware Exception Escalation // Proc. of the 50th Hawaii International Conference on System Sciences, Jan. 2017. Pp. 173–1682.

11. Владов Р. А., Дозорцев В. М., Шайдуллин Р. А., Белоусов О. Ю. Предиктивная аналитика состояния оборудования в химико-технологических процессах // Автоматизация в промышленности. 2019. № 12. С. 44–52.

12. Saez M.A. et al. Context-Sensitive Modeling and Analysis of Cyber-Physical Manufacturing Systems for Anomaly Detection and Diagnosis // IEEE Transactions on Automation Science and Engineering. 2020. Vol. 17. No 1. Pp. 29–40.

13. Azhari A. A. et al. Valve stiction detection through improved pattern recognition using neural networks // Control Engineering Practice, 2019. Vol. 90. No 9. Pp. 63–84.

14. Владов Р. А., Дозорцев В. М., Ставракас Д., Шайдуллин Р. А. «Подключенный персонал» от Honeywell – качественно новый уровень защиты, подготовки и поддержки полевого персонала предприятий // Автоматизация в промышленности. 2018. № 11. С. 3–9.

15. Дозорцев В. М., Ицкович Э. Л., Кнеллер Д. В. Усовершенствованное управление технологическими процессами (APC): 10 лет в России // Автоматизация в промышленности. 2013. № 1. С. 12–19.

16. Артемьев С. Б., Бородин П. Е., Владов Р. А. Программный подход к разработке и внедрению АСУ производствам // Автоматизация в промышленности. 2015. № 4. С. 29–34.

17. Хохлов А. С., Коннов А. И., Шайдуллин Р. А. Комплексный подход к планированию непрерывного производства // Автоматизация в промышленности. 2015. № 4. С. 35–39.

18. Аносов А. А., Ефитов Г. Л. Оптимальное управление компаундированием топлив – задачи, решения, опыт в России // Автоматизация в промышленности. 2015. № 4. С. 14–20.

19. Дозорцев В. М. Современные компьютерные тренажеры для обучения операторов ТП: состояние и направления ближайшего развития // Автоматизация в промышленности. 2007. № 7. С. 30–36.

Dozortsev V. M.
(Honeywell JSC, Moscow)

Digital transformation in refinery

Keywords: digital transformation, digital maturity, big data, cloud technologies, industrial Internet of things, predictive analytics, machine learning, virtual and mixed reality, connected industrial process, connected equipment, connected personnel.

Abstract

The paper discusses the readiness of oil processing industry to global digital transformation (DT) that have engulfed the modern economy. The digital maturity of refinery is evaluated in comparison with other business sectors, and the reasons for the relative lag of oil refining in the production DT are examined. The article analyzes the actual DT content and the main benefits from the introduction of digital technologies in the refinery business processes, including reliable and optimal process control, monitoring and predictive maintenance of equipment, and ensuring safe and effective work of personnel. The breakthrough digital technologies that provide DT in oil processing – Industrial Internet of Things, cloud computing, data analysis, machine learning, supply chain optimization, etc. are described. An example of a holistic approach to DT in oil refining is given.

References

1. Sayabek Z., Suieubayeva S., Utegenova A. Digital Transformation in Business / In: Digital Age: Chances, Challenges and Future. – Ashmarina I. et al. (Eds.) – Springer Nature Switzerland AG, 2020. Pp. 408–415.
2. White H. C. Identity and Control: How Social Formations Emerge, 2nd ed. – Princeton University Press, Princeton, 2008.
3. Liu D. Y., Chen S. W., Chou T. C. Resource Fit in Digital Transformation: Lessons learned from the CBC Bank global e-banking project // Management Decision, 2011. Vol. 49. No 10, Pp. 1728–1742.
4. Bonnet D. The Digital Advantage: How Digital Leaders Outperform their Peers in Every Industry // Capgemini Consulting / MIT Sloan Management, 2012. URL: https://www.academia.edu/10011602/The_Digital_Advantage_How_digital_leaders_outperform_their_peers_in_every_industry_Transform_to_the_power_of_digital
5. Ebner G., Bechtold J. Are Manufacturing Companies Ready to Go Digital? Understanding the Impact of Digital // Capgemini Consulting / MIT Sloan Management, 2012. URL: https://www.capgemini.com/wp-content/uploads/2017/07/Are_Manufacturing_Companies_Ready_to_Go_Digital_.pdf
6. Gregory M. Oil and Gas Industry on Brink of Digital Transformation // News for the Oil and Gas Sector, 05.09.2019. URL: <https://www.energyvoice.com/opinion/207025/oil-and-gas-industry-on-brink-of-digital-transformation/>

7. Evensen O., Matson J. Digital Transformation in Oil and Gas: How Innovative Technologies Modernize Exploration and Production // IBM Chemicals and Petroleum, October 2017. URL: <https://www.ibm.com/downloads/cas/GJ8WNBWNW>

8. Agnihotri R. Digitalization for the Refinery and Plant of the Future // Hydrocarbon Processing, July 2018.

9. Kapustin V. M., Khakimov R. V. Industry 4.0. The Main Development Directions of Digitalization in Refinery // World of petroleum products, 2020. No 1. Pp. 6–14.

10. Kassner L. et al. The Social Factory: Connecting People, Machines and Data in Manufacturing for Context-Aware Exception Escalation // Proc. of the 50th Hawaii International Conference on System Sciences, Jan. 2017. Pp. 173–1682.

11. Vladov R. A., Dozortsev V. M., Shaidullin R. A., Belousov O. Yu. Predictive Analytics of Equipment Condition in Chemical and Technological Processes // Automation in industry. 2019. No 12. Pp. 44–52.

12. Saez M. A. et al. Context-Sensitive Modeling and Analysis of Cyber-Physical Manufacturing Systems for Anomaly Detection and Diagnosis // IEEE Transactions on Automation Science and Engineering. 2020. Vol. 17, No 1. Pp. 29–40.

13. Azhari A. A. et al. Valve Stiction Detection Through Improved Pattern Recognition Using Neural Networks // Control Engineering Practice, 2019. Vol. 90, No 9. Pp. 63–84.

14. Vladov R. A., Dozortsev V. M., Stavrakas D., Shaidullin R. A. "Connected personnel" from Honeywell – a Qualitatively New Level of Protection, Training and Support of Enterprises Field Personnel // Automation in industry. 2018. No 11. Pp. 3-9.

15. Dozortsev V. M., Itskovich E. L., Kneller D. V. Advanced Process Control (APC): 10 Years in Russia // Automation in industry. 2013. No 1. Pp. 12–19.

16. Artemiev S. B., Borodin P. E., Vladov R. A. Program Approach to the Development and Implementation of Production Automated Control Systems // Automation in industry. 2015. No 4. Pp. 29–34.

17. Khokhlov A. S., Konnov A. I., Shaidullin R. A. Integrated Approach to Planning of Continuous Production // Automation in industry. 2015. No 4. Pp. 35–39.

18. Anosov A. A., Efitov G. L. Optimal Control of Fuels Compounding – Challenges, Solutions, and Experience in Russia // Automation in industry. 2015. No 4. Pp. 14–20.

19. Dozortsev V. M. Modern Computer Simulators for Industrial Operators Training: Current State and Directions of the Nearest Development // Automation in industry. 2007. No 7. Pp. 30–36.

Бугаев Е. С.^{1,2}; Сафронов Е. М.^{1,3}; Зуйков А. В.^{1,2}; Ершов М. А.^{1,2}, канд. техн. наук; Капустин В. М.¹, д-р техн. наук
 (¹ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Москва; ² ООО «Центр мониторинга новых технологий», Москва;
 ³ Российский университет дружбы народов, инженерная академия, Москва)
 E-mail: a_zuykov@ntwc.ru

ПРОГРАММНЫЕ СРЕДСТВА ПЛАНИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ НПЗ

Ключевые слова: ресурсное планирование, оптимизация, LP-моделирование.

Представлен обзор программных средств, предназначенных для оптимизации или модернизации предприятий нефтеперерабатывающего комплекса.

УДК 004.9; 665.6

DOI: 10.32758/2782-3040-2023-0-5-46-53

Введение

Процесс планирования затрагивает практически все стадии производства — от корпоративного уровня до оптимизации и финансов. Он заключается в координации деятельности отделов снабжения сырьем и реагентами, отдела продаж продукции, производственных подразделений НПЗ.

Координация взаимодействия различных структурных подразделений предприятия в первую очередь связана с определением его наиболее экономически выгодного направления развития. К примеру, построение перспективной схемы развития или модернизации НПЗ, равно как и оптимизация отдельных производственных процессов (таких как компаундирование промежуточных продуктов, оптимизация состава товарных нефтепродуктов, поиск наилучшего по характеристике исходного сырья, оптимизация энергопотребления и загрузки производственных мощностей) требуют примене-

ния современных инструментов моделирования и расчета для большого числа переменных. Процесс оптимизации помогает обеспечивать экономические ориентиры для регулировки производства.

На рис. 1 представлена иерархическая схема различных уровней взаимодействия функциональных структурных подразделений.

На *корпоративном уровне* предполагается обязательное решение вопросов стратегического и среднесрочного планирования.

К ключевым задачам стратегического планирования относятся:

- определение перспективной номенклатуры продукции по маржинальности производства;
- оптимизация и реконфигурация схемы нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) в рамках приближения к производству высококачественных и высокомаржинальных продуктов;

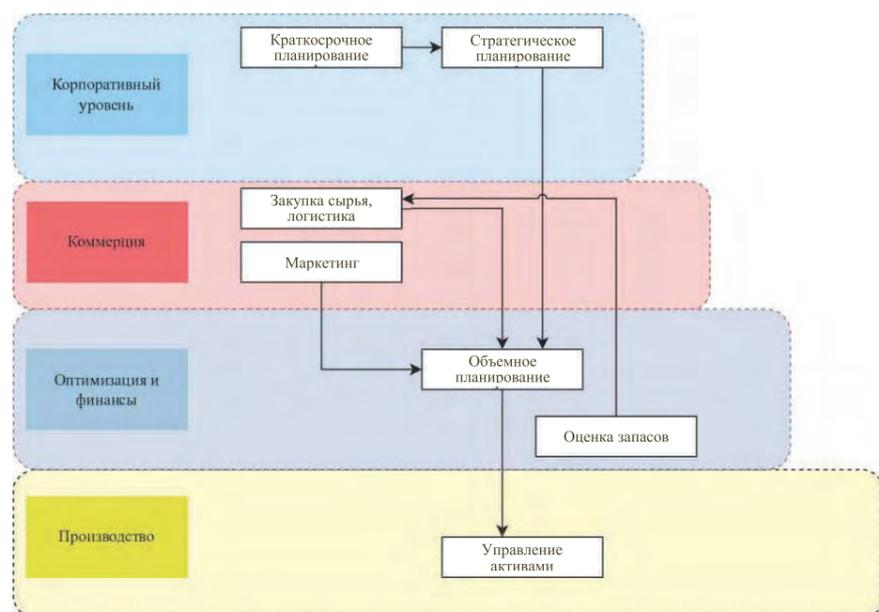


Рис. 1. Пирамида производственных процессов

– оценка слабых и сильных сторон предприятия в целях формирования стратегии развития и определения целевых показателей развития.

В фокусе задач краткосрочного и среднесрочного планирования находятся:

- корректировка программы стратегического развития предприятия;
- переоценка программы развития с учетом изменившихся внешних факторов;
- нахождение оптимальных решений по изменению производственной программы в среднесрочной перспективе.

При рассмотрении блока *коммерция* стоит отметить важность использования инструментов и программных средств оптимизационного планирования для достижения следующих целей:

- определение наиболее подходящего по стоимости и соответствующим параметрам сырьевого источника;
- поиск необходимых реагентов и вспомогательных материалов и снижение затрат на то и другое;
- поиск рынков сбыта для максимальной реализации высокомаржинальных нефтепродуктов и минимизации невостребованных объемов;
- оценка и анализ спроса на ключевые нефтепродукты.

Разумеется, данный блок включает в себя, помимо всего прочего, еще и поиск логистических решений; загрузку железнодорожного транспорта, портов и т. д.

Направление деятельности *оптимизация и финансы* акцентирует внимание на сценариях исполнения среднесрочных производственных планов в следующих целях:

- минимизация привлечения кредитных средств для осуществления оперативной деятельности;
- максимальное сокращение запасов сырья и продуктов;
- распределение денежного потока предприятия в целях поиска наилучшего финансового результата в рамках периода планирования.

Конечно, базовая часть данной иерархической структуры — это непосредственно *производство*.

Результативность работы НПЗ в целом будет определяться сходимостью — точнее, отклонением производственных показателей от утвержденного планового сценария. В данной части важными аспектами применения программных средств планирования и оптимизации являются:

- контроль отклонения от целевых и утвержденных показателей работы производственных объектов за отчетный период;
- своевременное определение корректирующих действий при выявлении отклонений в целях минимизации экономических потерь;
- согласованность планов работы производственных объектов.

Для решения подобных задач (а именно формирования ежемесячного баланса производства и разрядки НПЗ, оптимизации смеси продуктов, оценки альтернативных видов сырья, анализа возможности создания дополнительных производственных мощностей) предусмотрен ограниченный ряд программных средств, основанных на методе линейного программирования.

Динамика процессов производства, связанная с постоянным изменением внешних факторов — потребительского спроса, макроэкономических параметров, поставок сырья, качества сырья и продукции, — повышает значимость использования специализированных программных средств, применение которых в первую очередь опирается на оперативность принятия обоснованных, подтверждаемых расчетами сценариев производственной деятельности.

Соответственно, модели, решающие задачи оптимизационного планирования, должны учитывать динамические свойства всех переменных, влияющих на деятельность производства, значения которых зависят от времени/периода работы. Поэтому такие модели рассматривают как задачи *n*-периодного

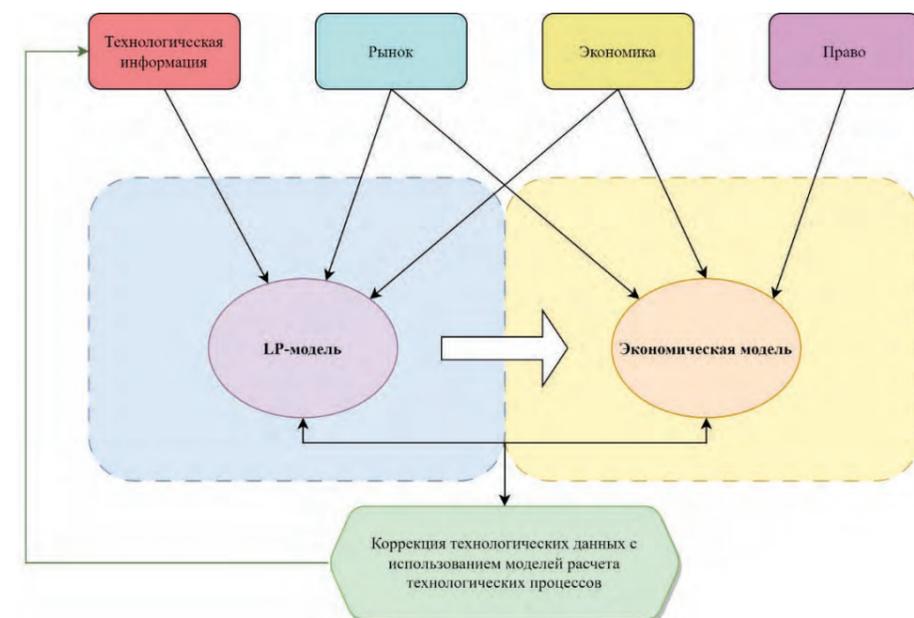


Рис. 2. Технология расчета модели оптимизационного планирования [1]

моделирования, в рамках которых можно учитывать вышеперечисленные факторы.

На рис. 2 наглядно показана методика проведения расчета оптимизационного планирования. Изначально задаются технологические данные, информация о рынке и экономике — создаются LP-модель и экономическая модель, после чего с помощью программ расчета технологических процессов осуществляется корректировка задаваемой информации. Реализация n -периодного моделирования играет определяющую роль для минимизации переходящих запасов (в целях снижения издержек на оборотные средства), запасов сырья и объемов промежуточной или готовой продукции.

Вне сомнений, наиболее важный аспект, который нельзя игнорировать, — это экономика (см. рис. 2). Она охватывает широкий спектр вопросов, связанных с маржинальностью производимых продуктов, технологическими процессами и т. д.

Цены на нефтепродукты определяются спросом и предложением на рынке, внешней геополитической ситуацией в мире и многими другими факторами. Будучи ключевыми издержками производства, затраты на сырье и энергию должны закладываться в оптимизационную модель. Высокая потребность нефтеперерабатывающей отрасли в инвестициях и капиталовложениях тоже вносит определенные ограничения, поскольку фактор экономического роста непосредственно зависит от доступности финансирования.

Очевидно, что оптимизационная модель должна учитывать ограничивающие факторы экономики. Следует отметить, что большинство программных продуктов предусматривает данную опцию. Ниже приведен обзор программ, предназначенных для ресурсного планирования нефтеперерабатывающего предприятия.

Программы оптимизационного планирования

Математические модели НПЗ, как правило, представляют собой модели линейного программирования (LP). В качестве целевой функции выступает маржинальность нефтепереработки, переменных — все качественные и количественные показатели сырья, промежуточных и товарных продуктов, а также технические характеристики объектов, которые учитывают реальные ограничения производства. Средства линейного программирования предпочтительнее нелинейных моделей, так как позволяют

быстро находить решение, сравнительно легки в сопровождении и обеспечивают точность, достаточную для принятия экономических решений [2].

Линейное программирование — математический метод, обеспечивающий средства поиска оптимального решения систем линейных уравнений. В случае применения данного метода в нефтеперерабатывающем производстве эти уравнения представляют технологические и экономические факторы, действующие на предприятии.

Подход с позиции линейного программирования заключается в разработке модели, состоящей из совокупности линейных уравнений и целевой функции, отражающей экономическую сторону задачи. Система линейных (ограничивающих) уравнений, определяющая область допустимых решений, имеет бесконечное множество решений.

Чтобы найти оптимальное решение, составляется целевая функция и находится ее максимальное (с точки зрения прибыли) или минимальное (с точки зрения величины затрат) значение с учетом заданных ограничений. Как правило, целевая функция — это разность прибыли продаж и затрат на сырье и энергоресурсы, т. е. маржинальная прибыль.

Таким образом, принципиальную структуру построения процесса оптимизации производства нефтеперерабатывающего производства можно представить следующим образом:

1. Подготовка исходных данных (свойства перерабатываемого сырья, материальные балансы технологических установок и их режимы работы, расходные нормы энергоносителей, график ремонтов, цены на сырье и товарную продукцию, цены на реагенты, энергоресурсы).

2. Внесение данных в математическую модель. При введении полученных исходных данных учитываются диапазон мощностей технологических установок, входящих в состав производства; технологические и коммерческие ограничения (к примеру, по расходам сырьевых и/или продуктовых потоков); материальные балансы для разных режимов работы; возможность направления компонентов на смешение в пул товарной продукции; требования к качеству товарной продукции.

3. Проведение расчета математической модели, поиск оптимального варианта производственного плана.

При поиске оптимального варианта производства используют метод последовательного линейного программирования (рис. 3).

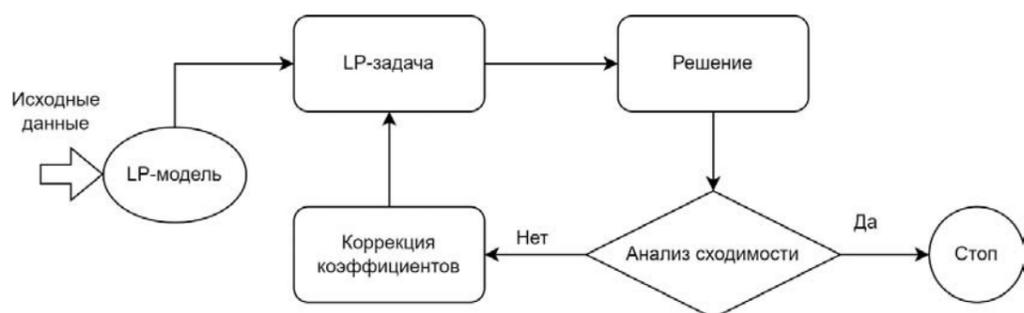


Рис. 3. Алгоритм поиска решение методом LP-моделирования [3]

Компании, использующие программное обеспечение оптимизационного планирования в мире и Российской Федерации

Пользователи	Программное обеспечение оптимизационного планирования		
	PIMS	RPMS	Spiral Plan
Мир	США, Китай, Индия, Япония, Южная Корея, Великобритания, Испания, Италия, Германия, Франция, Португалия и т. д.	Agip Petroli (Италия); ExxonMobil (США); Kuwait Petroleum (Кувейт); Chevron Texaco (США); EniChem Spa (Италия); BASF, DEA, Lurgi (Германия); Chiodo (Япония) и т. д.	США, ОАЭ, Великобритания, Германия, Казахстан и т. д.
Российская Федерация	ПАО «НК Роснефть», ПАО АНК «Башнефть», ПАО «Газпром-нефть»	ПАО «Лукойл», АО «Таиф НК», АО «ТАНЕКО»	Нет информации

Поиск оптимального решения (см. рис. 3) осуществляется следующим образом:

- 1) задаются начальные приближительные значения коэффициентов матрицы модели;
- 2) на основе полученных данных происходит корректировка коэффициентов матрицы;
- 3) далее проводится анализ сходимости.

Если расхождение больше значений, заданных пользователем погрешности, то задача решается еще раз с новыми коэффициентами и проводится следующий анализ сходимости до тех пор, пока решение не достигнет требуемого уровня сходимости по заданным ограничениям и допустимой погрешности расчета.

На IT-рынке представлено программное обеспечение для ресурсного и оптимизационного планирования нефтеперерабатывающих предприятий:

- Aspen PIMS (Process Industry Modeling Systems) — производитель AspenTech (США) [4];
- RPMS Honeywell International (Refinery and Petrochemical Modeling System) — производитель Honeywell (США) [5];
- BOSS Invensys plc. (Blend Optimization and Supervisory System) [6];
- Spiral Plan — производитель Schneider Electric (Франция).

В табл. 1 представлена подробная информация по использованию программных средств.

Программы, основанные на принципах линейного программирования, помогают решать следующие производственные задачи:

- экономическая оптимизации и планирование производственной деятельности;
- стратегическое планирование;
- ретроспективный анализ;
- экономическое обоснование проектов модернизации или строительства новых объектов;
- оценка и оптимизация капиталовложений;
- расчет прибыли выпуска набора продуктов с учетом стоимости и ограничений со стороны поставщиков и потребителей;
- подбор оптимальной рецептуры смешения компонентов товарной продукции исходя из ограничений по качеству продуктов;
- сравнение экономического эффекта от работы НПЗ при различных задачах производственного плана;
- формирование бизнес-плана производства.

Функционал

Функциональное преимущество таких программных обеспечений состоит в том, что они способны рассчитывать рекурсивные модели, проводить многопериодную оптимизацию, составлять информационные отчеты для анализа результатов и оптимизировать режимы работы производственных объектов.

1. Многопериодная модель предназначена для управления рецептурой смешения на протяжении всех периодов, определения затрат на хранение запасов, перемещения запасов в зависимости от периода. Также данная модель позволяет менять значения переменных от периода к периоду и моделировать резервуары для смешения нефтей.

2. Модель многозаводского распределения состоит из нескольких отдельных моделей заводов. Она позволяет выполнять следующие функции: определение доступности или ограниченности сырья на каждом заводе; распределение спроса (или части спроса) на рынке с возможностями оптимизации; применение промежуточных и готовых продуктов, а также запасов сырья; определение ограничений на перемещение; выявление ограничений глобального спроса; применение спецификаций смешения.

3. Существуют модели, подразумевающие расширенную оптимизацию. Они включают в себя такие функции, как сокращение корзины сырья для определения возможности оптимального уменьшения количества видов сырья; глобальная оптимизация в целях поиска глобального оптимума; параметрический анализ для сверки вариантов, представляющих собой значения целевой функции для переменной линейного программирования.

Помимо всего прочего, в некоторые программы заложены функции, позволяющие применять расширенное линейное программирование. Последнее представляет собой усовершенствованную функцию, в которой задействованы технологии оптимизации, отличные от традиционной технологии дистрибутивной рекурсии.

Преимуществом данного программного пакета можно представить правильность расчета рекурсии качеств, смешиваемых по объему и весу. Современные программы позволяют пользователю самостоятельно построить любой процесс принятия решений.

Закупки сырья	Ед. изм.	Единиц / день	Минимум	Максимум	руб/ед.	руб/день
Нефть1	барр	3 938,00	0,00	20 000,00	5 300,00	20 871 400,00
Нефть2	барр	1 969,00	0,00	25 000,00	4 500,00	8 860 500,00
Смесь	барр	5 907,00	0,00	45 000,00	9 800,00	29 731 900,00
Сырье1	т	1 274,00	0,00	5 000,00	1 000,00	1 274 000,00
Сырье2	т	10 576,00	0,00	15 000,00	2 300,00	24 324 800,00
Сырье 3	т	164,00	0,00	900,00	8 000,00	1 312 000,00
Всего покупок		17 921,00	0,00	65 900,00	21 100,00	56 642 700,00

Рис. 4. Пример отчета по закупкам сырья в краткосрочном планировании НПЗ

Важной функцией в вышеупомянутых программных продуктах является оценка инвестиций в новые производственные мощности и общезаводское хозяйство. Такая функция позволяет пользователю вводить нелинейные зависимости затрат на реконструкцию старых объектов и на строительство новых, включая фактор потребления энергоресурсов.

Еще один критерий для составления экономического анализа — отчет «групповых покупок». В нем содержится информация о количестве закупаемых утилит по дням. В отчете «Групповые покупки» можно найти информацию о наличии той или иной утилиты, ее максимальное или минимальное расширенное количество для закупки, а также маржу — положительное или отрицательное число для закупок, если они достигают своего максимального или минимального предела. Такие же параметры ограничения (максимум или минимум) содержатся в отчетах групповых продаж, коммунальных расходов, энергетических затрат [7].

Постараемся описать несколько ключевых параметров, подлежащих расчету и анализу, которые можно сформировать в программах оптимизационного моделирования НПЗ.

Специалисту отдела ресурсного планирования для составления экономического анализа следует учитывать входящие данные по закупкам сырья (рис. 4), рецептурам получения целевых продуктов и их показатели качества (см. рис. 5, 6), показатели потребления энергетических ресурсов (см. рис. 7).

Представленная на рис. 4 таблица позволяет пользователю:

1) определить загрузку предприятия по числу сырьевых источников;

Компоненты смешивания	т/день	% масс.
Дизель	863	39,12
Гидроочищенный дист.	67	3,05
фракция 350-430	16	0,71
Легкий газойль ЗК	1 259	57,12
Общий	2 205	100
Качества продукта	Минимум	Максимум
Сера, ppm		10
Плотность	820	845
Цветановый индекс	46.2000	
ПТФ, С		-5

Рис. 5. Пример спецификации дизельного топлива

2) выявить достижение установленных минимальных и максимальных ограничений;

3) рассчитать оборотные затраты на обеспечение сырьем НПЗ;

4) провести ранжирование по источникам сырья в необходимых критериях.

Данная информация является ключевой для функционирования сырьевой базы предприятия, а также формирования финансового плана последнего по закупкам сырья и резервирования соответствующего объема оборотных средств на его приобретение.

Среди получаемых расчетных данных следует особо выделить вывод информации по картам смешения нефтепродуктов из различных промежуточных потоков предприятия. На рис. 5 представлен пример смешения товарного продукта — дизельной фракции из соответствующих промежуточных потоков.

Пользователь имеет возможность (см. рис. 5):

1) составить перечень компонентов смешения;

2) определить производительность по компоненту в сутках;

3) выявить целевую или фактическую рецептуру смешения на основе ограничений, выраженных в показателях качества каждого потока;

4) рассчитать штраф, накладываемый за отклонение от целевой рецептуры.

Сводная информация по продуктовым потокам и их показателям качества представлена на рис. 6.

Сводная информация по продуктовым потокам и их показателям качества (см. рис. 6) позволяет определить соответствие получаемых продуктов показателям качества, удовлетворяющим заданным ограничениям.

Таким образом, в данном отчете может содержаться информация:

1) о начально заданных свойствах;

2) свойствах, рассчитанных рекурсивным методом и зависящих от свойства сырьевого потока;

3) неаддитивных свойствах, рассчитанных с использованием формул индексов-реиндексов.

Пустая ячейка говорит о том, что данное свойство потока не было указано изначально и, соответственно, не подлежало расчету.

Пример отчета потребления энергоресурсов представлен на рис. 7. Такой отчет необходим для контроля потребления утилит по каждой установке, расчета расходов энергетике и включения их в сводный экономический отчет.

Поток	Плотность	Объем	ОЧИМ	Сод. серы	Сод. ароматика	Сод. бензола	API	Индекс вязкости
НК-180 АВТ1	0,74219	1,34736	58,00000	0,50000		0,80000		
180-380 АВТ1	0,85335	1,17185		1,20000	17,81856		34,31676	0,91031
ВАКУУМНЫЙ ГАЗОЙЛЬ АВТ1	0,85668	1,16335		1,30000			33,11484	0,91981

Рис. 6. Отчет по свойствам потоков

	Топливо, кг у.т./тн	Тепловая энергия, т.ккал/тн	Электроэнергия, кВтч/тн	Вода свежая, м3/тн	Вода оборотная, м3/тн
Установка 1	15,80	15,50	9,50		0,99
Установка 2	20,70	7,30	8,90	0,07	0,41
Установка 3	65,10	108,00	17,30		8,81
Установка 4		708,00	40,60		0,92
Всего	101,60	838,80	76,30	0,07	11,14

Рис. 7. Отчет по потреблению энергоресурсов установок

Продажа продукции						
Товар	Единица изм.	ед/день	Минимум	Максимум	руб/ед.	руб/день
СУГ	т	288,9	0,0	5 000,0	1 000,0	288 895,2
Бензин 92	т	5 367,2	1 000	45 000	40 000,0	214 688 144,0
Бензин 95	т	136,4	1 000	200 000	50 000,0	6 820 000,0
Всего бензинов	т	5 503,6		60 000		221 508 144,0
Керосин	т	1 504,9	10 000		30 000,0	45 147 036,0
ДТ	т	2 257,4	0,0	22 000	60 000,0	135 445 200,0
Всего средних дистиллятов	т	3 776,1				180 592 236,0
Кока	кг	112,0	0,0		5 000,0	559 922,0
Сера	кг	13,1	0,0		7 000,0	91 680,8
Всего продаж						403 040 858,0

Рис. 8. Отчет ежедневных продаж продукции

Сводная таблица — отчет использования утилит (см. рис. 7) позволяет пользователю извлечь следующую информацию:

1) общее потребление энергии, используемой в процессе производства;

2) расход энергии на единицу продукции или на конкретной установке;

3) потребление энергии в период времени;

4) потребление энергии для различных опций производства, таких как выбор сырья и технологических параметров;

5) расход энергоресурсов по различным производственным линиям.

Итогом представленных примеров отчетов, которые должны содержаться в программе и необходимы технологам, занимающимся ресурсным планированием предприятий нефте- и газохимического комплекса, являются отчет по продажам продукции в отчетный период времени (рис. 8) и сводный экономический отчет (см. рис. 9).

Первый из упомянутых выше видов отчета (см. рис. 8) предоставляет информацию, связанную с продажами продукции предприятия. Он позволяет определять объем продаж, денежную выручку по продуктам и по всему предприятию, количество проданных единиц продукции. В целом, отчет о продажах может предоставить ценную информацию для принятия решений в области оптимизации бизнес-процессов компании, раскрывающую:

1) количество проданной продукции;

2) денежную выручку от реализации объемов продукции;

3) перечень наиболее и наименее потребляемых товаров в рамках заданных ограничений по номенклатуре продуктов.

Эта информация позволяет скорректировать продуктовую корзину нефтеперерабатывающего предприятия под нужды рынка, тем самым увеличив маржинальность производства, а также выявить тенденции и изменения в продажах по времени.

Разработанный на основе представленных данных программный пакет поможет сформировать сводный экономический отчет, в котором отражены основные показатели продаж, закупок и прочих расходов (затраты на общезаводское хозяйство, корпоративные расходы, информация о штрафах и т. п.), что позволит пользователю анализировать в кратко- или долгосрочной перспективе рентабельность производства. Глобальные закупки определяются как закупочная стоимость сырья за *n*-й период времени, а валовая прибыль — как разность продажи продуктов и закупки сырья (рис. 9).

Важно подчеркнуть значимость экономической оценки предприятия, планирования и управления с помощью данных программных инструментов. Для оптимизации маржинальности производства возможно проводить оптимизацию сырьевых источников, цен на продукцию, расходов на энергосредства.

Подводя итог, следует обозначить, какими критериями должен обладать программный комплекс, предназначенный для моделирования и оптимизации нефтеперерабатывающего производства, чтобы достичь точной оценки прогнозирования:

1) возможность графического построения поточной схемы предприятия с различным набором технологических процессов;

2) возможность оптимизации поточной схемы по заданному параметру (например, максимальному выходу одного из видов топлива);

3) точность моделирования выхода продукции;

4) простота использования;

5) невысокая стоимость лицензии;

6) возможность интеграции во внутреннюю информационную сеть предприятия;

7) поддержка работы ПО на разных типах операционных систем.

Внедрение новых технологий, позволяющее улучшить производственные процессы и повысить эффективность работы, необходимо для проектов, связанных с оптимизационным и ресурсным планированием НПЗ.

Анализ данных из публичных источников по основным программным продуктам, представленным на российском рынке и используемым в производственной деятельности НПЗ, позволил резюмировать функциональность и выполнить сравнение двух программных продуктов:

1) PIMS (Product Information Management System);

2) RPMS (Refinery Planning and Scheduling Management System).

	руб/день
Продажа продуктов	403 040 858,00
Закупки сырья	100 000 000,00
Валовая прибыль	303 040 858,00
Коммунальные затраты	1 500 000,00
Обслуживание	2 000 000,00
Корпоративные расходы	10 000 000,00
Накладные расходы предприятия	15 000 000,00
Чистая маржа	274 540 858,00

Рис. 9. Сводный экономический отчет

Обе программы ориентированы на оптимизацию производства в нефтегазовой промышленности. Ниже приведены результаты сравнительного анализа программных продуктов.

RPMS позволяет подключать дополнительный программный пакет R_INVEST, который предназначен для оценки и предварительного анализа инвестиционных проектов — реконструкции, модернизации, строительства новых установок и т. д. Программная

Таблица 2

Сравнительный анализ программных комплексов по оптимизации и ресурсному планированию предприятий

Наименование показателя	PIMS	RPMS
Оптимальный план производства товарной продукции в натуральном и стоимостном выражениях	Имеется	Имеется
Загрузка и баланс каждой установки, а также оценка каждой установки с точки зрения ее роли в достижении максимального экономического результата	Имеются	Имеются
Материальный баланс по каждому нефтепродукту и всему производству в целом, а также сведения, позволяющие судить о том, насколько выгодно или невыгодно производить каждый нефтепродукт	Имеются	Имеются
Схемы компаундирования, соответствующие общему материальному балансу и требованиям по качеству продуктов смешения	Имеются	Имеются
Топливный баланс, согласующийся с общим материальным балансом предприятия	Имеется	Имеется
Потребность в производственных ресурсах и энерго-средствах (общая и с разбивкой по установкам)	Имеется	Имеется
Обобщенные технико-экономические показатели (объем переработки нефти, глубина переработки, покрытие и др.)	Имеются	Имеются
Возможность проведения <i>n</i> -периодного моделирования	Требуется отдельный модуль	Не имеется
Возможность оптимизации переходящих запасов	Требуется отдельный модуль	Не имеется
Визуализация поточной схемы предприятия в расчетной среде	Требуется отдельный модуль	Частично имеется

опция R_INVEST позволяет проводить два типа инвестиционных расчетов:

1) простейший экспресс-анализ — основан на расчете критериальных показателей проектов;

2) расширенный анализ — построение потоков платежей по проекту в целях расчета критериальных показателей.

PIMS также обладает существенным отличием, которое обуславливает его преимущество в контексте возможности интегрирования с программами моделирования химико-технологических процессов, что помогает реализовать цепочку контролируемых в едином поле процессов — от переработки до логистики и покупок/продаж продукции, — а также учитывать изменение показателей объектов зависимости от режима работы и производительности с более высокой достоверностью к производственной сходимости.

Заключение

Таким образом, показана необходимость применения планирования в создании и проектировании нефтеперерабатывающих предприятий. Проведен обзор программного обеспечения, основанного на методах LP-моделирования и предназначенного для моделирования и оптимизации ресурсного планирования НПЗ.

Показан функционал программных средств, позволяющих проводить расчеты оптимизационного планирования; представлено описание результатов расчетов, необходимых для производственного персонала НПЗ в части принятия решений по оперативному, кратко- и среднесрочному планированию.

Список литературы

1. Карибский А. В., Шишорин Ю. Р., Юрченко С. С. Финансово-экономический анализ и оценка эффективности инвестиционных проектов и программ // Автоматика и телемеханика. 2003. № 8. С. 3–25.

2. Сизиков А. П. Программный продукт СМОННП (Система оптимизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств) // Управление большими системами: сборник трудов. 2009. № 24. С. 298–326.

3. Баулин Е. С. Автоматизированная актуализация оптимизационных моделей планирования нефтеперерабатывающих/нефтехимических производств: дис. ... канд. техн. наук / Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2014. 149 с.

4. AspenTech — Process Industry Modeling System [Электронный ресурс]. URL: <https://www.aspentech.com/ru/products/msc/aspem-pims> (дата обращения: 01.03.2023).

5. Honeywell — Refinery and Petrochemical Modeling System [Электронный ресурс]. URL: <https://www.honeywell.com/us/en> (дата обращения: 01.03.2023).

6. Aveva — Blend Optimization and Supervisory System [Электронный ресурс]. URL: https://www.aveva.com/content/dam/aveva/documents/datasheets/Datasheet-OffsitesManagement_EN.pdf (дата обращения: 01.03.2023).

7. RPMS 2000. Refinery and Petrochemical Modeling System: User's Manual. Houston: Bonner & Moore Associates, Inc., 1984. 491 p.

Bugaev E. S.^{1,2}, Safronov E. M.^{1,3}, Zuikov A. V.^{1,2}, Ershov M. A.^{1,2}, Kapustin V. M.¹

¹ Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow; ² LLC "New Technologies Watch Center", Moscow; ³ Engineering Academy, Russian People's Friendship University, Moscow)

Software Tools for Planning and Optimization of Technological Schemes of Refineries

Keywords: resource planning, optimization, LP-modeling.

Abstract

The purpose of this paper is to review the software for optimization (modernization) of petrochemical enterprises.

References

1. Karibsky A. V., Shishorin Yu. R., Yurchenko S. S. Financial and economic analysis and evaluation of the effectiveness of investment projects and programs // Automation and Remote Control. 2003. No. 8. Pp. 3–25.

2. Sizikov A. P. Software product SMONNP (System of optimization of refining and petrochemical production) // Management of Large Systems: collection of works. 2009. No. 24. Pp. 298–326.

3. Baulin E. S. Automated actualization of optimization models of oil refining/petrochemical production planning: PhD in Sci. Tech. Thesis. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014. 149 p.

4. AspenTech — Process Industry Modeling System [Electronic resource]. URL: <https://www.aspentech.com/ru/products/msc/aspem-pims> (accessed 01.03.2023).

5. Honeywell — Refinery and Petrochemical Modeling System [Electronic resource]. URL: <https://www.honeywell.com/us/en> (accessed 01.03.2023).

6. Aveva — Blend Optimization and Supervisory System [Electronic resource]. URL: https://www.aveva.com/content/dam/aveva/documents/datasheets/Datasheet-OffsitesManagement_EN.pdf (accessed 01.03.2023).

7. RPMS 2000. Refinery and Petrochemical Modeling System: User's Manual. Houston: Bonner & Moore Associates, Inc., 1984. 491 p.

Белинская Н. С., канд. техн. наук, Францина Е. В., канд. техн. наук, Луценко А. С., Белозерцева Н. Е., Иванчина Э. Д., д-р техн. наук.
ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»
e-mail: belinskaya@tpu.ru

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПУТЕМ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ С ПОМОЩЬЮ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Ключевые слова: математическая модель, зимнее дизельное топливо, дезактивация катализатора, депарафинизация, гидропереработка

Одним из способов повышения эффективности процессов нефтепереработки, наряду с внедрением гидрокаталитических процессов и внедрением новых высокоэффективных катализаторов, обладающих устойчивостью к дезактивации, является оптимизация процессов и химико-технологических систем. При эксплуатации в оптимальном режиме химико-технологическая система способна выработать максимально возможное количество кондиционного продукта наиболее экономически целесообразным путем. Оптимальный режим может быть подобран в ходе промышленных пробегов, что часто бывает затруднительным и затратным, либо расчетным способом на математической модели процесса. В настоящей работе проведены расчеты на математической модели процесса каталитической гидродепарафинизации. В расчетах использовали промышленные данные: режимы эксплуатации установки, характеристики сырья. Показано влияние состава сырья на процесс, проведен прогностический расчет относительной активности катализатора, количества получаемого дизельного топлива в условиях разных технологических режимов.

УДК 66.011

DOI: 10.32758/2071-5951-2019-0-07-24-32

Введение

В настоящее время процесс каталитической гидродепарафинизации прямогонных фракций дизельного топлива является основным процессом производства низкотемпературного дизельного топлива. Оценка влияния изменения таких технологических параметров, как расход сырья, температура в реакторе, расход водородсодержащего газа на процесс депарафинизации, была проведена с помощью физических и математических моделей процесса, непосредственно на установке депарафинизации [1, 2, 3]. При проведении процесса в промышленных условиях состав сырья, поступающий на установку, также постоянно изменяется. Влияние состава сырья на процесс может быть значительным, поскольку от начальных концентраций зависит скорость реакций, степень конверсии и, как следствие, выход продукта и его низкотемпературные свойства.

Для прогнозных расчетов с учетом различного состава сырья необходимы данные о групповом составе сырья. Из-за их отсутствия возникает необходимость использования методики пересчета, позволяющей провести расчет группового состава с помощью имеющихся данных о сырье.

Некоторые исследования были посвящены проблеме расчёта массовых концентраций углеводородов в дистиллятах. В статье [4] приведен обзор существующих методик. В расчетах используются данные: плотность, фракционный состав, коэффициент преломления, вязкость, соотношение С/Н, содержание серы.

Применение методик 1 и 5 [4] не дало хорошей сходимости с экспериментальными данными для применяемого сырья. Применение методик 2, 3 и 4, описанных в источнике [4], не было возможным из-за отсутствия данных о вязкости сырья. Поэтому для расчёта группового углеводородного состава была предложена методика, в которой для расчета используются: плотность, температура выкипания 50 % фракции, бромное число.

Для расчёта коэффициентов в уравнениях использовали значения С/Н, полученные исходя из данных о распределении концентраций для соответствующих групп углеводородов. Бромное число и температура выкипания 50 % фракции применяются при расчете содержания ненасыщенных углеводородов. Полученная методика дала расхождение с экспериментальными данными не более 2 % масс.

Применение данной методики позволило провести прогнозные расчеты и оценить влияние состава сырья на процесс депарафинизации.

В ООО «КИНЕФ» для производства дизельного топлива используется денормализат установки «Парекс-1», дизельное топливо (фр. 180–340° С) установки Л-24-10/2000, гидроочищенная керосиновая фракция 150–310° С с комплекса гидрокрекинга, депрессорно-диспергирующая присадка Додифлоу фирмы Clariant [5].

Однако остаются актуальными вопросы об увеличении ресурса сырья и катализатора, повышения выхода и качества получаемого дизельного топлива, особенно его низкотемпературных свойств для возможности производства арктических топлив, оптимизации режима работы реакторов, снижения запаса по качеству и расхода дорогостоящих депрессорно-диспергирующих присадок.

Для решения этих актуальных вопросов необходимо наличие прогностической модели для учета изменения углеводородного состава перерабатываемого сырья и активности катализатора. Это позволит осуществлять выбор режима процесса гидродепарафинизации в целях прогнозирования и улучшения низкотемпературных характеристик дизельного топлива, установление зависимости выхода дизельной фракции от температуры и расхода сырья на входе в реактор гидродепарафинизации.

Метод исследования

Использование метода математического моделирования значительно усложняется в случае реакторных процессов переработки широких фракций углеводородного сырья. В данной работе построение нестационарной математической модели процесса гидродепарафинизации осуществлялось на основе методологии моделирования многокомпонентных каталитических процессов переработки нефтяного сырья, обобщенной в [6].

На первом этапе построения модели обосновывается уровень детализации по компонентам. Для сокращения математического описания осуществляется замена индивидуальных компонентов на псевдокомпоненты, а детальные механизмы реакций заменяются формализованными. Формализация механизма превращения углеводородов проводится с учетом реакционной способности компонентов смеси. Реакционная способность зависит от термодинамических характеристик, которые определяются характерами связей и их энергиями. Операции, связанные с определением уровня детализации, с одной стороны, должны упростить математическое описание процесса, с другой – обеспечить минимальную потерю чувствительности к составу сырья.

Преобладающая часть промышленно важных процессов переработки углеводородного сырья протекает на катализаторах, которые под воздействием реакционной среды изменяют свою активность. Физико-химические закономерности

изменения активности катализатора являются основой для построения нестационарных моделей промышленных процессов и должны учитываться на всех стадиях построения модели.

Второй этап построения математической модели заключается в разработке кинетической модели гетерогенного процесса. На данном этапе необходимо совместное рассмотрение механизмов основных реакций и дезактивации катализатора, что позволяет представить работу промышленных агрегатов в динамике.

Третий этап – составление модели контактного аппарата, проведение расчета конкретных промышленных установок, оценка адекватности математических моделей реальным процессам с учетом временного фактора.

Четвертый этап – расчеты комплексных технологических переработки углеводородного сырья с оптимизацией не только выходных технологических параметров, но и технико-экономических показателей ХТС.

Таким образом, при прогнозировании производственного процесса как системы совокупных явлений вся информация, полученная на лабораторных и промышленных установках, постепенно накапливается, обогащается и реализуется в виде обобщенной математической модели ХТС данного промышленного процесса.

На основании имеющихся теоретических представлений о химизме процесса гидродепарафинизации, анализа экспериментальных данных был составлен полный список возможных реакций процесса гидродепарафинизации. В целях упрощения математического описания компоненты сырья были объединены в группы по принадлежности к классу органических соединений и их реакционной способности. Оценка термодинамических параметров процесса депарафинизации проводилась с помощью квантово-химических расчетов. В табл. 1 приведены термодинамически наиболее вероятные реакции, протекающие в условиях процесса при $T = 350^\circ \text{C}$, $P = 6,9 \text{ МПа}$ [7].

Скорости реакций записаны согласно закону действующих масс, в соответствии с разработанной схемой превращений углеводородов (табл. 2) [7].

Данная модель является формализованной, квазигомогенной, константы скоростей реакций эффективны и представляют собой комбинацию констант всех промежуточных стадий.

Кинетические параметры модели определены путём решения обратной кинетической задачи с применением экспериментальных данных.

Нестационарная математическая модель процесса каталитической депарафинизации представляет собой систему дифференциальных уравнений материального и теплового баланса [7]:

$$\begin{cases} G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_{j=1}^m a_j \cdot W_j ; \\ G \cdot \frac{\partial T}{\partial z} + G \cdot \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho \cdot C_p^{\text{mix}}} \sum_{j=1}^m Q_j \cdot a_j \cdot W_j \end{cases}$$

Начальные условия: $z = 0; C_i = C_{i,0}; T = T_0; V = 0; C_i = C_{i,0}; T = T_0$, где z – объем переработанного сырья с момента загрузки свежего катализатора, м³; G – расход сырья, м³/ч; $z = G \cdot t$ (t – время работы катализатора с момента загрузки свежего катализатора, ч); C_i – концентрация i -го компонента, моль/л; V – объем слоя катализатора, м³; a_j – активность катализатора в j -й реакции; ρ – плотность смеси, кг/м³; $C_p^{см}$ – удельная теплоемкость смеси, Дж/(кг·К); Q_j – тепловая эффект j -й реакции, Дж/моль; T – температура, К; W_j – скорость j -й реакции, моль/(л·с); m – количество реакций.

Активность катализатора является функцией от количества и состава перерабатываемого сырья и зависит, главным образом, от скорости отложения кокса на катализаторе, снижается экспоненциально [8]:

$$a_j = A_j \cdot e^{-\alpha_j \cdot C_K}$$

где A_j, α_j – коэффициенты дезактивации; C_K – концентрация кокса, % масс.

Учёт влияния дезактивации катализатора осуществляется введением коэффициентов активности в уравнения перед константами скоростей реакций.

Учёт влияния состава сырья. Входные данные для модели – массовые концентрации углеводородных групп в сырье: n -парафины, ароматические углеводороды, олефины, изо-парафины, нафтены.

Проблема, связанная с неполным наличием данных группового углеводородного состава сырья, была преодолена следующим образом. Для n -парафинов и ароматических углеводородов, поскольку данные группы значительнее, чем другие, отличаются по плотностям, построены зависимости от плотности сырья типа

$$x_i = a \cdot \rho_{см} + b,$$

где x_i – концентрация углеводородной группы, % масс.; $\rho_{см}$ – плотность смеси, г/см³; a и b – коэффициенты, связанные с соотношением C/H для данных групп.

Значения коэффициентов найдены исходя из данных о соотношении C/H и массовом распределении углеводородов в соответствующих группах (зависимость концентрации от C_n – количество атомов углерода в молекуле).

Массовую концентрацию олефинов было предложено определять через бромное число и температуру выкипания 50 % фракции в соответствии со стандартной методикой. Концентрация нафтенов и изо-парафинов определяется как вычитание из ста процентов концентраций n -парафинов, ароматических углеводородов и олефинов.

Экспериментальные значения массового содержания n -парафинов, ароматических углеводородов, олефинов находили по стандартным методикам.

В табл. 3 представлено сравнение расчетных и экспериментальных данных по приведенной методике.

Технологические режимы:
 • расход сырья – 200, 250, 300 м³/ч;
 • температура процесса – заводской режим (340–360 °С);

• расход водородсодержащего газа (ВСГ) – заводской режим (кратность циркуляции 200–300 м³/м³).

Технологический режим процесса, согласно внутренним заводским нормативным документам качества, должен обеспечить предельную температуру фильтруемости (ПТФ) не менее –26° С при заданном выходе дизельной фракции и минимальной скорости дезактивации катализатора.

Результаты и обсуждение
 При выборе технологического режима эксплуатации установки необходимо учитывать состав сырья, поскольку от начальных концентраций компонентов сырья зависит степень конверсии и селективность процесса.

Таблица 1

Средние значения термодинамических характеристик реакций процесса гидродепарафинизации (при $T = 350^\circ \text{C}$, $P = 6,9 \text{ МПа}$)

№ п/п	Реакция	ΔH_r (изменение энтальпии в ходе реакции), кДж/моль	ΔS_r (изменение энтропии в ходе реакции), Дж/моль · К	ΔG_r (изменение энергии Гиббса в ходе реакции), кДж/моль
Депарафинизация				
1	Дегидрирование n -парафинов	–144,93	–108,37	–77,48
2	Гидрокрекинг олефинов	–36,7	25,36	–52,5
3	Изомеризация и гидрирование олефинов	–146,91	–102,57	–83,07
4	Циклизация олефинов	–91,22	–61,78	–52,77
5	Дегидрирование нафтенов	–231,33	–282,82	–55,31
6	Образование кокса	–87,9	264,85	–252,9
7	Крекинг n -парафинов	82,80	139,12	–3,79
8	Образование меркаптанов	–97,88	–118,25	–24,27
Гидроочистка				
9	Гидрирование меркаптанов	–61,50	20,39	–74,20

Дезактивация катализатора зависит, главным образом, от скорости накопления кокса на поверхности катализатора, который блокирует активные центры.

Образование кокса происходит по схеме:
 нафтены \rightleftharpoons моно- и полиароматические соединения + $H_2 \rightleftharpoons$ КГС + $H_2 \rightleftharpoons$ Кокс + H_2 ,
 КГС – коксогенные структуры.

Предшественниками кокса являются ароматические соединения. Так, если на установку гидродепарафинизации поступает сырье с повышенным содержанием ароматических соединений, то для уменьшения скорости дезактивации катализатора

необходимо соответствующим образом корректировать технологический режим. В данном случае это может быть увеличение кратности циркуляции ВСГ, что будет способствовать смещению равновесия реакций гидрирования/дегидрирования в сторону реакций гидрирования ароматических соединений и КГС. Кроме того, увеличение кратности циркуляции ВСГ приведет к уменьшению времени контакта и неполному протеканию реакций. Уменьшение времени контакта также можно добиться путем повышения скорости подачи сырья. Значительное повышение температуры

Таблица 2

Кинетическая модель процесса депарафинизации

Компонент	Уравнения
Депарафинизация	
n -парафины $C_{10}-C_{27}$	$\frac{dC_{N-paraffins\ C_{10}-C_{27}}}{dt} = -k_1 C_{N-paraffins\ C_{10}-C_{27}} + k_{-1} C_{Olefins} C_{H_2}$
n -парафины C_5-C_9	$\frac{dC_{N-paraffins\ C_5-C_9}}{dt} = 2k_2 C_{Olefins} C_{H_2} - 2k_{-2} C_{N-paraffins\ C_5-C_9}^2 - k_7 C_{N-paraffins\ C_5-C_9}$
Олефины	$\frac{dC_{Olefins}}{dt} = k_1 C_{N-paraffins\ C_{10}-C_{27}} - k_{-1} C_{Olefins} C_{H_2} - k_2 C_{Olefins} C_{H_2} + k_{-2} C_{N-paraffins\ C_5-C_9}^2 - k_3 C_{Olefins} C_{H_2} + k_{-3} C_{I-paraffins} - k_4 C_{Olefins} + k_{-4} C_{Naphthenes} - k_8 C_{Olefins} C_{H_2S} + k_{-8} C_{Mercaptanes}$
Изо-парафины	$\frac{dC_{I-paraffins}}{dt} = k_3 C_{Olefins} C_{H_2} - k_{-3} C_{I-paraffins}$
Нафтены	$\frac{dC_{Naphthenes}}{dt} = k_4 C_{Olefins} - k_{-4} C_{Naphthenes} - k_5 C_{Naphthenes} + k_{-5} C_{Aromatics} C_{H_2}^3$
Ароматика	$\frac{dC_{Aromatics}}{dt} = k_5 C_{Naphthenes} - k_{-5} C_{Aromatics} C_{H_2}^3 - k_6 C_{Aromatics}$
Углеводородный газ	$\frac{dC_{Hydrocarbon\ gas}}{dt} = k_7 C_{N-paraffins\ C_5-C_9}$
Меркаптаны	$\frac{dC_{Mercaptanes}}{dt} = k_8 C_{Olefins} C_{H_2S} - k_{-8} C_{Mercaptanes}$
Сероводород	$\frac{dC_{H_2S}}{dt} = -k_8 C_{Olefins} C_{H_2S} + k_{-8} C_{Mercaptanes}$
Водород	$\frac{dC_{H_2}}{dt} = k_1 C_{N-paraffins\ C_{10}-C_{27}} - k_{-1} C_{Olefins} C_{H_2} - k_2 C_{Olefins} C_{H_2} + k_{-2} C_{N-paraffins\ C_5-C_9}^2 + k_3 C_{Olefins} C_{H_2} + k_{-3} C_{I-paraffins} + 3k_5 C_{Naphthenes} - 3k_{-5} C_{Aromatics} C_{H_2}^3 + k_6 C_{Aromatics}$
Гидроочистка	
n -парафины C_5-C_9	$\frac{dC_{N-paraffins\ C_5-C_9}}{dt} = k_9 C_{Mercaptanes} C_{H_2} - k_{-9} C_{N-paraffins\ C_5-C_9} C_{H_2S}^2$
Меркаптаны	$\frac{dC_{Mercaptanes}}{dt} = -k_9 C_{Mercaptanes} C_{H_2} + k_{-9} C_{N-paraffins\ C_5-C_9} C_{H_2S}^2$
Сероводород	$\frac{dC_{H_2S}}{dt} = 2k_9 C_{Mercaptanes} C_{H_2} - 2k_{-9} C_{N-paraffins\ C_5-C_9} C_{H_2S}^2$
Водород	$\frac{dC_{H_2}}{dt} = -k_9 C_{Mercaptanes} C_{H_2} + k_{-9} C_{N-paraffins\ C_5-C_9} C_{H_2S}^2$

Начальные условия: $t = 0, C_i = C_{i,0}$. Предел интегрирования до $t = \tau$ ($\tau = 3600 \cdot V/G$).

Таблица 3

Расчетные и экспериментальные концентрации групп углеводородов

Парафины нормального строения			
Дата	Экспериментальные значения, % масс.	Расчетные значения, % масс.	Расхождение, Δ
01.03.2012	18	17	1
12.03.2012	18	16	2
25.01.2016	20	18	2
27.01.2016	21	19	2
05.02.2018	21	19	2
05.09.2018	15	14	1
Ароматические углеводороды			
Дата	Экспериментальные значения, % масс.	Расчетные значения, % масс.	Расхождение, Δ
01.03.2012	30	30	0
12.03.2012	30	31	1
25.01.2016	27	28	1
27.01.2016	25	27	2
05.02.2018	26	27	2
05.09.2018	34	35	1
Олефины			
Дата	Экспериментальные значения, % масс.	Расчетные значения, % масс.	Расхождение, Δ
01.03.2012	4	3	1
12.03.2012	9	7	2
25.01.2016	5	4	1
27.01.2016	9	9	0
05.02.2018	5	3	2
05.09.2018	5	6	1
Изо-парафины + Нафтены			
Дата	Экспериментальные значения, % масс.	Расчетные значения, % масс.	Расхождение, Δ
01.03.2012	49	49	0
12.03.2012	45	45	0
25.01.2016	49	49	0
27.01.2016	45	45	0
05.02.2018	50	49	1
05.09.2018	45	46	1

Прогнозные расчеты на модели были проведены для двух типов сырья: состав 1, состав 2 (табл. 4).

Таблица 4

Сырьё процесса гидродепарафинизации

Сырьё	<i>n</i> -парафины	аромат. ув.	олефины	нафтены	изо-парафины
Состав 1, % масс.	16,6	30,2	4,4	17,2	31,6
Состав 2, % масс.	22,9	22,5	3,2	18,7	32,7

процесса в данном случае нежелательно, так как это приведет к повышению скоростей реакций, в том числе реакций гидрирования/дегидрирования и росту значений констант равновесия реакций дегидрирования.

Принимаемые меры по уменьшению скорости дезактивации катализатора не должны приводить к ухудшению низкотемпературных свойств компонента ДТ, в частности предельная температура фильтруемости должна быть не выше -26°C .

¹ ГОСТ Р ИСО 3839–2009. Нефтепродукты. Определение бромного числа дистиллятов и алифатических олефинов. Электрометрический метод. М.: Стандартинформ. 2010. 15 с.

² МВИ-11-83–03. Методика выполнения измерений массовой доли индивидуальных парафиновых углеводородов и их фракций в потоках и средах технологического процесса выделения *n*-парафинов хроматографическим методом; ГОСТ Р EN 12916–2012. Нефтепродукты. Определение типов ароматических углеводородов в средних дистиллятах. Метод высокоэффективной жидкостной хроматографии с детектированием по коэффициенту рефракции. М.: Стандартинформ. 2013. 15 с.

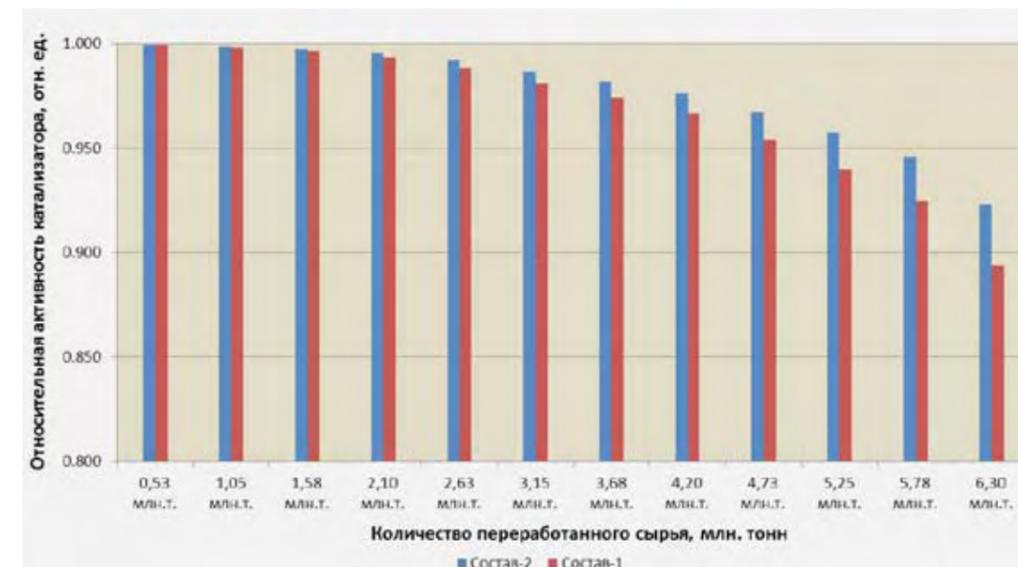


Рис. 1. Относительная активность катализатора

Низкотемпературные свойства зависят от содержания *n*-парафинов. Поэтому при переработке сырья с высоким содержанием *n*-парафинов для увеличения скорости целевой реакции гидрокрекинга *n*-парафинов необходимо повысить температуру процесса и/или увеличить время контакта сырья с катализатором путем снижения скорости подачи сырья. При этом для уменьшения скорости коксообразования необходимо увеличить кратность циркуляции ВСГ, что будет способствовать смещению равновесия реакции в сторону гидрирования КГС и ароматических соединений.

На рис. 1 представлен прогностический расчет уровня относительной активности катализатора в зависимости от количества переработанного сырья для двух разных состав (состав 1, состав 2).

Состав 1 характеризуется более высоким содержанием ароматических углеводородов ($\approx 30\%$ масс.), чем состав 2 ($\approx 23\%$ масс.) и соответственно, учитывая вышесказанное, скорость дезактивации катализатора выше в случае переработки сырья состава 1.

На рис. 2 показано влияние скорости подачи сырья на относительную активность катализатора для двух составов сырья. Значения относительной активности катализатора рассчитаны на объём переработанного сырья, равный 6,30 млн тонн. Уменьшение времени контакта сырья приводит к увеличению скорости коксонакопления и более высокой скорости дезактивации катализатора.

При уменьшении времени контакта уменьшается степень конверсии сырья, и фракционный состав сырья в процессе переработки изменяется

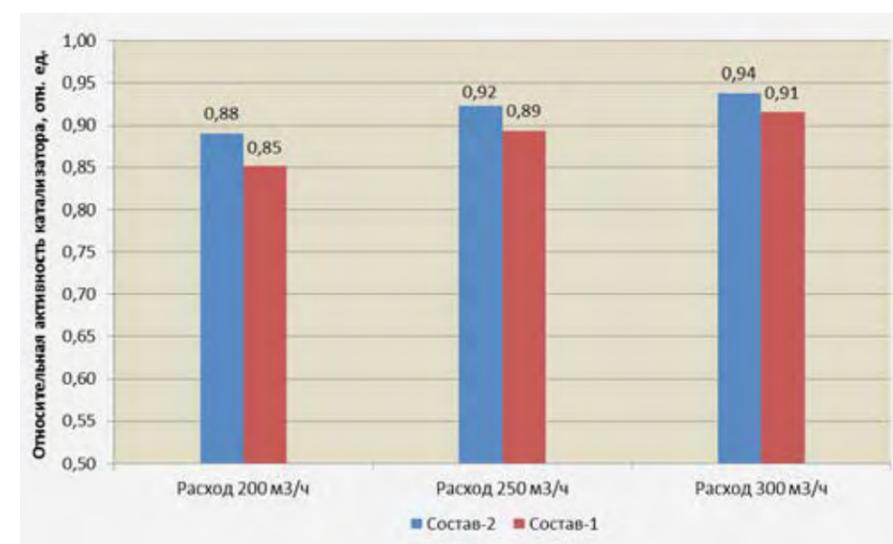


Рис. 2. Относительная активность катализатора после переработки 6,30 млн тонн сырья при разной скорости подачи сырья (при расходе сырья 200, 250, 300 м³/ч)

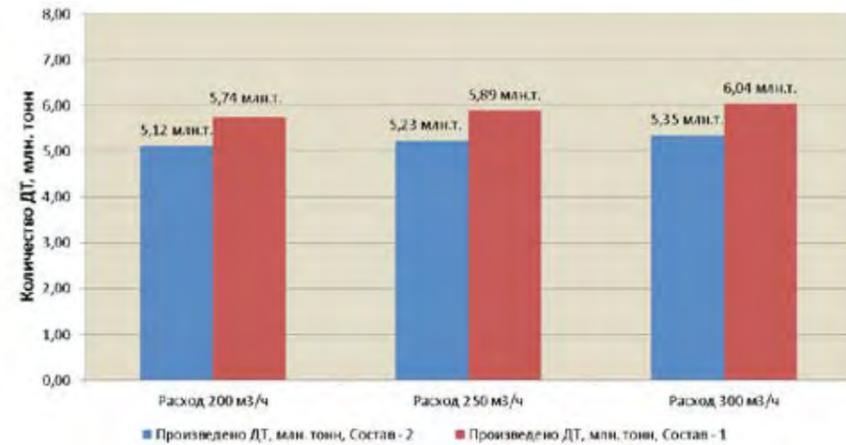


Рис. 3. Прогнозный расчет по количеству продукта (при расходе сырья 200, 250, 300 м³/ч)

незначительно, уменьшается выход газа и бензина, образующиеся в ходе реакций крекинга, и увеличивается выход дизельной фракции (рис. 3).

Влияние состава сырья на выход дизельной фракции можно объяснить различием концентраций *n*-парафинов в начальный момент времени и соответствующей разницей в степени конверсии *n*-парафинов.

Прогнозные значения предельной температуры фильтруемости продукта представлены на рис. 4.

Предельная температура фильтруемости продукта связана с содержанием парафинов нормального строения, поэтому данный показатель зависит от их начальной концентрации в сырье и степени конверсии. Конверсия *n*-парафинов зависит от температурного режима и времени контакта сырья. Среднее значение ПТФ за период 6,30 млн тонн для более парафинистого сырья (состав 2) значительно выше, поскольку их содержание в продукте выше. С повышением расхода сырья снижается степень конверсии *n*-парафинов и повышается ПТФ.

Важным показателем качества дизельных топлив является цетановое число. Парафины нормального строения обладают наиболее высокими цетановыми числами.

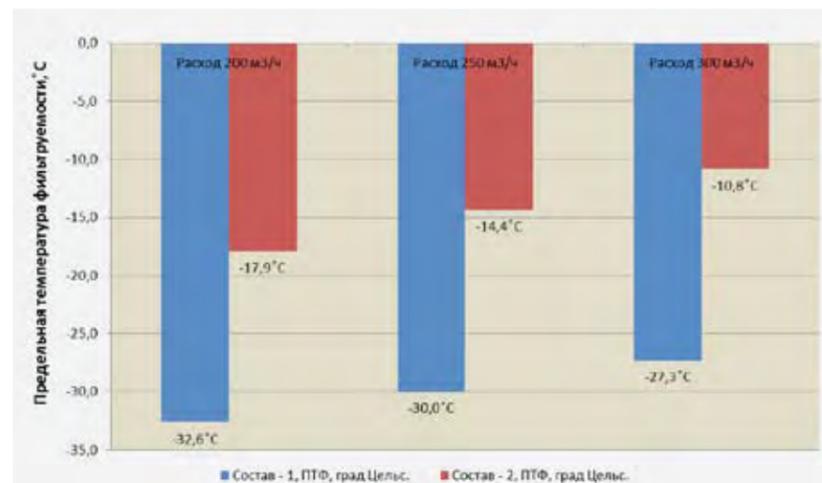


Рис. 4. Прогнозный расчет ПТФ продукта после переработки 6,30 млн тонн сырья (при расходе сырья 200, 250, 300 м³/ч)

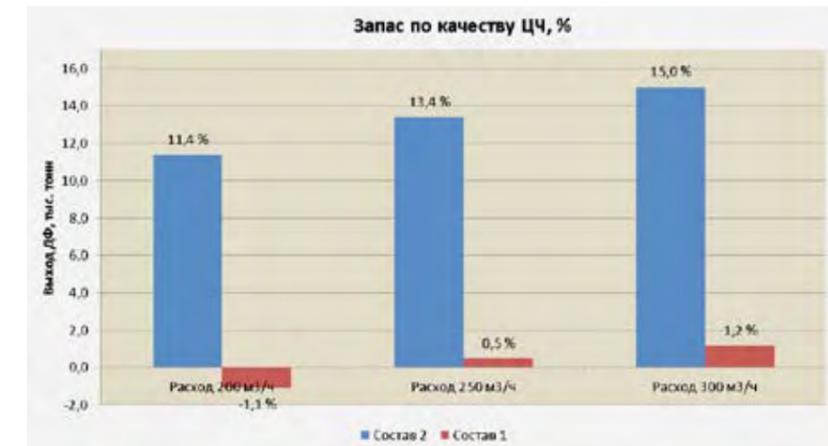


Рис. 5. Запас по качеству по цетановому числу

На рис. 5 представлен запас по качеству для двух составов при разных расходах сырья.

Ведение процесса депарафинизации при **расходе сырья выше оптимального** приводит к повышению качества запаса по низкотемпературным свойствам, но и в то же время приводит к уменьшению выхода продукта и снижению цетанового числа.

Заключение

На основе физико-химических закономерностей разработана нестационарная математическая модель процесса каталитической депарафинизации, учитывающая состав сырья и активность катализатора. С применением разработанной модели проведен прогнозный расчет снижения активности катализатора, показано влияние состава, расхода сырья на предельную температуру фильтруемости и выход получаемого дизельного топлива.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 18-38-00585 «Исследование физико-химических закономерностей и разработка нестационарной математической модели процесса каталитической депарафинизации средних дистиллятов нефти».

Список литературы

1. Камешков А. В. Разработка технологии получения экологически чистых зимнего и арктического дизельных топлив: дис. ... канд. техн. наук. Санкт-Петербург: СПбГУ, 2016. 160 с.
2. Лебедев Б. Л., Афанасьев И. П., Ишмурзин А. В., Талалаев С. Ю., Штеба В. Э., Камешков А. В., Домнин П. И. Производство зимнего дизельного топлива в России // Нефтепереработка и нефтехимия. 2015. № 4. С. 19–27.
3. Иванчина Э. Д., Белинская Н. С., Францина Е. В., Луценко А. С., Аверьянова Е. В. Влияние кратности циркуляции водородсодержащего газа на активность катализатора депарафинизации // Технологии нефти и газа. 2018. № 2. С. 8–13.
4. Stratiev D. S., Marinov I. M., Shishkova I. K., Dinkov R. K., Stratiev D. D. Investigation on feasibility to predict the content of saturate plus mono-nuclear aromatic hydrocarbons in vacuum gas oils from bulk properties and empirical correlations // Fuel. 2014. Vol. 129. P. 156–162.
5. Камешков А. В., Бурмистров С. Ю., Абрамова Л. В., Тишов Н. В., Симанова Т. А. Оптимизация производства различных видов зимнего дизельного топлива путем сочетания процесса депарафинизации и обработки депрессорно-диспергирующими присадками на базе ООО «КИНЕФ» // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 3. С. 22–26.
6. Ivanchina E. D., Ivashkina E. N., Dolganova I. O., Belinskaya N. S. Mathematical modeling of multicomponent catalytic processes of petroleum refining and petrochemistry // Reviews in Chemical Engineering. 2019. In Press.
7. Belinskaya N. S., Frantsina E. V., Ivanchina E. D. Mathematical modelling of “reactor – stabilizer column” system in catalytic dewaxing of straight run and heavy gasoils // Chemical Engineering Journal. 2017. Vol. 329. P. 283–294.
8. Иванчина Э. Д., Белинская Н. С., Францина Е. В., Попова Н. В., Луценко А. С., Аверьянова Е. В. Прогнозирование активности катализатора процесса депарафинизации дизельных топлив на установке ООО «КИНЕФ» методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. 2017. № 4. С. 13–18.

9. ГОСТ Р ИСО 3839–2009. Нефтепродукты. Определение бромного числа дистиллятов и алифатических олефинов. Электронный метод. М.: Стандартинформ. 2010. 15 с.

10. МВИ-11-83-03. Методика выполнения измерений массовой доли индивидуальных парафиновых углеводородов и их фракций в потоках и средах технологического процесса выделения *n*-парафинов хроматографическим методом.

11. ГОСТ Р EN 12916–2012. Нефтепродукты. Определение типов ароматических углеводородов в средних дистиллятах. Метод высокоэффективной жидкостной хроматографии с детектированием по коэффициенту рефракции. М.: Стандартинформ. 2013. 15 с.

Belinskaya N. S., Frantsina E. V., Lutsenko A. S., Belozertseva N. E., Ivanchina E. D.
(National Research Tomsk Polytechnic University)

Improvement of the diesel fuel hydrodewaxing process effectiveness by the technological mode optimization through the use of the mathematical model

Abstract

The increase in the depth of oil refining can be achieved by introducing catalytic processes for the heavy oil residues conversion, by introduction of new highly efficient catalysts, by increasing the efficiency of both separate technological processes and chemical-technological systems. Increasing the efficiency of individual industrial devices and associated systems can be achieved by their operation in the optimal mode. When operating in optimal mode, the chemical process system is able to produce the maximum possible amount of the on-specification product in the most economically viable way. The optimal mode can be selected during industrial runs, which is often difficult and costly, or by means of calculations using a mathematical model of the process. In the present work, calculations were made using the mathematical model of the catalytic hydrodewaxing process. The following industrial data were used for

calculations: operating conditions of the plant, raw material characteristics. The influence of feedstock composition was shown. The prognostic calculations of the relative activity of the catalyst, the yield of diesel fuel under conditions of different technological modes were performed.

References

1. Kameshkov A. V. Development of technology for production of ecologically friendly winter and arctic grades of diesel fuel: dissertation for the degree of candidate of technical sciences / Saint-Peterburg: SPbGU, 2016. 160 p.
2. Lebedev B. L., Afanas'ev I. P., Ishmurzin A. V., Talalaev S. Yu., Shteba V. E., Kameshkov A. V., Domnin P. I. Production of winter diesel fuel in Russia. *Neftepererabotka i neftekhimiya – Petroleum refining and petrochemistry*, 2015, no. 4, pp. 19–27.
3. Ivanchina E. D., Belinskaya N. S., Frantsina E. V., Lutsenko A. S., Averyanova E. V. Influence of the hydrogen-containing gas circulation on the dewaxing catalyst activity. *Tekhnologii nefiti i gaza – Oil and gas technologies*. 2018, no. 2, pp. 8–13.
4. Stratiev D. S., Marinov I. M., Shishkova I. K., Dinkov R. K., Stratiev D. D. Investigation on feasibility to predict the content of saturate plus mono-nuclear aromatic hydrocarbons in vacuum gas oils from bulk properties and empirical correlations // *Fuel*. 2014. Vol. 129, pp. 156–162.
5. Kameshkov A. V., Burmistrov S. Yu., Abramova L. V., Tishov N. V., Simanova T. A. Optimization of production of various kinds of winter diesel by a combination of dewaxing process and processing with depressor-dispersive additives based on JSC «KINEF». *Neftepererabotka i neftekhimiya –*

Petroleum refining and petrochemistry. 2016, no. 3, pp. 22–26.

6. Ivanchina E. D., Ivashkina E. N., Dolganova I. O., Belinskaya N. S. Mathematical modeling of multicomponent catalytic processes of petroleum refining and petrochemistry // *Reviews in Chemical Engineering*. 2019. In Press.
7. Belinskaya N. S., Frantsina E. V., Ivanchina E. D. Mathematical modelling of “reactor – stabilizer column” system in catalytic dewaxing of straight run and heavy gasoils // *Chemical Engineering Journal*. 2017. Vol. 329. P. 283–294.
8. Ivanchina E. D., Belinskaya N. S., Frantsina E. V., Popova N. V., Lutsenko A. S., Averb'yanova E. V. Forecasting of catalyst activity of a process of diesel fuels dewaxing at the unit of JSC «KINEF» by a method of mathematical modelling. *Neftepererabotka i neftekhimiya – Petroleum refining and petrochemistry*. 2017, no. 4, pp. 13–18.
9. GOST R ISO 3839–2009. Petroleum products. Determination of bromine number of distillates and aliphatic olefins. Electrometric method [Nefteprodukty. Opredelenie bromnogo chisla distillyatov i alifaticeskikh olefinov. Elektrometricheskij metod]. Moscow: Standartinform. 2010. 15 p.
10. MVI-11-83–03. A technique for measuring the mass fraction of individual paraffinic hydrocarbons and their fractions in streams and media of the technological processes of n-paraffins extraction by the chromatographic method.
11. EN 12916–2012. Petroleum products. Determination of aromatic hydrocarbon types in middle distillates. High performance liquid chromatography method with refractive index detection. Moscow: Standartinform, 2013. 15 p.

Капустин В. М., д-р техн. наук, Хакимов Р. В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)
e-mail: hakimovroman@mail.ru

ИНДУСТРИЯ 4.0. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Ключевые слова: индустрия 4.0, цифровизация, автоматизация, нефтепереработка, информационные системы, BIM, цифровой актив, цифровой двойник, VR, AR, искусственный интеллект, большие данные, Big Data, промышленный интернет вещей, подключенное производство, connected plant.

В статье рассмотрены и разъяснены самые широко используемые технологии больших данных, применяемых в нефтегазовых компаниях преимущественно Даунстрим сектора, приведены различные методы анализа и обработки больших массивов инженерных данных. Описаны цели и задачи комплексного совершенствования технологий и методов управления процессами нефтепереработки и нефтехимии, способных на базе современных информационно-управленческих методов повысить качество продуктов производства и их эффективность. Обозначены преимущества использования цифровых двойников, которые постепенно позволяют достичь значительного повышения экономической эффективности как на уровне отдельно взятых инвестиционно-строительных проектов, так и на уровне компании в целом. Рассмотрены различные примеры использования технологий виртуальной и дополненной реальности. Описана концепция «цифровой завод» («подключенное производство»).

УДК 66.011:665.6

DOI 10.32758/2071-5951-2020-0-01-06-14

Введение

В современном мире развитие цифровых технологий, охватывающих широкий спектр отраслей промышленности, в том числе и нефтегазовую, является неотъемлемой частью стратегии развития бизнеса для любой компании, которая задумывается о своем будущем. Причины этому довольно прозрачны: перспективы внедрения таких технологий индустрии 4.0, как умное производство, интернет вещей, большие данные, нейросети, искусственный интеллект, виртуальная реальность, цифровые двойники и пр., тесно связаны с повышением эффективности производственных и бизнес-процессов. Благодаря передовым разработкам в области информационных систем виртуальные и физические объекты производства гибко взаимодействуют между собой на глобальном уровне.

Термин «Индустрия 4.0» родился в 2011 году на Ганноверской ярмарке в Германии и был предназначен для обозначения процесса коренного преобразования глобальных цепочек создания стоимости. Также следует отметить, что цифровые технологии, основанные на аппаратном и программном обеспечении и сетях, не являются новшеством, но с каждым годом уходя все дальше и дальше от третьей промышленной революции, становятся более усовершенствованными и интегрированными, вызывая трансформацию общества и глобальной экономики [1]. Именно поэтому профессора Массачусетского технологического института Эрик Бринйолфссон и Эндрю

МакАфи остроумно назвали этот период «вторым машинным веком» [2], используя это выражение в названии своей книги, изданной в 2014 году. В ней утверждают, что мир находится на грани эпидемоподобного взрыва, при котором последствия этих цифровых технологий проявятся «во всей своей красе» в автоматизации и создании «беспрецедентных вещей».

Главную тенденцию развития информационных технологий в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли в последние годы можно охарактеризовать как переход количества в качество. Объемы информации, получаемой из различных источников, постоянно растут в геометрической прогрессии, поэтому качественная обработка информации становится задачей номер один. Сбор информации сегодня уже не представляет особой сложности – снабдить датчиками можно все что угодно: от человека и отдельно взятой вещи до сложнейшей промышленной установки. Все эти многобайтные массивы данных должны быть превращены в полноценный актив, приносящий компании прибыль. В идеале полностью автоматизированный нефтеперерабатывающий завод – это завод, где информация с любых датчиков и о любых процессах накапливается, систематизируется, анализируется и ложится в основу моделей, позволяющих принимать стратегические решения на самом высоком уровне.

Исходя из вышесказанного, одно из ключевых понятий четвертой промышленной революции

является понятие «больших данных» или «Big data». Из множества источников можно найти различные определения данного названия. Например, Мерв Адриан из Gartner дал следующее определение: «Большие данные – это такие данные, захват, управление и обработку которых невозможно выполнить при помощи традиционных используемых аппаратных платформ и программных инструментов в течение промежутка времени, приемлемого для пользователей» [3]. Согласно отчету McKinsey Institute «Большие данные: новый рубеж для инноваций, конкуренции и производительности» (Big data: The next frontier for innovation, competition and productivity), термин «большие данные» относится к наборам данных, размер которых превосходит возможности типичных баз данных (БД) по занесению, хранению, управлению и анализу информации [4]. Исследовательская компания IDC считает, что «технологии big data описывают новое поколение технологий и архитектур, предназначенных для экономически целесообразного извлечения ценности из больших объемов самых разнообразных данных при помощи высокоскоростного захвата, исследования и/или анализа» [5]. По данным IDC (рис. 1) объемы информации в мире каждый год многократно увеличиваются. Как утверждают авторы исследования, в будущем гораздо важнее будет качество данных, а не их количество.

Основной причиной появления технологии «больших данных» был тот факт, что применявшиеся ранее для хранения и управления данными реляционные системы оказались не предназначены для работы с большими данными как с точки зрения их типов и разнообразия, так и скорости роста их объемов. Новые типы данных (текст, изображения, видео/аудио, логи посещений сайтов, геопространственные данные, данные с датчиков промышленных систем) требовали других легко масштабируемых и более дешевых технологий сбора, хранения и обработки. Такие технологии появились и активно используются в нефтеперерабатывающей отрасли во многих нефтегазовых компаниях РФ.

Среди самых распространенных технологий анализа и обработки больших данных в нефтеперерабатывающей отрасли можно выделить следующие:

- усовершенствованное управление технологическими процессами (APC);
- различные системы мониторинга данных;
- применение машинного обучения (Machine Learning) и систем прогностической или предиктивной аналитики на базе искусственного интеллекта и искусственных нейронных сетей;
- промышленный интернет вещей;
- использование виртуальной и дополненной реальности;
- создание цифровых двойников и BIM-моделей;
- внедрение подключенного производства (Connected Plant) или, как его иначе называют, «Цифровой завод».

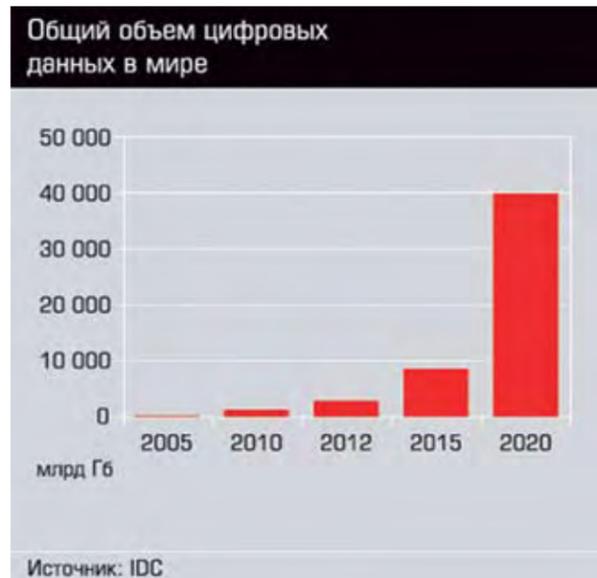


Рис. 1. Общий объем цифровых данных в мире

Все вышеперечисленные технологии тесно взаимосвязаны между собой. По мнению авторов статьи, данные направления индустрии 4.0, развивающиеся и внедряемые в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, можно объединить в «Цифровую инфраструктуру нефтепереработки», изображенную на рис. 2.

Важное место в развитии и внедрении новых цифровых технологий занимают совместные проекты нефтегазовых компаний с отечественными высшими учебными заведениями. Например, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина – это один из немногих вузов страны, который уделяет особое значение современным цифровым технологиям, которые сейчас активно развиваются в нефтегазовом секторе. В настоящее время в стенах университета ведется активная работа по разработке передовых информационных технологий в различных направлениях: использование



Рис. 2. Цифровая инфраструктура нефтепереработки

цифровых двойников оборудования НПЗ, применение искусственного интеллекта для прогнозирования отказов оборудования и превентивного технического обслуживания, использование самообучающихся нейронных сетей для диагностирования остаточного ресурса динамического оборудования, разработки цифровых моделей НПЗ для комплексного предиктивного управления заводом как единым целым и многое другое.

Анализ и обработка больших данных

В настоящее время в компаниях постоянно накапливается большое количество неструктурированных данных, таких как текстовые документы, изображения, видеозаписи, инженерные данные, машинные коды, информация с датчиков и систем, таблицы и пр. Вся она хранится на различных серверах, которые иногда находятся и за пределами организаций. К такому огромному массиву корпоративных данных всегда имеется доступ, но не всегда имеются необходимые инструменты, которые могли бы установить взаимосвязи между этими данными и сделать по ним необходимые расчеты. Традиционные способы анализа информации не могут угнаться за огромными объемами постоянно растущих и обновляемых данных. Решить данную проблему возможно, только используя современные технологии Big Data.

Можно выделить следующие особенности технологий Big Data [6, 7]:

- работа с информацией огромного объема и разнообразного состава;
- информация весьма часто обновляется и находится в разных источниках;
- качественно отличающийся метод открывающей аналитики для выявления практических знаний, которые непосредственно монетизируются в прибыль;
- наглядное отображение отчетов и возможности сценарного анализа («что, если...»);
- цель применения технологий Big Data – увеличение эффективности работы, создание новых продуктов и повышение конкурентоспособности.

Объем данных на нефтеперерабатывающих предприятиях растет за счет информации, полученной с датчиков, измерительных и «умных» устройств. Самыми перспективными датчиками считаются те, которые могут передавать данные в режиме реального времени. Все приборы и оборудование на НПЗ с помощью таких датчиков могут быть объединены в сеть, а технологии Big Data позволят обрабатывать информацию, поступающую с них и проводить необходимую обработку и анализ в автоматическом режиме. Например, с помощью массива данных, получаемых с датчика, о состоянии своего оборудования можно предсказывать оптимальное время для замены и обслуживания. Таким образом работают предиктивные системы, определяющие срок службы оборудования. Ранняя замена приведет к дополнительным расходам, а поздняя – к потере

прибыли вследствие простоя оборудования [8, 9].

В нефтегазовой отрасли анализ и обработка больших данных используется на всей технологической цепочке, начиная с разведки и добычи и заканчивая переработкой и логистикой. Большой объем накопленных данных становится активом компаний, таким же, как основные средства или финансовые вложения. Технологии big data описывают новое поколение технологий и архитектур, предназначенных для экономически целесообразного извлечения ценности из больших объемов разнообразных данных при помощи высокоскоростного захвата, исследования и анализа. Например, в «Газпром нефти» понимание новой реальности привело к процессу цифровой трансформации, реализующейся в том числе и через работу с большими данными [10]. Американская нефтеперерабатывающая компания Andeavor использовала данные, поступающие с установки атмосферной перегонки нефти, для построения аналитической модели энергопотребления, что в итоге помогло уменьшить затраты на газовое топливо, относящееся на НПЗ к одной из основных статей расходов.

На базе анализа и обработки больших данных построены множество передовых технологий, входящих в основу цифровизации производства. Самые распространенные из них будут описаны далее.

Усовершенствованное управление технологическим процессом

Повышение эффективности разработки проектов в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли можно добиться за счет улучшения управления процессами и обеспечения безопасности производства [11]. На протяжении последних 10–15 лет в целях повышения эффективности действующих производств началось интенсивное развитие технологий усовершенствованного управления, так называемых APC-систем (англ. Advanced Process Control – усовершенствованное управление технологическим процессом). Проекты разработки APC-систем требуют значительно меньших инвестиций, чем модернизация или реконструкция технологии производства, но позволяют повысить показатели технико-экономической эффективности производства на 0,2–5,0%. Окупаемость затрат на внедрение таких систем, как правило, составляет 6–12 мес. [12]. Имеется множество примеров усовершенствованных систем управления для различных процессов нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов, прежде всего зарубежных, когда результаты в отношении показателей технико-экономической эффективности существенно превосходят возможности ручного управления.

Основные функции, которые возможно обеспечить средствами автоматического управления при оптимизации производства, следующие [13]:

- диагностика функциональной исправности полевых средств автоматизации, формируемых

с помощью программных средств, что позволит устранить сбои в работе производств в автоматическом режиме работы системы управления;

- оперативная оценка адекватности моделей реальному процессу и адаптации моделей в случае потери их адекватности;

- оперативная оптимизация режимов работы технологической установки по технико-экономическим критериям;

- идентификация проблемных ситуаций и перевода технологического процесса в безопасные состояния с минимальными потерями показателей эффективности;

- поддержка принятия решений по управлению и обеспечению безопасности функций, выполняемых вручную, что позволит сократить количество ошибок, обусловленных воздействием человеческого фактора.

Принцип работы систем усовершенствованного управления технологическим процессом базируется на моделях технологических процессов; принятия решений и формирования управлений; оптимизации процессов; диагностики технических средств автоматизации и моделях верификации и актуализации данных. При этом для расчета технико-экономических показателей эффективности можно использовать как статические, так и динамические модели [14].

В настоящее время на российских нефтеперерабатывающих заводах внедрены APC-системы, в основном выполненные на программных платформах зарубежных производителей, таких как среда разработки и управления в реальном времени PACE (Platform for Advanced Electronic Cogrotation, Япония), инструменты разработки виртуальных анализаторов Proffit Optimizer, семейство APC-приложений Profit Suite (Honeywell, США), комплекс программно-технических средств реализации APC-проекта DMC plus (Aspen Tech, США), комплекс программно-технических средств моделирования и оптимизации процессов DMPS (CCS – Continuous Control Solution, Inc., США), продукты ALSPA (Alstom Power Automation) с приложениями CONTROPLANT, OPTIPLANT (Alstom, Франция) и других фирм, которых насчитывается порядка 20.

Подобные системы можно рассматривать в качестве систем автоматизированного проектирования (САПР) для APC-проектов. Одной из отечественных компаний, в которой ведутся работы в области разработки APC-проектов, является ООО «Контур Автоматизация». Кроме того, собственные разработки в области APC-систем имеют некоторые вузы, такие как РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Московский государственный университет (НИУ) имени Н. Э. Баумана.

Цифровые двойники

По всему миру происходит постепенное внедрение цифровых двойников во всех отраслях благодаря их эффективности. В сфере ТЭК они применяются как в нефтегазодобыче, так и на

объектах нефтеперерабатывающей промышленности. Многие из лидеров нефтяной отрасли уже проводят работы по внедрению цифровых двойников на своих предприятиях [15].

Цифровой двойник промышленного объекта представляет собой информационную платформу со сложной структурой, состоящей из множества взаимодействующих друг с другом модулей. Базой служит 3D модель объекта, к отдельным элементам которой прикреплены все сопутствующие чертежи и нормативные документы, а также данные, поступающие с датчиков и анализаторов в режиме реального времени. Спектр отслеживаемых параметров гораздо шире, чем при классической работе установок, так как достоверность предиктивной аналитики и результатов статистического анализа напрямую зависит от объема обрабатываемого массива данных.

Если представить цифровой двойник не отдельного оборудования, а всей установки, то появится возможность имитировать полный цикл технологического процесса, а также оптимизировать количество и расположение необходимого оборудования. Так как цифровой двойник наиболее эффективно создавать для нового производства, технологию его работы можно смоделировать еще на этапе проектирования и выявить возможные риски и недочеты, а также скорректировать проект без значительных затрат [16].

Анализ зарубежного опыта оценки экономической эффективности применения цифровых двойников показал, что использование технологий информационного моделирования постепенно позволяет достичь значительного повышения экономической эффективности как на уровне отдельных взятых инвестиционно-строительных проектов, так и на уровне организации в целом.

По всему миру происходит постепенное внедрение цифровых двойников во всех отраслях благодаря их эффективности. В сфере ТЭК они применяются как в нефтегазодобыче, так и на объектах нефтеперерабатывающей промышленности. Многие из лидеров нефтяной отрасли уже проводят работы по внедрению цифровых двойников на своих предприятиях [17]. Но как видно из рисунка 3, применение аналогичных цифровых моделей для объектов нефтегазовой отрасли находится на этапе своего развития.

Цифровой двойник промышленного объекта представляет собой информационную платформу со сложной структурой, состоящей из множества взаимодействующих друг с другом модулей. Базой служит 3D модель объекта, к отдельным элементам которой прикреплены все сопутствующие чертежи и нормативные документы, а также данные, поступающие с датчиков и анализаторов в режиме реального времени. Спектр отслеживаемых параметров гораздо шире, чем при классической работе установок, так как достоверность предиктивной аналитики и результатов статистического анализа напрямую зависит от объема обрабатываемого массива данных.

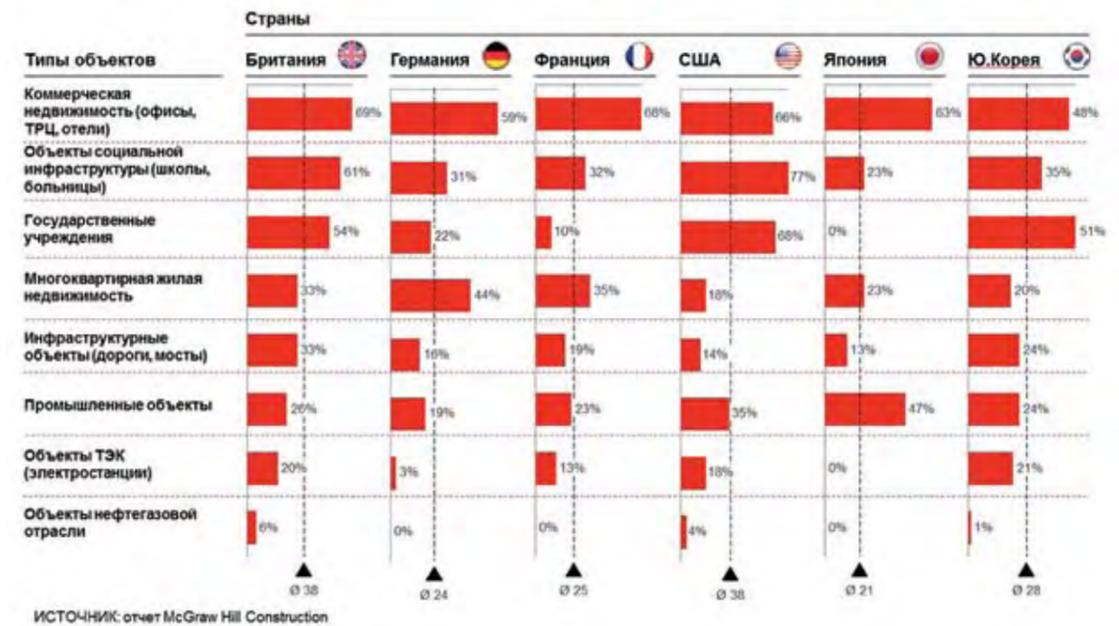


Рис. 3. График мирового применения цифровых моделей различных объектов строительства

Если представить цифровой двойник не отдельного оборудования, а всей установки, то появляется возможность имитировать полный цикл технологического процесса, а также оптимизировать количество и расположение необходимого оборудования. Так как цифровой двойник наиболее эффективно создавать для нового производства, технологию его работы можно смоделировать еще на этапе проектирования и выявить возможные риски и недочеты, а также скорректировать проект без значительных затрат [18].

Цифровой двойник можно представить и как электронный паспорт изделия, так как в нем отмечаются все данные о сырье, материалах, протекающих реакциях, испытаниях и лабораторных исследованиях. Это подразумевает, что вся информация, начиная с конструкторской документации и технологии производства и заканчивая правилами техобслуживания и утилизации, будет оцифрована и доступна для считывания устройствами и людьми. Такой принцип способствует эффективной эксплуатации, отслеживанию и более тонкому регулированию качества выпускаемой продукции.

Анализ зарубежного опыта оценки экономической эффективности применения цифровых двойников показал, что использование данной технологии постепенно позволяет достичь значительного повышения экономической эффективности как на уровне отдельных взятых инвестиционно-строительных проектов, так и на уровне организации в целом [19].

Результаты исследования экономических эффектов внедрения BIM:

- увеличение показателя чистой приведенной стоимости (NPV) примерно на 10–25 %;
- снижение времени окупаемости инвестиционно-строительного проекта в среднем на уровне

15–17 % по отношению к проектам, реализованным с применением традиционных технологий проектирования и управления проектами;

- сокращение времени, затрачиваемого на проектирование и формирование рабочей документации на 30 %;

- сокращение затрат, связанных с устранением коллизий на 100 %, так как происходит их выявление и ликвидация еще на стадии проектирования;

- наиболее достоверное составление смет, а также повышение точности расчета общей стоимости объекта, следовательно, сокращение расхождения с реальной стоимостью проекта до 2 %;

- сокращение затрат на стадии строительства и эксплуатации объекта до 30 % за счет снижения времени, необходимого для проведения работ, повышения эффективности;

- благодаря высокой степени автоматизации – увеличение производительности труда до 30 % и снижение операционных затрат на 7–15 %, преимущественно за счет исключения бумажного документооборота;

- сокращение административных расходов до 40 %.

Исследуя материалы, в которых собраны данные об авариях на нефтеперерабатывающих заводах в период с 1964 до 1992 года, можно выявить, что, например, потери предприятия за счет ошибок оператора оцениваются как 0,505 долл./тонн. Так, на 288 млн т переработанных в России за 2018 год по статистике приходится 2 млн т безвозвратных потерь. При внедрении цифровых технологий потери при нефтепереработке должны сократиться приблизительно на 20 % [19].

Технология цифрового двойника – помощника оператора – в настоящее время тестируется на Московском нефтеперерабатывающем заводе «Газпром нефти». Цифровой двойник помогает

оператору установки гидроочистки бензина от серы максимально эффективно управлять производственным объектом, используя данные непосредственно с источников в режиме реального времени [20].

Виртуальная и дополненная реальность

Требования к операторам, контролирующим сложные техпроцессы, постоянно растут, а вместе с ними усиливается и дефицит квалифицированных кадров в отрасли. Решением проблемы могут стать виртуальные 2D и 3D тренажеры для операторов (к примеру, пакет UniSim Competency). Такие программные решения напоминают компьютерную игру, построенную на основе панорамных фотографий реального производства, – для полевых операторов или динамические модели сложных производственных процессов в сочетании с реальными операторскими интерфейсами – для персонала диспетчерской. Усилить реалистичность нарабатываемого опыта можно с помощью очков виртуальной реальности. Пользуясь таким ПО, работодатель может настраивать спектр компетенций, которые необходимо развить у начинающих сотрудников, и контролировать прогресс в обучении [21]. Человек не просто услышит о том, как все замечательно устроено на нефтеперерабатывающих заводах, но сможет сам пройтись по цехам с помощью технологий виртуальной и дополненной реальности, отточить все методы работы с продуктами на специальных тренажерах.

На сегодняшний день среди вузов страны аналогичная обучающая система тренажеров разработана и внедрена только в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина на кафедре технологии переработки нефти. На базе данного тренажерного центра ведется обучение студентов и повышение квалификации работников нефтеперерабатывающей отрасли.

У большинства крупных российских нефтегазовых компаний существуют технопарки, в которых тестируются и разрабатываются новые технологические решения в области автоматизации нефтеперерабатывающих производств.

В одном из таких технопарков существует специальная лаборатория технологий виртуальной и дополненной реальности. VR-решения открывают новые возможности в обучении. Один из примеров – тренажер, который позволяет отрабатывать алгоритмы действий на установке нефтезавода. Благодаря VR-технологиям физическое присутствие уже не нужно – достаточно надеть очки и в учебном центре выполнить все необходимые действия [22].

Другое направление разработок технопарков – дополненная реальность. Она применяется для подсказок персоналу при выполнении работ. Наводя AR-устройство на оборудование, сотрудник получает всю необходимую информацию: параметры, время последнего обслуживания и др. Для неискушенного человека это выглядит

кадром из фантастического фильма, но, тем не менее, некоторые технологии уже внедрены на производстве, пусть и в виде прототипов. Сейчас идет поиск других идей практического применения виртуальной реальности для процессов нефтепереработки. И уже понятно, что за такими инновациями будущее [22].

Машинное обучение, искусственный интеллект и предиктивная аналитика

В последние годы объемы информации, получаемой из различных источников, растут в геометрической прогрессии, причем очень часто эта информация представляет собой сложносвязанные данные, подчиняющиеся неявным закономерностям. Поэтому главной задачей многих компаний стала разработка системы, способной анализировать, систематизировать и группировать огромный объем данных, запоминать созданные классификации и использовать их для обработки нового потока информации в гораздо меньшие сроки.

Современные тенденции развития инновационных цифровых технологий, которые можно применять в различных сферах нефтегазового сектора, в том числе и в нефтепереработке, подтолкнули разработчиков на создание новых алгоритмов и методов машинного обучения без учителя для построения вероятностных моделей данных на базе искусственного интеллекта.

В основе таких систем использовался принцип действия искусственных нейронных сетей, которые представляют собой математическую модель, а также ее программное или аппаратное воплощение. Важнейшая особенность нейронных сетей, которая свидетельствует о ее широких возможностях и огромном потенциале, состоит в способности к обучению и обобщению накопленной информации и обладает чертами искусственного интеллекта. Другими словами, натренированная на ограниченном множестве данных искусственная нейронная сеть способна обобщить полученную информацию и показать хорошие результаты в предсказании на данных, не использовавшихся при ее обучении.

Технологии машинного обучения и искусственного интеллекта также позволяют решить вопросы предиктивной аналитики данных. Такие решения используют исторические данные об эксплуатационных характеристиках каждого энергетического актива и сравнивают их с эксплуатационными данными реального времени для обнаружения мельчайших изменений в характеристиках оборудования. Предиктивная аналитика помогает выявлять изменения в поведении систем задолго до срабатывания традиционных механизмов сигнализации, что позволяет получить больше времени на анализ и проведение корректирующих мероприятий. В частности, она предлагает следующие возможности:

- организованный подход к техническому обслуживанию нефтегазового оборудования и управлению технологическими процессами;

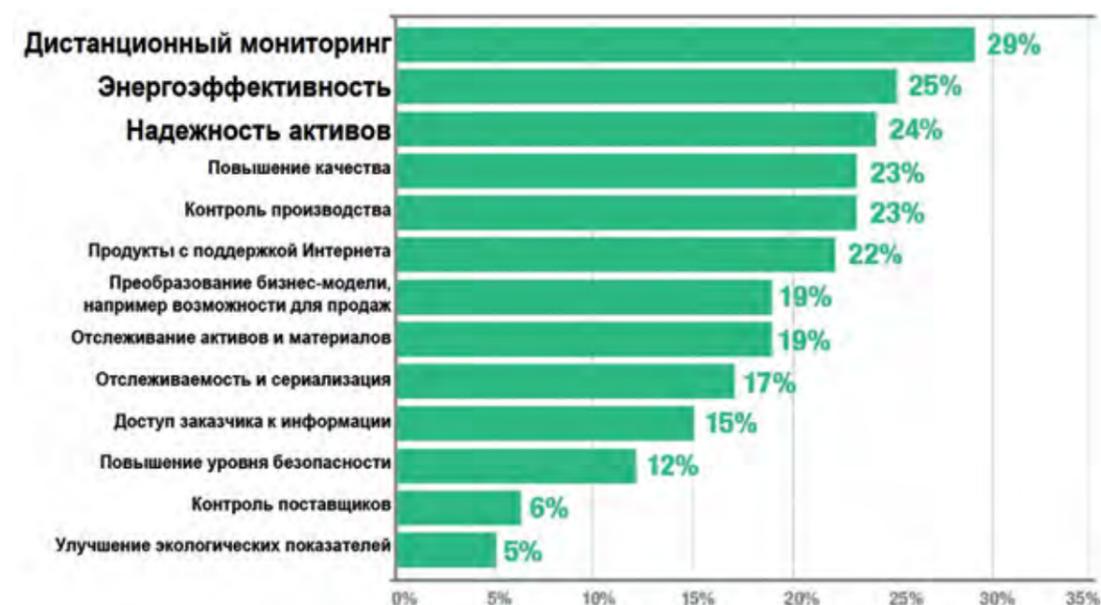


Рис. 4. Примеры использования промышленного интернета вещей

- обнаружение и сокращение потенциальных эксплуатационных и финансовых рисков, а также предотвращение ситуаций, представляющих угрозу для персонала или рабочих процессов;

- использование актуальных данных для оптимизации производственных процессов.

Хотелось бы отметить, что в основе работы вышеупомянутых цифровых двойников лежит технология искусственного интеллекта на базе нейросетей. Ее плюс – это не только быстрое построение сложной прогнозной модели, но и постоянное обучение. Нейросеть сама находит ошибки, исправляет их, тем самым постоянно улучшает свою работу и точность прогноза. Тестируемый цифровой двойник помогает оператору выбирать самые эффективные режимы работы установки с учетом всех параметров: производственной эффективности, надежности, возможной нагрузки на окружающую среду и энергоэффективности. В том числе цифровой двойник прогнозирует содержание в будущем бензине содержание серы – главного показателя, определяющего экологический стандарт топлива, и позволяет своевременно корректировать параметры технологического процесса.

Цифровой завод

Реализуя проекты модернизации, нефтеперерабатывающие компании всегда стремятся достичь максимальной производительности благодаря бесперебойной работе, высокого уровня промышленной безопасности и защищенности от киберугроз, сокращения издержек, в том числе за счет совершенствования технологий производства и повышения энергоэффективности.

Одним из самых эффективных решений этих задач сегодня становится концепция «цифровой завод», также известная как Connected Plant («подключенное предприятие») или Smart Plant («умный завод»).

Концепция цифрового завода предполагает непрерывный мониторинг состояния каждого актива, каждого элемента оборудования в совокупности с каждой стадией производственного процесса, реализация такой концепции позволяет получать обоснованные управленческие решения. Кроме того, цифровой НПЗ подключен к информационному пространству, где связываются производители оборудования и сервисные компании. Такая среда взаимодействия обеспечивает мгновенный обмен информацией между участниками, что имеет прямое влияние на качество принятия решений, а значит, гарантирует отсутствие аварий и простоев [21].

По мнению экспертов Honeywell, концепция Connected Plant предполагает соединение процессов, активов и людей для непрерывного поддержания эффективности производства.

В основе концепции «цифрового завода» лежит так называемый промышленный интернет вещей (IIoT). Промышленный интернет вещей – это скоординированная система ИТ-инструментов для автоматического сбора и передачи потоков Big Data с технологического оборудования на облачный сервер в целях анализа данных и формирования рекомендаций, в том числе с помощью методов Machine Learning [23]. На рисунке 4 изображены примеры использования промышленного Интернета вещей, опубликованного компанией Honeywell.

Заключение

Сегмент downstream – обширное поле для использования цифровых технологий нового поколения. Тотальная автоматизация НПЗ сегодня генерирует колоссальные потоки информации, поступающие с сотен тысяч датчиков и приборов. Системы спутниковой навигации позволяют отслеживать каждый элемент транспортной сети в режиме реального времени. Сбытовые сети накопили массу статистики о зависимости баланса

спроса и предложения в зависимости от внешних факторов. Использовать эти данные в управлении бизнесом по-настоящему эффективно можно лишь с помощью технологий Индустрии 4.0.

На сегодняшний день в нефтеперерабатывающей отрасли без инновационных проектов цифровой трансформации невозможно получить конкурентные преимущества и укрепить позиции среди отраслевых технологических лидеров. Цифровизация – важный элемент стратегии компаний и ускоренное технологическое развитие во всех областях деятельности за счет ускоренного тиражирования апробированных цифровых решений. Фокус на внедрении цифровых технологий позволит повысить прозрачность, управляемость и скорость принятия решений по всей производственной цепочке нефтегазовых компаний, а также укрепить основу развивающейся цифровой экономики в России.

В настоящий момент для достижения высоких результатов в цифровизации очень важное значение имеет сотрудничество и объединение научных, производственных и коммерческих ресурсов страны. Только объединив усилия и создав платформы для совместного сотрудничества возможно в кратчайшие сроки реализовать все задуманные передовые системные решения.

В эпоху четвертой промышленной революции креативные идеи и инновационные решения становятся важной составляющей развития не только российской нефтепереработки, но и всей нефтегазовой отрасли в целом.

Резюмируя вышесказанное, авторы статьи полностью согласны с утверждением аналитиков из IDC, которые считают, что «не все данные одинаково важны, а без контекста они и вовсе бесполезны. В этот период перемен лидерство будет принадлежать организациям, которые сумеют определить наиболее критичные подгруппы информации с максимальным влиянием на нужную сферу деятельности и сосредоточиться именно на них» [5].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шваб К. Четвертая промышленная революция. М.: Эксмо, 2016, 209 с.
2. Эрик Бриниолфссон и Эндрю МакАфи. Вторая эра машин: работа, прогресс и процветание в эпоху блестящих технологий // Изд-во W. W. Norton & Company, 2014.
3. Merv Adrian's Recent Gartner Activity. URL: <https://www.gartner.com/analyst/38961/Merv-Adrian>.
4. Manyika J., Chui M., Brown B., Bughin J., Dobbs R., Roxburgh Ch., Hung Byers A. Big data: The next frontier for innovation, competition, and productivity // McKinsey & Company. 2011. 156 p.
5. Grantz J., Reinsel D. The digital universe in 2020: Big Data, Bigger Digital Shadows and Biggest Growth in the Far East – United States. IDC View, 2013. URL: <http://www.emc.com/collateral/analyst-reports/idc-digital-universe-united-states.pdf> (August 17, 2015).
6. Тиндал Сьюзен. Большие данные: все, что

вам необходимо знать. PC Week/RE, 2012, № 25 (810). URL: <http://www.pcweek.ru/idea/article/detail.php?ID=141962>

7. Gantz John, Reinsel David. The digital universe in 2020: Big Data, Bigger Digital Shadows, and Biggest Growth in the Far East. URL: <http://www.emc.com/collateral/analyst-reports/idc-the-digital-universe-in-2020.pdf>

8. Большие данные (Big Data). URL: [http://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%91%D0%B%D0%BB%D1%8C%D1%88%D0%B8%D0%B5_%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_\(Big_Data\)](http://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F:%D0%91%D0%B%D0%BB%D1%8C%D1%88%D0%B8%D0%B5_%D0%B4%D0%B0%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B5_(Big_Data))

9. Acquia, Examples of Big Data Projects. URL: <http://www.acquia.com/examples-big-data-projects>

10. Макевнин Б. Цифровая нефть // Сибирская нефть. 2017. № 9/146. С. 10–15.

11. Дозорцев В. М., Ицкович Э. Л., Кнеллер Д. В. Усовершенствованное управление технологическими процессами (АПС): 10 лет в России // Автоматизация в промышленности. 2013. № 1. С. 12–19.

12. Справочник современных АСУ ТП // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. 1987. № 3. С. 99–133.

13. Веревкин А. П., Муртазин Т. М., Насибуллин Ф. Г. Модернизация систем управления и обеспечения безопасности как инструмент повышения эффективности процессов переработки нефти и газа // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2019. № 10. С. 12–17.

14. Веревкин А. П., Муртазин Т. М. Адаптация моделей для оперативного управления технологическими процессами по технико-экономическим показателям // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2016. № 11. С. 14–19.

15. Бачурина С. С. Инвестиционная составляющая в проектах внедрения BIM-технологий // Вестник МГСУ. 2016. № 2. С. 126–134.

16. Воробьев А. В., Тчаро Х. Цифровизация нефтяной отрасли Казахстана // Проблемы недропользования, 2018. № 1(16). С. 66–75.

17. Sukhorukov A. I., Koryagin N. D., Eroshkin S. Y., Kovkov D. V. Modeling of the process of generating analog information in the problems of the digital economy // Proceedings of 2017 Tenth International Conference "Management Of Large-Scale System Development" (MLSD), 2017, p. 1–3.

18. Roland R., Wlchert G., Lo G., Bettenhausen. About the importance of autonomy and digital twins for the future of manufacturing // IFAC-PapersOnLine, 2015. № 3(48), p. 567–572.

19. Bolton R., McColl-Kennedy J., Cheung L., Gallan A., Orsingher C., Witell L., Zaki M. Customer experience challenges: Bringing together digital, physical and social realms // Journal of Service Management, 2018. № 29(5), p. 776–808.

20. Орлов С. Управление эффективностью // Сибирская нефть. 2017. № 9/146. С. 22–27.

21. Современный НПЗ должен быть цифровым // ЭНЕРГАЗ. Интернет-портал сообщества ТЭК. URL: <http://www.energyland.info>

22. Новые цифровые технологии, квадрокоптеры, виртуальная и дополненная реальность и другие

прорывные решения для нефтепереработки // Новый Омск. 2017. URL: https://newsomsk.ru/news/67648-nove_tsifrove_tehnologii_kvadrokopter_virtualnaya/

23. Сильченко Ю. IoT в промышленных компаниях России // CFO Russia. 2018. URL: <https://www.cfo-russia.ru/issledovaniya/index.php?article=46557>

Kapustin V. M., Khakimov R. V.

(Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)).

Industry 4.0. The main development directions of digitalization in refinery

Keywords: industry 4.0, digitalization, automation, oil refining, information systems, BIM, digital asset, digital double, VR, AR, artificial intelligence, Internet of things, big data, Big Data, industrial Internet of things, connected production, connected plant.

Abstract

The article examined and explained the most widely used big data technologies used in oil and gas companies primarily in the Downstream sector, briefly described various methods of analysis and processing of large amounts of engineering data. The goals and objectives of the comprehensive improvement of technologies and methods for controlling oil refining and petrochemical processes that are capable of improving the quality of production products and their effectiveness on the basis of modern information management methods are described. The advantages of using digital twins are indicated, which gradually allow to achieve a significant increase in economic efficiency both at the level of individual investment and construction projects, and at the level of the company as a whole. Various examples of the use of virtual and augmented reality technologies are considered. The concept of “digital factory” (“connected plant”) is described.

References

1. Shvab K. The Fourth Industrial Revolution. – M.: Eksmo, 2016, 209 p.
2. Eric Brynjolfsson, Andrew McAfee “The second machine age” // W. W. Norton & Company, 2014.
3. Merv Adrian's Recent Gartner Activity [Electronic resource]. - <https://www.gartner.com/analyst/38961/Merv-Adrian>.
4. Manyika J., Chui M., Brown B., Bughin J., Dobbs R., Roxburgh Ch., Hung Byers A. Big data: The next frontier for innovation, competition, and productivity // McKinsey & Company. 2011. 156 p.
5. Grantz J., Reinsel D. Big Data, Bigger Digital Shadows and Biggest Growth in the Far East – United States. IDC View, 2013. URL: <http://www.emc.com/collateral/analyst-reports/idc-digital-universe-united-states.pdf>.
6. Tyndall Susan. Big data: everything you need to know. PC Week // RE, 2012, No. 25 (810). URL: <http://www.pcweek.ru/idea/article/detail.php?ID=141962>

7. Gantz John, Reinsel D. The digital universe in 2020. URL: <http://www.emc.com/collateral/analyst-reports/idc-the-digital-universe-in-2020.pdf>

8. Big data. URL: <http://www.tadviser.ru/index.php/>

9. Acquia, Examples of Big Data Projects. URL: <http://www.acquia.com/examples-big-data-projects>.

10. Makevnin B. Digital Oil // Sibirskaya neft' = Siberian Oil. 2017; No 9/146:10–15p. (In Russ.)

11. Dozortsev V. M., Itskovich E. L., Kneller D. V. Advanced Process Control (APC): 10 Years in Russia. // Avtomatizatsiya v promyshlennosti. = Industrial Automation 2013; No 1:12–19p. (In Russ.)

12. Handbook for Advanced Automatic Process Control Systems. Neft', gaz i neftekimiya za rubezhom = Oil, Gas and Petrochemistry Abroad. 1987; No 3:99–133p. (In Russ.)

13. Verevkin A. P., Murtazin T. M., Nasibullin F. G. Advanced Process Control and Safety Systems as a Tool for Increased Oil and Gas Processing Efficiency // Territoriya «NEFTEGAZ» [Oil and Gas Territory]. 2019; No 10:12–17p. (In Russ.)

14. Verevkin A. P., Murtazin T. M. Models customizing for real-time process control by technical-economic values // Territoriya “NEFTEGAZ” = Oil and gas territory. 2016; No 11:16–21p. (In Russ.)

15. Bachurina. S. S. Investment component in BIM technology implementation projects // Vestnik MGSU = Messenger of MSCU, 2016; No 2:126–134p.

16. Vorob'yev A. V., Tcharo K. H. Digitalization of the oil industry of Kazakhstan // Problemy nedropol'zovaniya = Subsoil Use Problems, 2018; No 1(16):66–75p.

17. Sukhorukov A. I., Koryagin N. D., Eroshkin S. Y., Kovkov D. V. Modeling of the process of generating analog information in the problems of the digital economy // Proceedings of 2017 Tenth International Conference “Management Of Large-Scale System Development” (MLSD), 2017; 1–3p.

18. Roland R., Wlchert G., Lo G., Bettenhausen. About the importance of autonomy and digital twins for the future of manufacturing // IFAC-PapersOnLine, 2015; No 3(48):567–572p.

19. Bolton R., McColl-Kennedy J., Cheung L., Gallan A., Orsingher C., Witell L., Zaki M. Customer experience challenges: Bringing together digital, physical and social realms // Journal of Service Management, 2018; No 29(5):776–808p.

20. Орлов С. Efficiency Management. // Sibirskaya neft' = Siberian Oil. 2017; No 9/146:22–27p.

21. Modern refinery must be digital // ENERGAZ. Internet-portal soobshchestva TEK = Fuel and Energy Community Online Portal. URL: <http://www.energyland.info>.

22. New digital technologies, quadcopters, virtual and augmented reality and other breakthrough solutions for oil refining // Novyy Omsk. = New Omsk, 2017. URL: https://newsomsk.ru/news/67648-nove_tsifrove_tehnologii_kvadrokopter_virtualnaya/

23. Sil'chenko YU. IoT in Russian industrial companies // CFO Russia. 2018. URL: <https://www.cfo-russia.ru/issledovaniya/index.php?article=46557>

Ивашкина Е. Н.¹, д-р техн. наук, Назарова Г. Ю.¹, Иванчина Э. Д.¹, Воробьев А. М.², Антонов А. В.¹, Калиев Т. А.¹, Бурумбаева Г. Р.³, Межова М. Ю.¹
 (¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия; ²Университет Саутгемптона, Великобритания; ³ТОО «Павлодарский нефтехимический завод», Павлодар, Казахстан)

Таблица 1

Состав сырья установки каталитического крекинга для проведения оптимизационных расчетов			
Характеристика	Содержание, %масс.		
	№ 2	№ 5	№ 6
Насыщенные углеводороды	59,00	65,90	72,60
Ароматические углеводороды	36,60	30,10	25,10
Смолы	4,44	4,00	2,30

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕСТАЦИОНАРНОЙ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Ключевые слова: каталитический крекинг, математическое моделирование, кинетическая схема, прогнозирование, оптимизация, материальный баланс, тепловой баланс, цеолитсодержащий катализатор, дезактивация катализатора, кокс.

В статье разработана математическая модель процесса каталитического крекинга на основе термодинамических и кинетических закономерностей превращений углеводородов и дезактивации катализатора, обеспечивающая прогнозирование показателей процесса каталитического крекинга вакуумного дистиллята из тяжелой казахстанской и западносибирской нефти. Математическая модель позволяет прогнозировать выход и состав продуктов крекинга в зависимости от свойств перерабатываемого сырья и режимов работы лифт-реактора. С применением математической модели были разработаны практически значимые рекомендации по организации технологического режима работы лифт-реактора для обеспечения максимально возможного выхода бензина (52,6–56,1 %масс.), пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций (8,3–11,2 и 15,2–20,1 %масс.) при переработке высокопарафинистого и высокосмолистого сырья.

УДК 66.011

DOI: 10.32758/2782-3040-2021-0-0-12-21

Введение

Проблема прогнозирования работы и оптимизации процессов каталитического крекинга с учетом состава сырья и активности применяемых катализаторов актуальна для действующих промышленных установок [1].

Непрерывное изменение характеристик перерабатываемого сырья по групповому и фракционному составу [2] значительно влияет на выход продуктов каталитического крекинга и кокса [3].

Кроме того, увеличение содержания кокса на катализаторе при переработке утяжеленного нефтяного сырья [4] способствует повышению температуры катализатора на стадии регенерации, в связи с этим требуется существенная корректировка режимов работы реактора, поскольку передача тепла осуществляется за счет нагрева катализаторного потока в регенераторе и регулируется путем изменения кратности его циркуляции и температуры сырья. При этом важно

регулировать скорость образования кокса, поскольку выделяющееся тепло при его окислении в процессе регенерации, с одной стороны, должно быть достаточным для обеспечения теплового режима работы реактора, с другой стороны, не вызывать существенную дезактивацию катализатора, не превышать допустимой производительности регенератора и не нарушать тепловой баланс [5].

Поэтому для обеспечения высокого выхода и качества получаемых нефтепродуктов требуется оптимизация технологических режимов работы действующих установок, основанная на использовании надежных математических моделей. При этом крайне важен учет термодинамических и кинетических закономерностей процесса с участием высокомолекулярных углеводородов, что, с одной стороны, значительно усложняет этапы разработки модели, а с другой стороны, повышает точность и прогнозирующую способность разрабатываемых моделей [6–8].

Цель работы – повышение эффективности и прогнозирование выхода и качества продуктов процесса каталитического крекинга вакуумного дистиллята из смеси парафинистой казахстанской и западносибирской нефти с применением математической модели, при изменении состава сырья и параметров технологического режима.

Характеристика объекта и методов исследования

Объектом исследования является процесс глубокой переработки нефти – каталитический крекинг гидроочищенного вакуумного дистиллята.

В качестве исходного материала использовались образцы гидроочищенного вакуумного дистиллята, продукты процесса каталитического крекинга: газы олефинового ряда, нестабильный бензин, фракции 195–340 °С, фракции >420 °С и побочный продукт – кокс. Также в исследовании проанализированы параметры операционных окон (технологический режим работы) реакторно-регенераторного блока за длительный период его фактической работы.

Методологической основой проведения исследований стала стратегия системного анализа и метод математического моделирования. Данный подход включает группу физико-химических методов для экспериментального исследования высокомолекулярных нефтяных фракций, полученных из смеси парафинистой казахстанской и западносибирской нефти, и катализаторов крекинга, методов квантово-химического моделирования для оценки термодинамических параметров целевых и побочных реакций, а также методов математической статистики для обработки экспериментальных данных и анализа адекватности модели процесса каталитического крекинга. Применение указанных методов обеспечивает установление термодинамических и кинетических закономерностей превращений высокомолекулярных углеводородов вакуумного дистиллята в условиях каталитического крекинга [9].

Результаты

На начальном этапе были выполнены лабораторные испытания для установления состава сырья. Для проведения оптимизационных расчетов технологических параметров каталитического крекинга было выбрано три типа сырья, различных по составу (табл. 1).

В соответствии с табл. 1, сырье № 6 характеризуется большим содержанием насыщенных углеводородов (72,6 %масс.) и низким содержанием ароматических углеводородов и смол по сравнению с сырьем № 2 и № 5.

Для разработки математической модели процесса каталитического крекинга были выполнены следующие этапы:

- разработка системы дифференциальных уравнений материального и теплового балансов процесса каталитического крекинга на базе установленных термодинамических закономерностей реакций с образованием компонентов ППФ, ББФ и сухого газа, в состав которой включены кинетические уравнения для описания скорости химических превращений углеводородов;
 - описание дезактивации микросферического цеолитсодержащего катализатора каталитического крекинга в процессе эксплуатации в лифт-реакторе в результате отложения кокса на его поверхности на основе результатов исследования катализатора;
 - определение кинетических параметров реакций, протекающих в процессе каталитического крекинга гидроочищенного вакуумного дистиллята;
 - верификация математической модели процесса каталитического крекинга на основе данных промышленной эксплуатации лифт-реактора.
- Математическая модель представлена системой обыкновенных дифференциальных уравнений материального и теплового балансов реактора идеального вытеснения:

$$\begin{cases} \frac{dC_i}{d\tau} = \sum_{j=1}^{18} (\pm \psi \cdot (W_j - W_{-j})) \\ \rho_{cm} c_{cm} \frac{dT}{d\tau} = \sum_{j=1}^{18} (\pm \psi \cdot ((\Delta_r H_T^0) \cdot W)_j - ((\Delta_r H_T^0) \cdot W)_{-j}) \end{cases} \quad (1)$$

начальные условия $T_0 = T_{н.р.}$, $C_i = C_{i,0}$, где C_i – концентрации i -й группы углеводородов, моль/м³; τ – время контакта, с; j – порядковый номер реакции; ψ – параметр дезактивации катализатора, учитывающий влияние кокса; T – температура потока, К; W_j , W_{-j} – скорости прямой и обратной реакций, моль/(см³); $(\Delta_r H_T^0)_j$, $(\Delta_r H_T^0)_{-j}$ – тепловой эффект прямой и обратной реакций, кДж/моль; ρ_{cm} , c_{cm} – плотность, теплоемкость потока, кг/м³, кДж/кгК; $T_{н.р.}$ – температура теплового равновесия сырья и катализатора, К.

Время контакта сырья и катализатора определено по уравнению (2):

$$\tau = V_r / (V_r + V_{cat}), \quad (2)$$

где V_r – объем реактора, м³; V_r – объемный расход сырья, м³/с; V_{cat} – объемный расход катализатора, м³/с.

Кинетическая составляющая математической модели процесса каталитического крекинга включает в себя кинетические уравнения, которые

$$\begin{aligned} \frac{dC_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}}}{d\tau} &= -\vec{k}_1 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} + \overleftarrow{k}_1 C_{\text{Алканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \vec{k}_2 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} + \overleftarrow{k}_2 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}}; \\ \frac{dC_{\text{Алканы } C_5-C_{12}}}{d\tau} &= \vec{k}_1 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} - \overleftarrow{k}_1 C_{\text{Алканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \vec{k}_6 C_{\text{Алканы } C_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_6 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}}; \\ \frac{dC_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}}}{d\tau} &= \vec{k}_2 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} - \overleftarrow{k}_2 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \vec{k}_7 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_7 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}} + \vec{k}_{14} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \\ &\quad - \overleftarrow{k}_{14} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}}; \\ \frac{dC_{\text{НУС}_5-C_{12}}}{d\tau} &= \vec{k}_1 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} - \overleftarrow{k}_1 C_{\text{Алканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \vec{k}_2 C_{\text{Алканы } C_{13}-C_{40}} + 2\vec{k}_3 C_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}} - \overleftarrow{k}_2 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \\ &\quad - 2\vec{k}_3 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + 2\vec{k}_4 C_{\text{АУВМ}} - 2\vec{k}_4 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} - \vec{k}_9 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_9 C_{\text{ББФ}} - \vec{k}_{10} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_{10} C_{\text{ППФ}} - \\ &\quad - \vec{k}_8 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_8 C_{\text{ГАЗ}} + \vec{k}_{11} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{11} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \vec{k}_{13} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{ППФ}} + \overleftarrow{k}_{13} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Н}_2} - \vec{k}_{12} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \\ &\quad + \overleftarrow{k}_{12} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - 2\vec{k}_{14} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + 2\vec{k}_{14} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + \\ &\quad + \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{16} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_{16} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2}; \\ \frac{dC_{\text{ППФ}}}{d\tau} &= \vec{k}_6 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_6 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}} + \overleftarrow{k}_7 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_7 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}} + 2\vec{k}_{10} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - 2\vec{k}_{10} C_{\text{ППФ}} - \overleftarrow{k}_{13} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{ППФ}} + \\ &\quad + \overleftarrow{k}_{13} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Н}_2}; \\ \frac{dC_{\text{ББФ}}}{d\tau} &= \vec{k}_6 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_6 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}} + \overleftarrow{k}_7 C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_7 C_{\text{ППФ}} C_{\text{ББФ}} + 2\vec{k}_9 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - 2\vec{k}_9 C_{\text{ББФ}}; \\ \frac{dC_{\text{ГАЗ}}}{d\tau} &= 2\vec{k}_8 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_9 C_{\text{ГАЗ}}; \\ \frac{dC_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}}}{d\tau} &= \vec{k}_{12} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{12} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + \vec{k}_3 C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_3 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + \vec{k}_{14} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \\ &\quad - \overleftarrow{k}_{14} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} + \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}}; \\ \frac{dC_{\text{АУС}_6-C_{12}}}{d\tau} &= \vec{k}_4 C_{\text{АУВМ}} - \overleftarrow{k}_4 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{11} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} + \overleftarrow{k}_{11} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \vec{k}_{13} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{ППФ}} - \overleftarrow{k}_{13} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Н}_2} + \\ &\quad + \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_{15} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{Изоалканы } C_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{16} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + \overleftarrow{k}_{16} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2}; \\ \frac{dC_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}}}{d\tau} &= -\vec{k}_3 C_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}} + \overleftarrow{k}_3 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{Циклоалканы } C_5-C_{11}} - \overleftarrow{k}_5 C_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}} + \overleftarrow{k}_5 C_{\text{АУВМ}} C_{\text{Н}_2}; \\ \frac{dC_{\text{АУВМ}}}{d\tau} &= -\vec{k}_4 C_{\text{АУВМ}} + \overleftarrow{k}_4 C_{\text{НУС}_5-C_{12}} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} + \vec{k}_5 C_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}} - \overleftarrow{k}_5 C_{\text{АУВМ}} C_{\text{Н}_2} - 2\vec{k}_{17} C_{\text{Ароматика } \text{ВМ}} + 2\overleftarrow{k}_{17} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2}; \\ \frac{dC_{\text{КАС}}}{d\tau} &= \vec{k}_{16} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} - \overleftarrow{k}_{16} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2} + \vec{k}_{17} C_{\text{Ароматика } \text{ВМ}} + \overleftarrow{k}_{17} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2} - \overleftarrow{k}_{18} C_{\text{КАС}} + \overleftarrow{k}_{18} C_{\text{КОКС}} C_{\text{Н}_2}^3; \\ \frac{dC_{\text{КОКС}}}{d\tau} &= \overleftarrow{k}_{18} C_{\text{КАС}} + \overleftarrow{k}_{18} C_{\text{КОКС}} C_{\text{Н}_2}^3; \\ \frac{dC_{\text{Н}_2}}{d\tau} &= 2\vec{k}_5 C_{\text{Циклоалканы } \text{ВМ}} - 2\overleftarrow{k}_5 C_{\text{АУВМ}} C_{\text{Н}_2}^2 + 2\vec{k}_{16} C_{\text{АУС}_6-C_{12}} C_{\text{НУС}_5-C_{12}} + 2\vec{k}_{17} C_{\text{Ароматика } \text{ВМ}} - \overleftarrow{k}_{17} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2}^2 + 3\vec{k}_{18} C_{\text{КАС}} + \\ &\quad + \overleftarrow{k}_{18} C_{\text{КОКС}} C_{\text{Н}_2}^3 - 2\overleftarrow{k}_{16} C_{\text{КАС}} C_{\text{Н}_2}^2; \end{aligned}$$

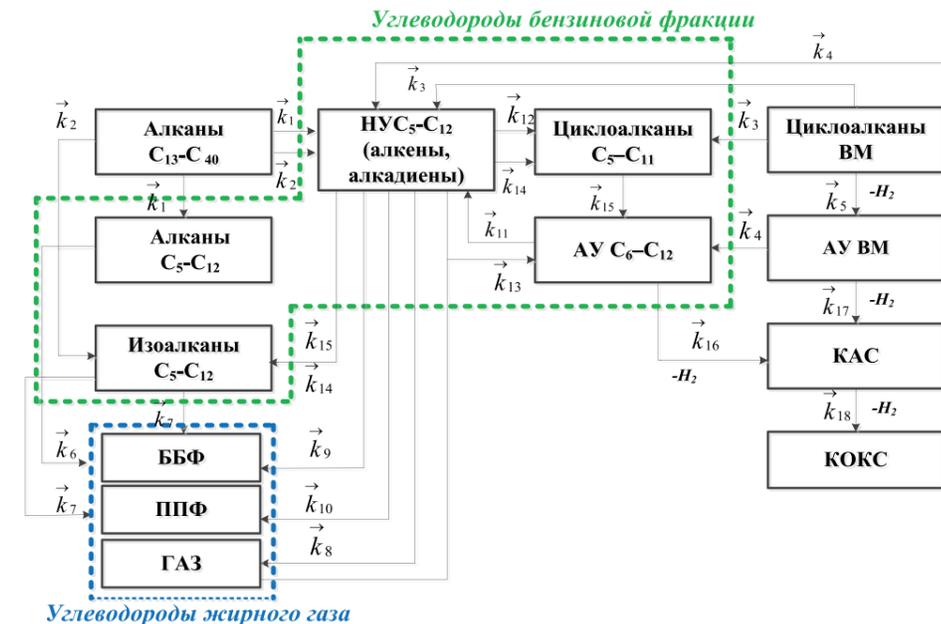


Рис. 1. Формализованная схема превращений углеводородов в процессе каталитического крекинга: ГАЗ (C₁, C₂), КАС (высокомолекулярные многоядерные цикло-ареновые соединения, смолы), АУ ВМ (моно- и полицикло-ареновые структуры (среднее число ареновых колец – 1,6–3,2 ед. – для сырья, среднее число колец в циклоалканах – 0,8–1,5 ед. – для сырья)), НУ С5 (алкены и алкадиены)

описывают изменение концентрации реагирующих веществ по времени контакта сырья и катализатора, со следующими условиями: $\tau = 0, C_i = C_{i0}$, где i – определенная группа углеводородов.

Разработанная математическая модель пригодна для прогнозирования содержания углеводородов бензина в продуктах крекинга, ППФ, ББФ и сухого газа. Благодаря учету реакций, приводящих к коксообразованию, модель учитывает изменение концентрации кокса на катализаторе в соответствии с формализованной схемой превращений углеводородов (рис. 1).

Обратимая дезактивация катализатора коксом учтена путем введения в модель функции изменения активности от содержания кокса на катализаторе и зависит от характеристик перерабатываемого сырья и технологических условий процесса. Установленные закономерности изменения активности цеолитсодержащего катализа-

тора в зависимости от скорости коксообразования обеспечивают надежное прогнозирование состава и выхода компонентов моторных топлив и ценных углеводородных газов. При увеличении в сырье содержания смол с 2,60 до 4,75 % масс. содержание кокса на катализаторе увеличивается с 0,54 до 1,00 % масс., при этом активность цеолитсодержащего катализатора уменьшается с 0,87 до 0,76, что приводит к снижению суммарного выхода бензиновой фракции и непредельных углеводородов на 7 %.

Адекватность разработанной математической модели, учитывающей термодинамические и кинетические параметры, была проверена путем сравнения экспериментальных и расчетных данных по отбору полученных нефтепродуктов с промышленной установки, а именно выходу и составу бензина, ППФ, ББФ, газойлевых фракций и кокса, согласно табл. 2.

Таблица 2

Результаты верификации математической модели процесса каталитического крекинга						
Поток	Эксперимент	Расчет	Погрешность, %масс.	Эксперимент	Расчет	Погрешность, %масс.
Бензиновая фракция	54,64	54,60	0,04	54,84	54,05	0,79
Фракция 195–340 °С	11,40	11,66	-0,26	11,47	12,11	-0,64
Фракция >340 °С	4,67	3,85	0,82	3,08	4,14	-1,06
Сухой газ	3,84	3,75	0,09	3,65	3,69	-0,04
Кокс	5,61	5,49	0,12	5,46	5,77	-0,31
ППФ	6,86	7,18	-0,32	7,34	7,03	0,31
ББФ	12,98	13,46	-0,48	14,16	13,20	0,96
Итого продуктов	100,00	99,99	0,01	100,00	99,99	0,01
Температура	527,00	529,10	-1,10	528,00	523,80	4,20

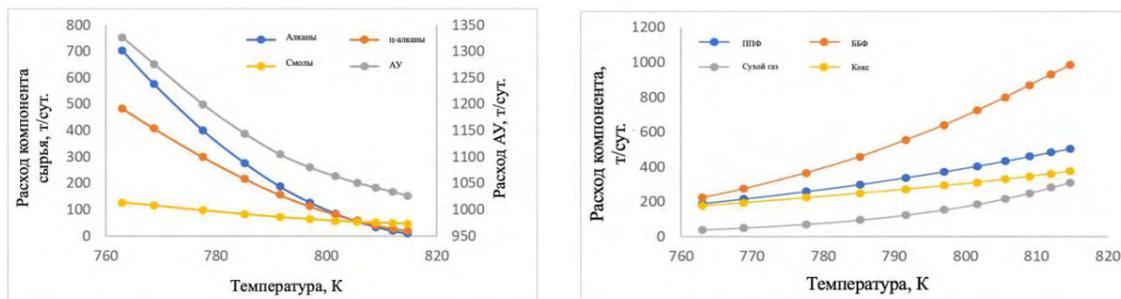


Рис. 2. Влияние температуры крекинга на расход компонентов сырья, газовых продуктов и кокса

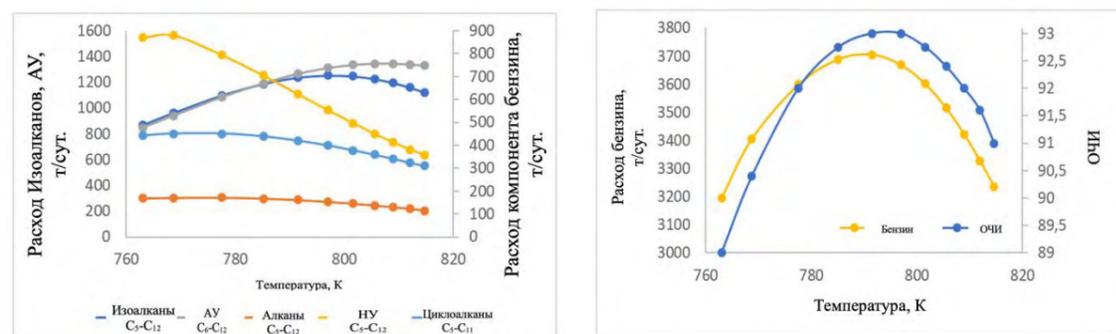


Рис. 3. Влияние температуры крекинга на расход компонентов бензина, на расход бензина и его октановое число

На рис. 2–3 показаны результаты апробации математической модели на промышленных данных по влиянию температуры крекинга на расход продуктов процесса.

Исследование параметрической чувствительности показало, что изменение выхода и состава продуктов крекинга согласуется с теоретическими закономерностями процесса. С увеличением температуры снижается расход компонентов сырья и возрастает расход газовых компонентов и кокса, содержание n-парафинов снижается, содержание изопарафинов, олефинов и ароматических углеводородов проходит

через максимум вследствие увеличения скоростей реакций крекинга с образованием газовых компонентов и конденсации с образованием кокса.

Таким образом, математическая модель адекватно описывает промышленный процесс каталитического крекинга, о чем свидетельствуют результаты расчета относительной погрешности, которая не превышает 4,2 %. Следовательно, разработанная математическая модель может быть применена для прогнозирования и подбора оптимальных режимов работы лифт-реактора, а также прогнозирования выхода и состава получаемых

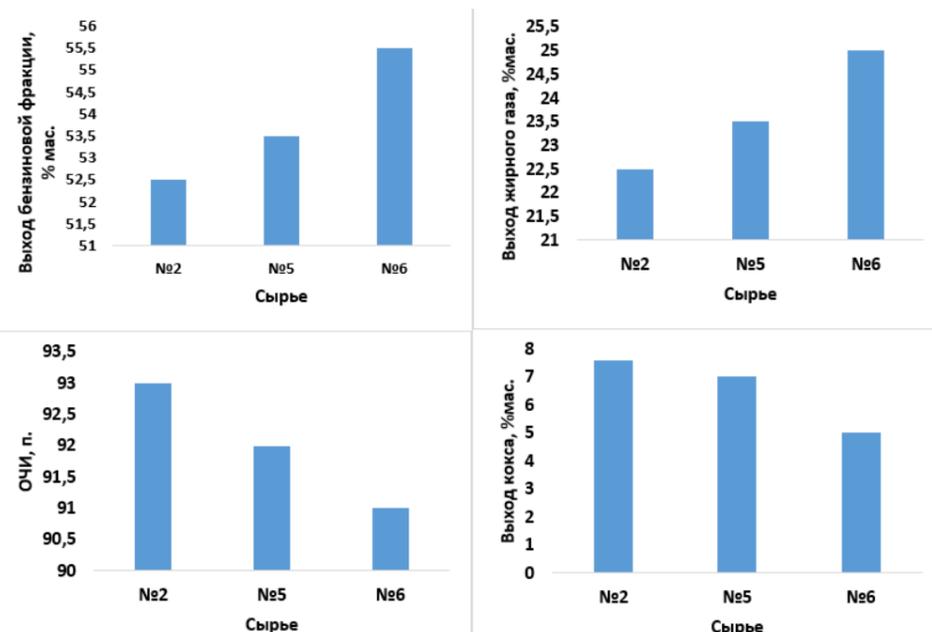


Рис. 4. Зависимость выхода нефтепродуктов и октанового числа бензиновой фракции (исследовательский метод) от состава сырья процесса каталитического крекинга (расчет по модели)

Таблица 3

Технологический режим работы лифт-реактора (исходные данные для проведения расчетов по модели)	
Величина технологического режима	Значение
Расход сырья, м ³ /ч	189,14
Температура сырья, °С	240,00–340,00
Расход шлама в реактор, м ³ /ч	19,18
Расход водяного пара в захватное устройство реактора, кг/ч	6880,00
Температура потока после регенерации, °С	661,40
Температура процесса крекинга, °С	490,00–545,00
Давление в реакторе, кгс/см ²	1,30
Кратность циркуляции катализатора, τ _{кат} /τ _{сырья}	5,00–10,00

нефтепродуктов с учетом параметров технологической работы установки.

Прогнозные расчеты

С применением математической модели, учитывающей кинетические и термодинамические закономерности процесса каталитического крекинга, стало возможным оценить влияние таких параметров, как характеристики перерабатываемого сырья, температура процесса, активность катализатора и др., на выход и состав получаемых продуктов.

Расчеты, выполненные по математической модели процесса каталитического крекинга для разных типов сырья, показали, что компонентный состав перерабатываемого сырья оказывает значительное влияние на выход целевых нефтепродуктов (рис. 4) [10].

Наибольший выход бензина наблюдается для сырья № 6 (55,5 %масс.), так как это сырье содержит большее количество насыщенных углеводородов.

Выход кокса (7,6 %масс.) значительно выше для сырья с высоким содержанием ароматических углеводородов и смол (сырье № 2), выход бензина для такого сырья существенно ниже (52,5 %масс.).

Ароматические углеводороды и смолы сырья процесса крекинга имеют высокую реакционную способность в реакциях поликонденсации, что способствует увеличению содержания кокса на катализаторе и снижению его активности. По этой причине

высокое содержание смол приводит к интенсивному коксообразованию на поверхности цеолитсодержащих катализаторов, снижая выход основного продукта – фракции жирного газа, а также бензина. Выход жирного газа изменяется в диапазоне от 22,7 до 24,8 %масс. (65,3 т/сут.).

Учитывая влияние смолистых компонентов сырья на выход продуктов, наиболее благоприятным сырьем для производства жирного газа и бензина является сырье с высоким содержанием насыщенных углеводородов (сырье № 6).

Помимо состава сырья, на выход продуктов значительно влияют технологические параметры процесса. В технологию каталитического крекинга на температуру процесса влияет большое количество параметров, таких как температура регенерированного катализатора и теплового равновесия сырья, кратность циркуляции потоков и тепловой эффект реакции крекинга.

С использованием математической модели каталитического крекинга были произведены расчеты при постоянном соотношении насыщенных углеводородов к ароматическим C_{НУ}/C_{АУ} = 1,74 и технологическом режиме работы лифт-реактора, указанном в табл. 3.

При иных равных условиях показано влияние (рис. 5) температуры регенерированного катализатора и температуры сырья на температуру

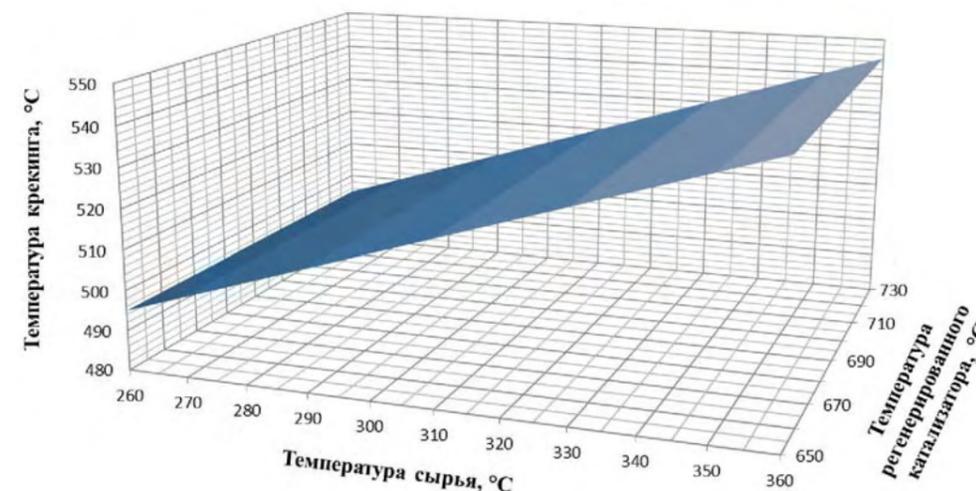


Рис. 5. Зависимость температуры процесса от температуры регенерированного катализатора и температуры сырья

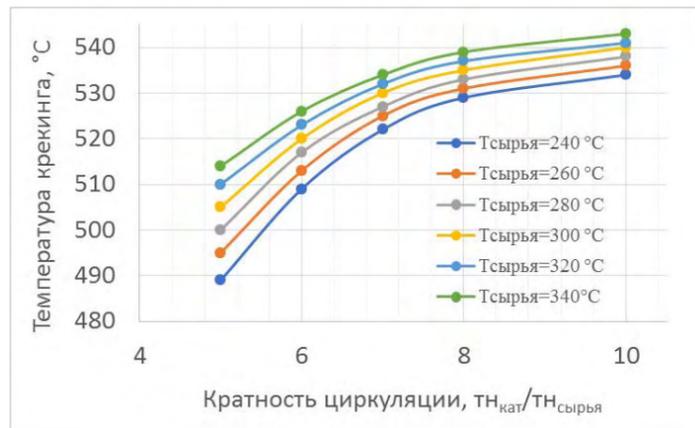


Рис. 6. Зависимость температуры крекинга от кратности циркуляции катализатора и температуры сырья

крекинга. С увеличением температуры регенерированного катализатора с 650 до 730 °C и температуры поступающего сырья в диапазоне от 177 до 300 °C увеличивается температура процесса крекинга с 412,8 до 545,4 °C, что ведет к усилению скоростей первичных и вторичных реакций крекинга с формированием газообразных компонентов, а также реакций конденсации и дегидрирования с образованием коксогенных соединений на поверхности катализатора. Это в свою очередь влияет на активность катализатора, а также качество и количество получаемых нефтепродуктов.

При увеличении кратности циркуляции катализатора с 5 до 10 $t_{кат}/t_{сырья}$ и температуры сырья в диапазоне 240–340 °C при постоянной температуре регенерированного катализатора было отмечено повышение температуры крекинга с 490 до 543 °C согласно представленному рис. 6, что оказывает существенное влияние на выход и состав продуктов процесса.

При повышении температуры крекинга с 505 до 540 °C степень конверсии сырья увеличивается, в результате чего выход целевых нефтепродуктов возрастает до 17,36 %масс. – для ББФ и до 9,46 %масс. – для ППФ при температуре 540 °C.

Выход бензиновой фракции достигает экстремума (55,4 %масс.) при температуре 535 °C и далее понижается, так как происходит увеличение ско-

ростей реакции крекинга с образованием газов, конденсации и коксообразования (рис. 7), при этом также можно наблюдать наилучший показатель по октановому числу – 92,7 пункта (п.) (рис. 8).

Установленные температуры достижения максимального выхода бензиновой фракции, ППФ и ББФ не являются оптимальными при переработке различного сырья, важно учитывать его состав и склонность к образованию кокса. Для рассматриваемого сырья выход кокса возрастает от 2,95 до 7,13 %масс. вследствие увеличения скоростей протекания реакций конденсации и коксообразования.

Более интенсивное коксообразование при переработке высокоароматизированного и высокосмолистого сырья может привести не только к снижению выхода целевых продуктов, но и вызвать существенный подъем температуры в регенераторе при экзотермическом процессе окисления кокса, привести к нарушению теплового баланса системы «лифт–реактор–регенератор» и термической деструкции катализатора.

Например, при переработке сырья № 2 с высоким содержанием смол и ароматических углеводородов (4,4 и 36,6 %масс.) выход целевых продуктов существенно ниже (относительно сырья № 6 в указанном диапазоне температур): на 0,63–0,96 и 1,41 %масс. (11,2–29,9 и 19,6–43,6 т/сут.) – для ППФ

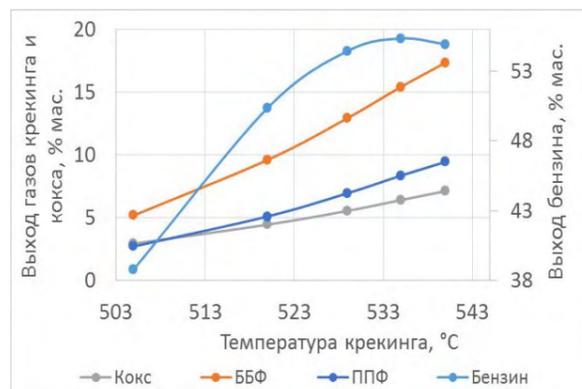


Рис. 7. Зависимость выхода целевых продуктов от температуры крекинга

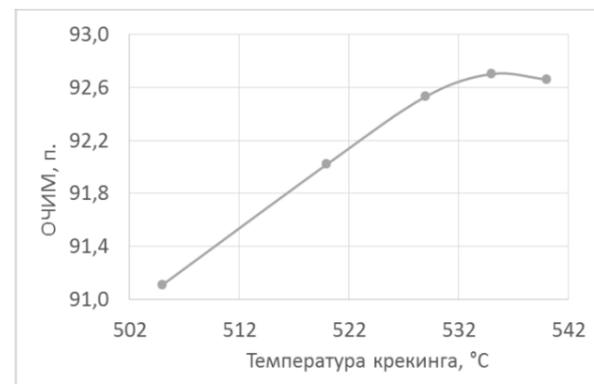


Рис. 8. Зависимость октанового числа стабильного бензина от температуры крекинга

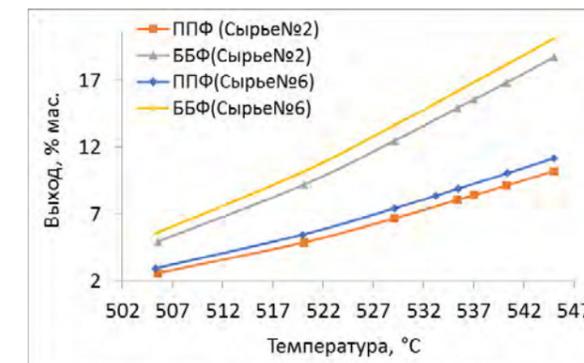
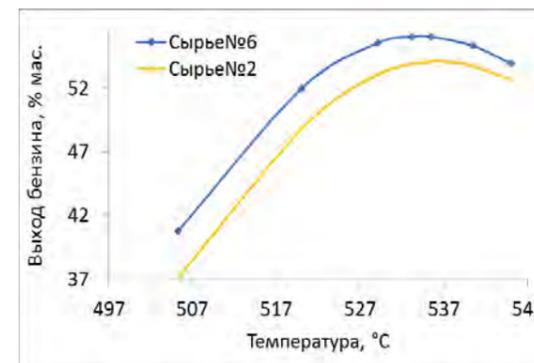


Рис. 9. Зависимость выхода целевых продуктов от температуры крекинга при переработке сырья различного состава

и ББФ и на 2,0 %масс. – для бензиновой фракции, что соответствует 62,2 т/сут. (рис. 9).

При этом максимальный выход бензина при температуре 537 °C не может быть достигнут вследствие интенсивного коксообразования. Из-за высокого содержания смол в сырье процесса выход кокса при изменении температуры процесса с 505 до 545 °C изменяется в диапазоне с 4,1 до 9,8 %масс., что значительно превышает допустимые диапазоны для изучаемого объекта (4–8 %масс.).

Количество образующегося кокса определяет тепло, выделяющееся при выжиге кокса с поверхности катализатора и, соответственно, температуру разогрева катализатора на входе в лифт-реактор. Такие высокие значения по выходу кокса приводят к нарушению теплового баланса процесса вследствие увеличения температуры катализатора на стадии регенерации.

Таким образом, проведенные с применением разработанной математической модели численные исследования позволили установить, что изменение состава перерабатываемого сырья главным образом влияет на тепловой режим работы лифт-реактора, выход и качество продуктов.

Одной из важнейших задач, направленных на достижение максимально возможного выхода целевых продуктов (жирного газа и бензиновой фракции), является поиск оптимальных технологических параметров работы реактора в зависимости от состава перерабатываемого сырья.

Использование математической модели позволяет определить оптимальные температуры крекинга при работе на топливном или нефтехимическом варианте с учетом изменения состава сырья.

Для трех типов сырья определены топливные режимы работы лифт-реактора каталитического крекинга (табл. 4), обеспечивающие получение максимально возможного выхода бензина (52,6–56,1 %масс.), что соответствует 1648,3–1744,7 т/сут.

Установлено, что максимальный выход бензиновой фракции достигается при переработке сырья № 5 и 6 без каких-либо существенных ограничений. При этом при переработке высокосмолистого сырья № 2 потребовалось прекращение подачи шлама в лифт-реактор для снижения коксовой нагрузки на регенератор и предотвращения термической деструкции катализатора.

Для высокопарафинистого сырья № 6 нефтехимический режим обеспечивается при организации температур на уровне 534–545 °C, выход ППФ и ББФ составил 8,4–11,2 и 15,3–20,1 %масс. в указанном диапазоне изменения температуры, что соответствует 261,2–348,3 и 475,8–625,1 т/сут.

Существенные ограничения при переработке высокоароматического и высокосмолистого сырья № 2 не позволяют организовать нефтехимический режим, направленный на увеличение выхода легких олефинов. При переработке сырья с высоким содержанием насыщенных углеводородов и смолистых компонентов (сырье № 5) тре-

Таблица 4

Оптимальные режимы работы установки каталитического крекинга для трех типов сырья						
Показатель	Сырье № 2		Сырье № 5		Сырье № 6	
Целевой продукт	Бензин	ППФ и ББФ	Бензин	ППФ и ББФ	Бензин	ППФ и ББФ
Температура крекинга, °C	537	–	535,5	536–545	533	534–545
Расход шлама, м³/ч	0	–	19,18	0	19,18	
Выход, %масс. (т/сут.):	52,6 (1648,3)		54,66 (1699,9)		56,1 (1744,7)	
– бензина	–		–		–	
– ППФ	–		8,3–10,3 (258,2–320,3)		8,4–11,2 (261,2–348,3)	
– ББФ	–		15,2–18,6 (472,7–569,1)		15,3–20,1 (475,8–625,1)	
Выход кокса, %масс.	7,4	–	7,7	6,8–7,7	5,5	5,5–7,0

буется прекращение подачи шлама в лифт-реактор, поскольку увеличение «жесткости» процесса способствует интенсивному коксообразованию. Максимально возможные выходы ППФ и ББФ при переработке сырья № 5 – 8,3–10,3 %масс. и 15,2–18,6 %масс. (258,2–320,3 и 472,7–569,1 т/сут.) достигаются при температурах 536–545 °С.

Таким образом, использование математической модели на физико-химической основе, учитывающей реакции, которые приводят к образованию кокса, обеспечивает прогнозирование выхода и качества получаемых нефтепродуктов в зависимости от технологических параметров работы лифт-реактора и состава сырья.

Заключение

Основным результатом проведенных исследований стали установленные закономерности изменения выхода и состава продуктов каталитического крекинга от основных параметров технологического режима работы лифт-реактора, а также от состава перерабатываемого сырья с учетом его «утяжеления». С использованием разработанного цифрового инструмента – математической модели, учитывающей термодинамические и кинетические закономерности каталитического крекинга высокомолекулярных углеводородов, а также дезактивацию катализатора в зависимости от состава исходного углеводородного сырья, проведено исследование влияния состава перерабатываемого сырья на установке каталитического крекинга.

Применение математической модели обеспечивает прогнозирование выхода целевых продуктов с установки в зависимости от характеристик перерабатываемого сырья, режимов работы лифт-реактора и получение практически значимых рекомендаций по организации технологического режима работы лифт-реактора для увеличения выхода бензиновой фракции и олефинсодержащего газа.

Список литературы

1. Назарова Г. Ю., Ивашкина Е. Н., Иванчина Э. Д., Восьмериков А. В., Восьмерикова Л. В., Антонов А. В. Модель каталитического крекинга: распределение продукта и дезактивация катализатора в зависимости от содержания насыщенных, ароматических и смол в сырье // Катализатор. 2021. Т. 11, № 701. С. 1.
2. X. Zhou, M. Zhao, N. Sheng, L. Tang, X. Feng, H. Zhao, Y. Liu, X. Chen, H. Yan, C. Yang. Enhancing light olefins and aromatics production from naphthenic-based vacuum gas oil: Process integration, techno-economic analysis and life cycle environmental assessment // Computers and Chemical Engineering. 2021. № 146. P. 1.
3. V. P. Doronin, O. V. Potapenko, T. P. Sorokina, P. V. Lipin, K. I. Dmitriev, D. O. Kondrashev, A. V. Kleimenov. Features of petrochemical cracking catalysts produced by aluminosilicate technology // Catalyst Today. 2020. Vol. 378. № 15. P. 75.
4. S. Quan, Z. Suoqi, Z. Yasong, G. Jinsen, X. Chunming. Development of heavy oil upgrading technologies

in China // Reviews in Chemical Engineering. 2019. Vol. 36. № 1. P. 1.

5. Shiyuan Sun, Hongfei Yan, Fandong Meng. Optimization of a Fluid Catalytic Cracking Kinetic Model by Improved Particle Swarm Optimization // Chemical Engineering & Technology. 2019. Vol. 43. No. 2. P. 289.

6. Xiaojing Zhao, Shiyuan Sun. A study on the lumped kinetic modeling method for fluid catalytic cracking // Chemical Engineering & Technology. 2020. Vol. 43. No. 12. P. 1.

7. Yang Chen, Wei Wang, Zhifeng Wang, Kaijun Hou, Fusheng Ouyang, Dun Li. A 12-lump kinetic model for heavy oil fluid catalytic cracking for cleaning gasoline and enhancing light olefins yield // Petroleum Science and Technology. 2020. Vol. 38. No. 19. P. 1.

8. Fan Yang, Chaonan Dai, Jianquan Tang, Jin Xuan, Jun Cao. A hybrid deep learning and mechanistic kinetics model for the prediction of fluid catalytic cracking performance // Chemical Engineering Research and Design. 2020. Vol. 155. P. 202.

9. Назарова Г. Ю., Ивашкина Е. Н., Иванчина Э. Д., Орешина А. А., Вымятин Е. К., Калиев Т. А., Попов Р. Д., Антонов А. В., Сейтенова Г. Ж. Моделирование работы промышленной установки каталитического крекинга вакуумного газойля из смеси казахстанской и западносибирской нефти // Мир нефтепродуктов. 2020. № 3. С. 6.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Лондонского королевского общества, проект № 21-53-1000

E. N. Ivashkina¹, G. Y. Nazarova¹, E. D. Ivanchina¹, A. M. Vorobyev², A. V. Antonov¹, T. A. Kaliev¹, G. R. Burumbaeva³, M. Y. Mezхова¹

(¹National research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia; ²University of Southampton, United Kingdom; ³LLP «Pavlodar Petrochemical Plant», Pavlodar, Kazakhstan)

Prediction of unit operation of vacuum distillate catalytic cracking using a non-stationary mathematical model

Abstract. This work presents the development of catalytic cracking mathematical model which is based on the thermodynamic and kinetic patterns of hydrocarbon conversions and takes into account the catalyst deactivation. This model provides a prediction of the catalytic cracking performance when the mixture of vacuum distillate from heavy Kazakhstan and West Siberian oils converts. The mathematical model helps predict the yield and composition of products depending on the feedstock properties and the operating variables of the riser. We develop practical recommendations to organize the riser technological mode to ensure the maximum yield of gasoline (52.6–56.1 wt.%), propane-propylene and butane-butylene fractions (8.3–11.2 and 15.2–20.1 wt.%) when saturated and resinous feedstock converts.

Keywords: catalytic cracking, mathematical modeling, kinetic scheme, prediction, optimization, material balance, heat balance, zeolite-containing catalyst, catalyst deactivation, coke.

References

1. G. Y. Nazarova, E. N. Ivashkina, E. D. Ivanchina, A. V. Vosmerikov, L. V. Vosmerikova, A. V. Antonov. Model of Catalytic Cracking: Product Distribution and Catalyst Deactivation Depending on Saturates, Aromatics and Resins Content in Feed // Catalyst. 2021. Vol. 11. No. 701. P. 1.
2. X. Zhou, M. Zhao, N. Sheng, L. Tang, X. Feng, Zhao H., Y. Liu, X. Chen, H. Yan, C. Yang. Enhancing light olefins and aromatics production from naphthenic-based vacuum gas oil: Process integration, techno-economic analysis and life cycle environmental assessment // Computers and Chemical Engineering. 2021. No. 146. P. 1.
3. V. P. Doronin, O. V. Potapenko, T. P. Sorokina, P. V. Lipin, K. I. Dmitriev, D. O. Kondrashev, A. V. Kleimenov. Features of petrochemical cracking catalysts produced by aluminosilicate technology // Catalyst Today. 2020. Vol. 378. No. 15. P. 75.
4. S. Quan, Z. Suoqi, Z. Yasong, G. Jinsen, X. Chunming. Development of heavy oil upgrading technologies in China // Reviews in Chemical Engineering. 2019. Vol. 36, No. 1. P. 1.

5. Shiyuan Sun, Hongfei Yan, Fandong Meng. Optimization of a Fluid Catalytic Cracking Kinetic Model by Improved Particle Swarm Optimization // Chemical Engineering & Technology. 2019. Vol. 43. No. 2. P. 289.

6. Xiaojing Zhao, Shiyuan Sun. A study on the lumped kinetic modeling method for fluid catalytic cracking // Chemical Engineering & Technology. 2020. Vol. 43. No. 12. P. 1.

7. Yang Chen, Wei Wang, Zhifeng Wang, Kaijun Hou, Fusheng Ouyang, Dun Li. A 12-lump kinetic model for heavy oil fluid catalytic cracking for cleaning gasoline and enhancing light olefins yield // Petroleum Science and Technology. 2020. Vol. 38. No. 19. P. 1.

8. Fan Yang, Chaonan Dai, Jianquan Tang, Jin Xuan, Jun Cao. A hybrid deep learning and mechanistic kinetics model for the prediction of fluid catalytic cracking performance // Chemical Engineering Research and Design. 2020. Vol. 155. P. 202.

9. G. Yu. Nazarova, E. N. Ivashkina, E. D. Ivanchina, A. A. Oreshina, E. K. Vymyatin, T. A. Kaliev, R. D. Popov, A. V. Antonov, G. Zh. Seytenova. Modeling the operation of an industrial unit for catalytic cracking of vacuum gas oil from a mixture of Kazakh and West Siberian oil // World of oil products. 2020. No. 3. P. 6.

