



МОЛЕКУЛЯРНОЕ  
МОДЕЛИРОВАНИЕ

БИОДЕГРАДАЦИЯ  
ДИЗЕЛЬНОГО  
ТОПЛИВА

**WELD BOOK**

# Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

10 [154] 2024

## ИННОВАЦИИ В ТЭК



Входит в перечень ВАК (К1)



# Мифы бункеровке

О том, почему бункеровка называется бункеровкой, заправляют ли суда обычным бензином и существуют ли автозаправочные станции для огромных ледоколов, лайнеров и сухогрузов – в нашем новом спецпроекте.

[bunkering-myths.neftgaz.ru](http://bunkering-myths.neftgaz.ru)





# НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



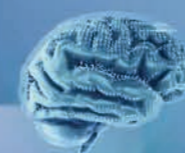
ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —  
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ  
И РОБОТЫ ↘



**НЕ ВКЛЮЧАТЬ  
РАБОТАЮТ ЛЮДИ**

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗



↑ ИСКУССТВЕННЫЙ  
ИНТЕЛЛЕКТ

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ ↙



↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



↗ НОВОСТИ



СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙

ГАЗСТРОЙПРОМ  
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ 20 СТИГ

↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА



Молекулярное моделирование состава сырья и продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля

23

Получение синтетического авиакеросина

34

# СОДЕРЖАНИЕ

Кислотные композиции пролонгированного действия на принципах «зеленой химии» для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки терригенных коллекторов

42

Уксусная кислота как сырьевой компонент для добычи высоковязкой нефти

52

Эпохи НГК 6

## РОССИЯ *Главное*

Эффект глубины 8

Нужны стандарты!  
Глава Минэнерго о ситуации в ТЭК 10

События 12

Первой строчкой 14

## ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

«Мозговой центр» компании 16

Усовершенствование технологии гидравлических испытаний трубопроводов 20

## ПЕРЕРАБОТКА

Молекулярное моделирование состава сырья и продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля 23

Получение синтетического авиакеросина 34

## ПРАВО

Страхование ПЛАРН – тенденции, вызовы, перспективы 40

## ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Кислотные композиции пролонгированного действия на принципах «зеленой химии» для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки терригенных коллекторов 42

Россия в заголовках 51

Уксусная кислота как сырьевой компонент для добычи высоковязкой нефти 52

Влияние размеров сложных структурных единиц нефти на реологические и структурно-механические свойства нефтяных дисперсных систем

56

Биодеградация дизельного топлива в модельной почвенной системе при использовании современных биопрепаратов

61

Оценка биодеградированных углеводородных скоплений в зонах гипергенеза на основе нефтехимических исследований

66

Исследование возможности оптимизации работы добывающих скважин с помощью нейросетевого анализа

94

## ПРИКЛАДНАЯ НАУКА

Влияние размеров сложных структурных единиц нефти на реологические и структурно-механические свойства нефтяных дисперсных систем 56

Биодеградация дизельного топлива в модельной почвенной системе при использовании современных биопрепаратов 61

Оценка биодеградированных углеводородных скоплений в зонах гипергенеза на основе нефтехимических исследований 66

## ЭКОНОМИКА

Технико-экономическая эффективность применения методов увеличения нефтеотдачи 74

## ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Государственная политика в нефтегазовом комплексе России: современное состояние и стратегические перспективы 80

## MODUS VIVENDI

Станьте ближе. Идеальный отпуск для всей семьи в JW Marriott Maldives Resort & Spa 90

## ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Красная кнопка сварщика 92

*Хронограф* 93

Исследование возможности оптимизации работы добывающих скважин с помощью нейросетевого анализа 94

*Новости науки* 98

Искусственный интеллект для нефтегазовой отрасли 100

*Календарь событий* 103

*Нефтегаз Life* 104

*Классификатор* 106

*Цитаты* 112



## 288 лет назад

В 1736 году в Великобритании построен первый в мире завод по производству серной кислоты, в 1766 г. такой завод построен во Франции, а в 1805-м – в России.

## 267 лет назад

В 1757 году вышел труд М.В. Ломоносова «Слово о рождении металлов от трясения земли», в котором описаны первые научные представления о геологических процессах образования нефти.

## 185 лет назад

В 1839 году житель г. Отен в Бургундии г-н Селиг, перегоняя смолистый сланец, получил масло, отлично горевшее в лампах, и назвал его фотогеном. В то же время американский профессор Силлиман получил из нефти схожее с фотогеном вещество – керосин.

## 165 лет назад

В 1859 году капитан Дрейк пробурил в Пенсильвании первую скважину, которая с глубины 69 футов дала мощный нефтяной фонтан.

## 152 года назад

В 1872 году на Апшеронском полуострове получен первый нефтяной фонтан, но небольшие количества нефти там добывали из колодцев уже много столетий.

## 142 года назад

В 1882 году на бакинском заводе фирмы «Бр. Нобель» впервые был осуществлен процесс промышленной непрерывной перегонки нефти, предложенный Д.И. Менделеевым.

## 133 года назад

В 1891 году В. Шухов разработал основы термического крекинг-процесса, что дало возможность превращать высокомолекулярные углеводороды в низкомолекулярные. Изучение этого процесса дало возможность перерабатывать половину добываемой нефти в бензиновые фракции.

## 87 лет назад

В 1937 году под руководством Д.И. Гритчина геологической съемкой был закартографирован Ахтырско-Бугундырский район Краснодарского края, в результате впервые были установлены антиклинальные складки в районе р. Зыбза, в верховьях балки Фонтанной и Ахтырская.

## 62 года назад

В 1962 году из скважины, пробуренной в районе поселка Тазовского в Заполярье, был получен фонтан природного газа дебитом около 1 млн м<sup>3</sup> в сутки.

## 36 лет назад

В 1988 году «Главтюменьгеологией» было открыто 46 месторождений углеводородов – максимальное количество за период работы главка.

Издательство Neftegaz.RU

### РЕДАКЦИЯ

**Главный редактор**  
Ольга Бахтина

**Шеф-редактор**  
Анна Павлихина

**Редактор**  
Анастасия Никитина

**Аналитики**  
Анатолий Чижевский  
Дарья Беляева

**Журналисты**  
Анна Игнатьева  
Елена Алифирова  
Анастасия Гончаренко  
Анастасия Хасанова  
Анна Шевченко

**Дизайн и верстка**  
Елена Валетова

**Корректор**  
Виктор Блохин

### РЕДКОЛЛЕГИЯ

**Ампилов Юрий Петрович**  
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

**Алюнов Александр Николаевич**  
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

**Бажин Владимир Юрьевич**  
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

**Гриценко Александр Иванович**  
д.т.н., профессор, академик РАН

**Гусев Юрий Павлович**  
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

**Данилов-Данилян Виктор Иванович**  
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

**Двойников Михаил Владимирович**  
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

**Еремин Николай Александрович**  
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Илюхин Андрей Владимирович**  
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

**Каневская Регина Дмитриевна**  
действительный член РАН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

**Макаров Алексей Александрович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

**Мастепанов Алексей Михайлович**  
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетической стратегии

**Панкратов Дмитрий Леонидович**  
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

**Половинкин Валерий Николаевич**  
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

**Салыгин Валерий Иванович**  
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЗП МГИМО МИД РФ

**Третьяк Александр Яковлевич**  
д.т.н., профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет, академик РАН



Издательство:  
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

**Директор**  
Ольга Бахтина

**Отдел рекламы**  
Дмитрий Аверьянов  
Валентина Горбунова  
Анна Егорова  
Марина Шевченко

Галина Зуева  
Евгений Короленко  
account@neftgaz.ru  
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж  
8000 экземпляров

**Служба технической поддержки**  
Сергей Прибытков

**Выставки, конференции, распространение**  
Мария Короткова

**Отдел по работе с клиентами**  
Екатерина Данильчук

**Адрес редакции:**  
123001, г. Москва, Благоевещенский пер., д. 3, с.1  
Тел.: +7 (495) 778-41-01  
www.neftgaz.ru  
e-mail: info@neftgaz.ru  
Подписной индекс Урал Пресс 013265

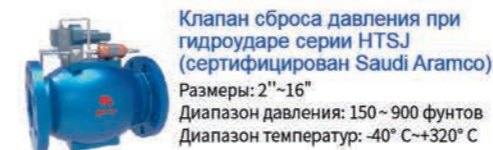
Переписка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.



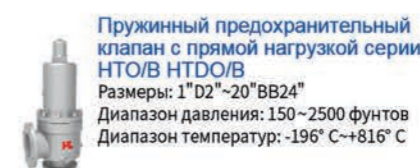
## Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



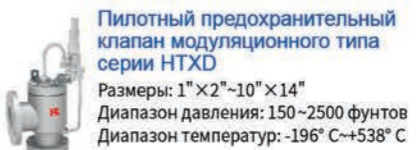
**Переключающий клапан серии НТКН-В**  
Размеры: 1"-18"  
Диапазон давления: 150~1500 фунтов  
Диапазон температур: -196°С~+538°С



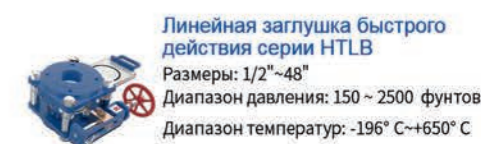
**Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)**  
Размеры: 2"-16"  
Диапазон давления: 150~900 фунтов  
Диапазон температур: -40°С~+320°С



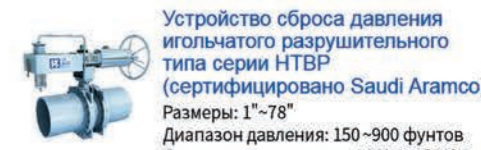
**Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В**  
Размеры: 1" D2"-20" BB24"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196°С~+816°С



**Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД**  
Размеры: 1"×2"-10"×14"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196°С~+538°С



**Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ**  
Размеры: 1/2"-48"  
Диапазон давления: 150~2500 фунтов  
Диапазон температур: -196°С~+650°С



**Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)**  
Размеры: 1"-78"  
Диапазон давления: 150~900 фунтов  
Диапазон температур: -196°С~+538°С

**BAPTEEC LTD**  
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, №2  
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn  
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555  
Факс: +86-10 87094561  
Почтовый индекс: 100176



К 2036 году глубина нефтепереработки в стране должна увеличиться

до **89** %

За 5 лет глубина переработки нефти увеличилась только

на **0,3** %

8 НПЗ перерабатывают

**25** %  
нефти в стране

Среднее значение индекса Нельсона у российских заводов составляет

**7,5**

## ЭФФЕКТ ГЛУБИНЫ

Анна Павлихина

В начале октября А. Новак заявил, что к 2036 году глубина нефтепереработки в стране должна увеличиться с нынешних 84 до 89 процентов. Что предпринимается для реализации этой цели, есть ли шанс, что она будет достигнута и достаточно ли амбициозна цель для столь важного сектора топливно-энергетического комплекса, учитывая, что средний показатель глубины переработки нефти в развитых странах еще тридцать лет назад составлял 90%?

Нефтеперерабатывающая отрасль – замыкающее звено цепочки технологических процессов освоения нефтяных запасов. То, насколько эффективно перерабатывается углеводородное сырье, во многом определяет уровень работы отрасли. Однако если учитывать, что на состояние перерабатывающей отрасли в целом указывает глубина переработки сырья, то большинство российских НПЗ свидетельствуют о том, что этот уровень не слишком высок.

Если не брать в расчет данные раннего постсоветского периода, когда глубина переработки нефти составляла 64 %, а сравнивать с более или менее современным периодом, то в 2006 г. в России этот показатель фиксировался в среднем на уровне 71,4%, в то время как в США – 92%, а в европейских странах – 80%. Спустя десять лет глубина переработки нефти на российских НПЗ выросла до 74%, на заводах США – до 96%, Европы – до 85%. Высокие цены на нефть продолжали творить чудеса, и уже к 2017 году в России глубина переработки достигла 81,5%, лучшие результаты продемонстрировали ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез и Антипинский НПЗ, выдавшие стахановские 99%, а также завод ТАНЕКО – 98,2%. Однако это единичные случаи, многие НПЗ оставались на уровне, не превышающем показатели середины прошлого столетия (58%).

Кроме того, в скором времени рост существенно замедлился. Так, в 2018 г. средний уровень глубины переработки нефти по стране составил 83,4%, а инвестиции в отрасль – 70 млрд рублей, в 2019 г. глубина переработки была на уровне 83,1%,



инвестиции – 90 млрд рублей. В следующие три года глубина переработки варьировалась вокруг все тех же 83%, снижаясь и поднимаясь на десятые доли процента, достигнув к 2022 году 83,7%, а инвестиции в отрасль составили 100 млрд рублей. Таким образом, за пять лет глубина переработки нефти увеличилась только на 0,3%.

Сегодня средний показатель по стране составляет 83,9% и сильно отстает от США, где уровень глубины переработки нефти достиг 96%.

Основная причина в устаревшем оборудовании: 24 из полусотни заводов работают уже больше половины века, притом что срок эксплуатации НПЗ составляет 60 лет. Есть и почти вековые ветераны: так, Туапсинский завод был запущен в 1928 г., Саратовский – в 1934 г.

Претендуя на лидерство (или хотя бы на относительно достойное место) на энергетическом рынке, необходимо дотягивать технологическое состояние заводов до

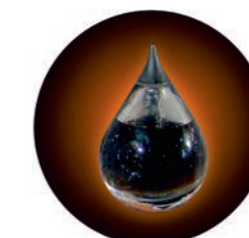
международного уровня. С этой целью уже несколько лет проводится обширная программа модернизации НПЗ, в соответствии с которой предприятия получают от государства выплаты в виде увеличенного на 30% обратного акциза на нефть, инвестиции могут составить один триллион рублей в течение всего периода модернизации. Так, на Куйбышевском, Сызранском и Комсомольском НПЗ построены установки гидрокрекинга, гидроочистки и каталитического риформинга, введена в эксплуатацию установка изомеризации на НПЗ Славнефть-ЯНОС. В 2015-м введено в эксплуатацию 11 установок вторичной переработки нефти, комплекс глубокой переработки вакуумного газойля, на Сызранском НПЗ завершена реконструкция установки каталитического риформинга, на Хабаровском НПЗ введена в промышленную эксплуатацию установка висбрекинга. О масштабных целях заявила «Роснефть», пообещав до 2026 г.

построить семь установок на своих НПЗ и две на Ярославском заводе – СП с компанией «Газпром нефть». Модернизация уже дает свои результаты: восемь НПЗ, перерабатывающие 25% нефти в стране, могут похвастаться уровнем глубины в 90%.

Будет несправедливо оценивать эффективность работы НПЗ лишь по степени глубины переработки, так как последняя зависит не только от уровня технологической оснащенности предприятия. На показатель влияют также состав нефти (как известно, большая часть запасов – это высокосернистая, тяжелая нефть) и производственная программа предприятия, определяющая направление использования нефтяного остатка – будет ли он использован как топливо или как сырье для производства, например, судового топлива.

Поэтому в качестве показателя качества продукции завода используют индекс Нельсона. Его значение у российских заводов оценивается в 7,5. По этому показателю Россия находится на одном уровне со странами Центральной Азии и сильно отстает от США, индекс Нельсона НПЗ которых равен 11,6 и Европы – 9,2. Интересно, что первые два в топ-10 российских заводов (НПЗ «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бурган» – индекс Нельсона 13, Essar Oil Refinery – 11,8) с наиболее высоким показателем находятся не в России.

В последнее время к уже существующим препятствиям, мешающим российским НПЗ перейти в статус заводов первого квартала, прибавились новые. Необходимость технологического переоснащения затрудняется отсутствием доступа к технологиям, санкции против российских нефтепродуктов привели к тому, что заводы, ориентированные на экспорт и продававшие половину своей продукции европейским потребителям, после затоваривания хранилищ вынуждены были останавливать работу мощностей, как, например, завод ТАИФ-НК. Новые вызовы заставят компании не только искать возможности технологической модернизации, но и перестраивать систему логистики, страхования, кредитования. Учитывая все это, увеличение глубины переработки нефти на 5% за 12 лет может оказаться сложной задачей. ●





## НУЖНЫ СТАНДАРТЫ! ГЛАВА МИНЭНЕРГО О СИТУАЦИИ В ТЭК

Елена Алифирова

Глава Минэнерго РФ С. Цивилев доложил президенту о ситуации в российском топливно-энергетическом комплексе в первом полугодии 2024 года. По словам министра, ТЭК в целом справился с поставленными задачами, обеспечив наполнение внутреннего рынка и работая на экспорт, несмотря на санкционное давление.

С. Цивилев отметил важные для ТЭК инициативы: закон о СТСО и закон о майнинге. Первый существенно изменяет структуру отрасли, вводя единого ответственного за надежное энергоснабжение, что повысит надежность и стабильность работы распределительного сетевого комплекса и Единой энергетической системы России, а также должен способствовать снижению количества аварийных ситуаций.

Закон о легализации майнинговой деятельности привлечет в казну поступления от налогов, которые будут платить за электроэнергию: в регионах с избыточными мощностями электроэнергии, будут платить за это электричество, загружая генерирующие мощности, в случае возникновения дефицита эти объемы электричества передадут в соответствии с законом для народного хозяйства, а майнеры должны будут переносить свою деятельность в те регионы, в которых есть избыточная электроэнергия. По мнению министра, это на сегодняшний момент разумный баланс. Для майнеров смогут вводить спецтарифы на электроэнергию, но эта мера коснется только тех потребителей, энергопотребление которых из-за майнинга существенно выше среднего значения по региону.

Также С. Цивилев рассказал о ходе подготовки Энергетической стратегии РФ до 2050 г., указав на важность введения единых стандартов в каждой из отраслей ТЭК и отметив, что в достижении технологического суверенитета проводится активная работа Институтом нефтегазовых технологических инициатив: «Мы сейчас добавляем в этот институт еще уголь и энергетику, это как раз единые стандарты для всей отрасли, чтобы под эти стандарты можно было готовить оборудование, чтобы оно было взаимозаменяемым», – сказал министр. Вместе с правительственной комиссией по импортозамещению министерство принимает меры для внедрения разрабатываемых технологий. ●

## Рейтинги Neftegaz.RU

За полгода рынок российских акций потерял почти 22%, но немного подрос с начала осени, чему способствовали новости о снижении налоговой нагрузки на Газпром. Аналитики утверждают, что сдерживающим фактором выступают ожидания ужесточения монетарной политики Банка России на фоне устойчивости инфляции в стране, в октябре российская валюта установила годовой антирекорд, превысив отметку в 95 рублей за доллар. Акции каких компаний стоит покупать в сложившихся условиях?

### Во что лучше инвестировать?

14%  
В акции нефтеперерабатывающих предприятий

8%  
В компании финансового сектора

15%  
В акции добывающих компаний

18%  
В компании, развивающие водородные проекты

5%  
В сектор, не связанный с энергоносителями

16%  
В акции электросетевых и генерирующих компаний

10%  
В акции компаний металлургической отрасли

14%  
В компании, развивающие высокие технологии

За девять месяцев текущего года федеральный бюджет пополнился доходами от нефти и газа на сумму 8,33 трлн рублей, что на 49,4% больше, чем за аналогичный период прошлого года. За этот же период поступления от нефтегазовых налогов втрое превысили нефтегазовые, составив 17,96 трлн рублей. Какие отрасли могут стать основным источником дохода российской казны?

### За счет чего может пополняться российский бюджет, кроме нефти и газа?

19%  
Аграрный сектор

23%  
Микроэлектроника

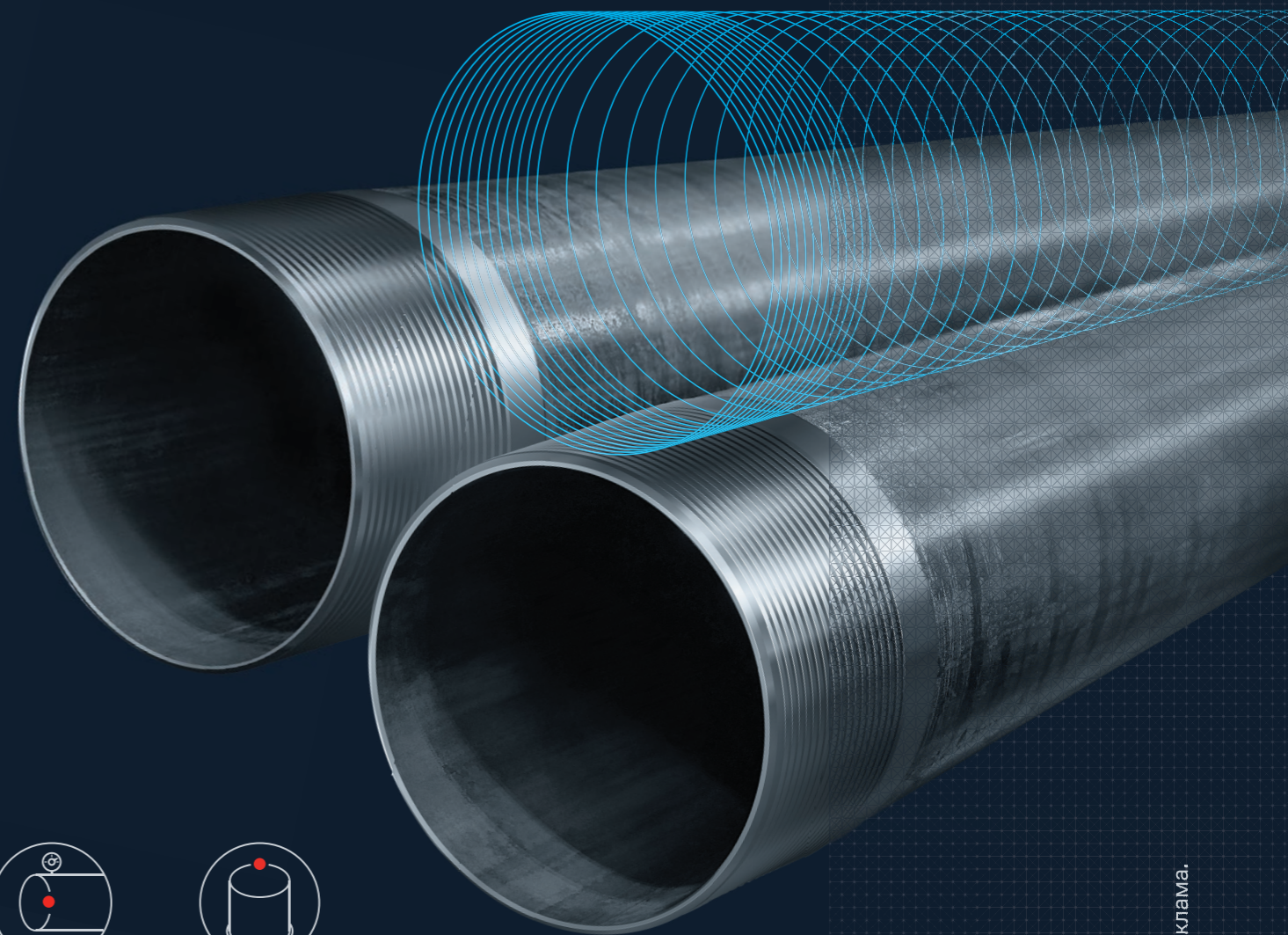
25%  
Цифровые продукты

26%  
Машиностроение

21%  
Легкая промышленность

14%  
Туризм

## Бесшовные трубы ОСТГ



НАСОСНО-  
КОМПРЕССОРНЫЕ  
ТРУБЫ

73–114 мм

ДИАМЕТР

5,51–12,7 мм

ТОЛЩИНА СТЕНКИ



ОБСАДНЫЕ  
ТРУБЫ

102–273 мм

ДИАМЕТР

5,21–16 мм

ТОЛЩИНА СТЕНКИ

ТРУБНАЯ ПРОДУКЦИЯ  
СООТВЕТСТВУЕТ  
СТАНДАРТАМ:

- ISO 11960
- ГОСТ 31446-2017
- ГОСТ 632-80
- ГОСТ 633-80

Группа ОМК с 2023 года изготавливает стальные бесшовные горячекатаные трубы из углеродистых и легированных марок сталей в новом трубопрокатном цехе выксунского завода ОМК. Бесшовная трубная продукция выпускается с широким диапазоном групп прочностей и специальных исполнений по требованиям заказчиков.



Совершенство  
продуманных  
решений

www.omk.ru



Реклама.



Выборы президента  
Обвал рынка акций  
Газовые войны  
Запуск нового производства  
Северный поток  
Смещение капиталов  
Новый глава Роснефти  
Цены на нефть

Второй этап ВСТО  
Богучанская ТЭС запущена  
Продажа квот  
Цены на газ  
Южный поток  
Долги руки до Арктики  
Северный поток достроили

## Первый в мире коммерческий проект по транспортировке и хранению CO<sub>2</sub>

Equinor, TotalEnergies и Shell объявили о завершении строительства совместного норвежского проекта по транспортировке и хранению углекислого газа Northern Lights. Завершение строительства, по словам гендиректора Equinor А. Опедала, открывает цепочку создания стоимости для декарбонизации европейской промышленности. Northern Lights включает терминал приема грузов, подводный газопровод CO<sub>2</sub> протяженностью 100 км для транспортировки газа к офшорному хранилищу, подводные установки для безопасного хранения CO<sub>2</sub> в резервуаре на глубине 2,6 км. Прием первой партии ожидается в 2025 г., мощности рассчитаны на 1,5 млн т углекислого газа в год и уже полностью забронированы клиентами в Норвегии и Европе; операторы проекта рассматривают возможности расширения мощностей до 5 млн т CO<sub>2</sub> в год и более. Бюджет проекта 7 млрд долл. Northern Lights является частью другого CCS-проекта – Longship, включающего улавливание CO<sub>2</sub> из промышленных источников и доставку его в сжиженном виде на терминал в Эйгардене. Оттуда газ будет транспортироваться в морское подводное хранилище в Северном море.

**На Сахалине открыли первую очередь нефтегазового индустриального парка. На площадке НИП появятся предприятия, которые будут обеспечивать бесперебойную работу основных нефтегазовых проектов региона, в частности Сахалин-1 и Сахалин-2, а в перспективе – Сахалин-3**

Правительство РФ утвердило текст межправсоглашения с Республикой Конго о сотрудничестве в сфере строительства магистрального нефтепродуктопровода Пуэнт-Нуар – Лутете – Малуко-Трешо. Доля участия российской стороны и ее аффилированных организаций составит 90 %, конголезской стороны – 10 %

## Нефтяников ожидают льготы

Минфин России подготовил законопроект о внесении изменений в ст. 200 ч. 2 Налогового кодекса, согласно которым нефтяники смогут получить снижение налоговых выплат (инвестиционную надбавку к обратному акцизу на нефть) в период с 2031 по 2032 гг. в объекты нефтепереработки более 50 млрд руб. Ранее такой механизм поддержки уже был введен до 1 января 2031 г., новая мера продлит действующие льготы еще на два года. Также для получения господдержки компании должны будут обеспечивать отпуск бензина АИ-92 и дизеля по стоимости, не превышающей среднеоптовые на 10 % и 20 % соответственно. Объем налоговых послаблений может составить 210 млрд руб., поправки разработаны в целях стабилизации условий работы нефтеперерабатывающей отрасли, в т.ч. по поставке на внутренний рынок моторных топлив. Поддержку в виде инвестиционной надбавки получают те НПЗ, которые заключили

с Минэнерго РФ инвестсоглашения о вводе новых технологических установок глубокой переработки нефти.

## В Приморском крае увеличат энерго мощности

В Приморском крае продолжится работа по модернизации и увеличению мощности действующих электростанций, а также рассматривается возможность строительства новых объектов генерации для покрытия растущих потребностей Приморского края в электроэнергии. В частности, планируется, что будет увеличена мощность Партизанской ГРЭС – на 280 МВт, Владивостокской ТЭЦ – на 77 МВт, Артемовской ТЭЦ-2 – на 440 МВт. Эти проекты реализуются РусГидро в рамках госпрограммы по развитию тепловой электроэнергетики Дальнего Востока, с целью замещения изношенных мощностей и обеспечения энергоснабжения новых потребителей, в т.ч. Восточного полигона РЖД. Проекты реализуются в трех регионах Дальнего Востока, общая электрическая мощность шести энергообъектов составит 2,1 ГВт, тепловая мощность – более 2500 Гкал/ч. Строительство Артемовской ТЭЦ-2 и реконструкция Партизанской ГРЭС должны быть завершены в начале 2026 г. В результате мощность энергосистемы Приморского края увеличится с 2,7 ГВт до 3,5 ГВт.

## Shell отказалась от проекта голубого водорода

Shell отказалась от планов строительства завода по производству водорода с низким углеродным следом на западном побережье Норвегии из-за отсутствия спроса. Проект планировали реализовать на площадке в муниципалитете Аукра, расположенной рядом с установкой комплексной подготовки газа (УКПГ) Shell на п-ве Ньюамн. Эта УКПГ обеспечивает подготовку газа, поступающего с месторождения Ormen Lange в Норвежском море, оператором которого является компания Shell, для поставки его в Великобританию по морскому МГП Langede pipeline. Водородный проект в Аукре – СП Shell, Aker Horizons и CareOmega, мощность – 2500 МВт, потенциал борьбы с выбросами – 4 млн т CO<sub>2</sub> в год. По истечении срока действия соглашения партнерство не было возобновлено. По заявлению Shell, компания не увидела появления рынка голубого водорода и решила не развивать проект.

## Завод полимерных труб заработал в Дагестане

В Сулейман-Стальском районе Дагестана открылся новый завод по производству полимерных

Индикатор СПБМТСБ для цен на нефть, который нужен в том числе для расчета нефтяных налогов, дорабатывается в соответствии с рекомендациями Минфина и может начать функционировать с 1 января 2025 г. Индекс уже получил предварительное положительное заключение ЦБ РФ, методику обсудят ФАС и профильные ведомства на заседании биржевого комитета

труб Эксонор. Его построили с нуля на средства частных инвесторов. Глава региона С. Меликов отметил, что предприятие является крупнейшим в стране среди включенных в перечень приоритетной продукции Минпромторгом России. Также это самый крупный подобный завод в Северо-Кавказском федеральном округе. Строительство завода Эксонор для производства полимерных труб началось в 2022 г. Площадь предприятия – 60 тыс. м<sup>2</sup>.

На данный момент в промышленной эксплуатации 10 трубных линий. Еще один конвейер планируют ввести в эксплуатацию в ближайшее время. Общая стоимость проекта составила порядка 3 млрд руб. При достижении проектной мощности более 3 тыс. т труб в месяц планируется создание около 500 рабочих мест.

В настоящее время завод производит порядка 300 т продукции в месяц.

## Суточные поставки по МГП Сила Сибири-1 досрочно выведут на полку

В результате встречи главы Газпрома А. Миллера и председателя совета директоров CNPC Дай Хоуляна компании договорились о досрочном выводе суточных поставок газа в Китай по МГП Сила Сибири-1 на максимальный контрактный уровень. Газпром обеспечивает поставки по Восточному маршруту – МГП Сила Сибири-1, с регулярным превышением суточных контрактных обязательств компании. Так, с начала 2024 г. Газпром семь раз обновлял рекорды суточных поставок трубопроводного газа в Китай. В ходе встречи Газпром и CNPC подписали допсоглашение к договору купли-продажи газа по Восточному маршруту. Документ также предполагает дополнительные поставки в декабре 2024 г. в соответствии с запросом китайской стороны. Объем допоставок не называется, но, учитывая показатели увеличения экспорта в прошлом году и принимая во внимание плановые показатели поставок газа на 2024 г., которые составляют 30 млрд м<sup>3</sup>, можно предположить, что фактический объем поставок может достичь 30,8 млрд м<sup>3</sup>. ●



На **18** млн барр./сутки

вырастет глобальный спрос на нефть к 2050 г., согласно прогнозу ОПЕК



1 млрд рублей

потратят Россети на модернизацию подстанции в Чечне



На **8,8** %

снизила добычу нефти Русснефть в первом полугодии 2024 г.



На **30** %

выросла добыча угля в Якутии за 8 месяцев, ожидаемый общий объем добычи угля в регионе в 2024 г. – **40 млн т**



В **1,6** раза

Азербайджан сократил экспорт нефтепродуктов в январе – августе 2024 г.



**4,1** трлн м<sup>3</sup>

составит общий объем мировой добычи газа к концу 2024 г.



На **7** %

снизился экспорт СПГ из США в июле 2024 г.



На **25,6** %

Китай увеличил импорт нефти из России в августе 2024 г., СПГ – на **32,9** %



На **7,6** %

выросли продажи бункерного топлива в порту Сингапур за 9 месяцев



На **1** %, до **1,728** млн барр. в сутки,

Лукойл сократил добычу жидких углеводородов в первом полугодии 2024 г.



На **6** млрд долл.

сократились доходы Египта от Суэцкого канала с начала 2024 года



**170** млн евро

Германия даст Украине на восстановление энергосистемы



**26** %

мировой добычи нефти попадает под санкции, по оценкам Венесуэлы



До **5,741** млн барр. в сутки

снизился экспорт сырой нефти из Саудовской Аравии в июле 2024 г.



На **27** %

выросло производство в нефтегазовом машиностроении РФ с начала 2024 года



Доля добычи ТРИЗ в РФ может достигнуть

**80** % к 2030 г.

Сейчас в РФ на балансе находится **31,5 млрд т** запасов нефти



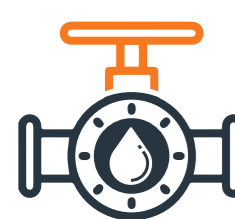
На **7** %

увеличилась погрузка угля на Дальнем Востоке в январе – августе 2024 г.



С **1,2** млн т до **2,5** млн т

ФРГ просит увеличить поставки казахстанской нефти



На **30** %

увеличилось производство СПГ в России в августе 2024 г.



США увеличили пошлины на китайские электромобили

до **102** %





# «МОЗГОВОЙ ЦЕНТР» КОМПАНИИ

**Колодяжный Игорь Антонович**

главный инженер – первый заместитель генерального директора ООО «Газпром ПХГ»

**Антипов Илья Александрович**

начальник филиала ООО «Газпром ПХГ» «Инженерно-технический центр»

Специалисты службы диагностики оборудования и сооружений Уральского региона Инженерно-технического центра за работой

15 ЛЕТ НАЗАД, ОСЕНЬЮ 2009 ГОДА, С ЦЕЛЬЮ ОРГАНИЗАЦИИ И ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОЙ И БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА НА СИСТЕМНОЙ ОСНОВЕ В СТРУКТУРЕ ООО «ГАЗПРОМ ПХГ» СОЗДАН ФИЛИАЛ «ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР». ЗА ГОДЫ РАЗВИТИЯ ИТЦ СТАЛ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ КОМПАНИИ, БЕЗ НЕГО СЕЙЧАС НЕВОЗМОЖНО ПРЕДСТАВИТЬ СТАБИЛЬНОЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПХГ

15 YEARS AGO, IN THE FALL OF 2009, IN ORDER TO ORGANIZE AND CARRY OUT WORK TO ENSURE RELIABLE AND TROUBLE-FREE OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES ON A SYSTEMATIC BASIS, THE ENGINEERING AND TECHNICAL CENTER (ETC) BRANCH WAS CREATED WITHIN THE STRUCTURE OF GAZPROM UGS LLC. OVER THE YEARS OF DEVELOPMENT, THE ETC HAS BECOME AN INTEGRAL PART OF THE COMPANY. IT IS NOW IMPOSSIBLE TO IMAGINE THE STABLE OPERATION OF UGS FACILITIES WITHOUT IT

Ключевые слова: подземное хранение газа, инженерно-технологический центр, компрессорная станция, газопромысловое оборудование, подземные сооружения.

## Уникальный и многогранный

Инженерно-технические центры есть в структуре всех отраслевых дочерних обществ «Газпрома». Однако сложность технологических процессов в подземном хранении газа (закачки, хранения и отбора) определяет и нестандартную роль ИТЦ в структуре ООО «Газпром ПХГ». По общему количеству задач, которые решает филиал, ему нет равных среди «коллег» в других компаниях.

Инженерно-технический центр создавался в целях организации и проведения работ по оценке технического состояния оборудования

и сооружений объектов подземного хранения газа и осуществления контроля в рамках инвестиционного капитального строительства. Филиал имеет сложную структуру управления, построенную по региональному принципу с подразделениями в Санкт-Петербурге, Московской и Саратовской областях, Ставропольском крае и Республике Башкортостан. Благодаря такой рассредоточенности специалисты могут оперативно решать задачи на объектах Общества от Калининграда до Югры.

Создателем и первым руководителем филиала стал Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ Артем Ервандович Арутюнов, который сформировал профессиональную и слаженную команду.

«15 лет работы ИТЦ доказали, что его создание полностью себя оправдало. В настоящее время Центр выполняет конкретную производственную и аналитическую деятельность по 18 направлениям в области подземного хранения природного газа и строительного контроля, что позволяет оптимизировать распределение функций между инженерным составом компании», – говорит ветеран газовой отрасли.

На сегодняшний день филиал имеет разрешительную документацию на такие виды деятельности, как диагностирование технических устройств, оборудования

и сооружений компрессорных станций и газопромыслового оборудования, обследование подземных сооружений и средств электрохимической защиты, сопровождение производственно-экологического мониторинга и контроля, мониторинг внедрения геолого-гидродинамического моделирования и комплексного анализа состояния фонда скважин и другие бизнес-процессы. Таким набором компетенций больше не обладает ни одно специализированное предприятие.



А.Е. Арутюнов, первый руководитель Инженерно-технического центра

## «Подземная» часть работы

Одним из ключевых факторов в обеспечении надежного и эффективного функционирования Единой системы газоснабжения в период сезонной неравномерности потребления газа является геолого-технологическое обследование скважинного оборудования, которое направлено на решение целого комплекса задач. Так, специалисты лаборатории геолого-гидродинамического моделирования и комплексного анализа показателей эксплуатации хранилищ газа и лаборатории технологического сопровождения ремонта скважин осуществляют комплексный анализ, исследование и инженерно-технологическое сопровождение ремонта скважин. На основе полученных ими данных могут приниматься решения о характере дальнейшей эксплуатации как скважин, так и ПХГ в целом.

В настоящее время Инженерно-технический центр осуществляет комплексный анализ эксплуатации



действующих ПХГ, методическое сопровождение, расчет и анализ результатов газодинамических исследований скважин, сопровождение постоянно действующих геолого-технологических моделей объектов хранения газа, их организационно-статистическое сопровождение. Работы по геолого-гидродинамическому моделированию и комплексному анализу показателей эксплуатации хранилищ газа играют важную роль в реализации стратегических целей «Газпрома» в области подземного хранения газа.

Проведение неразрушающего контроля сварного соединения трубопроводной арматуры на объектах Елшано-Курдюмского ПХГ



Проведение инженерно-геодезических изысканий





▲ Ежегодно работники Инженерно-технического центра в рамках производственного экологического контроля выполняют более 12 тысяч измерений на объектах «Газпром ПХГ»

С момента образования и по настоящее время филиал также осуществляет организацию удаленного и непосредственного мониторинга и технологического сопровождения, надзор и контроль за соблюдением качества исполнения плановых решений при капитальном ремонте скважин ПХГ, осуществляемых четырьмя управлениями аварийно-восстановительных работ и капитального ремонта скважин ООО «Газпром ПХГ».

### Непрерывный мониторинг

Важнейшими звеньями в цепочке эксплуатации ПХГ являются скважины, газопромысловое оборудование и установки подготовки газа. Режимы работы этого оборудования во многом определяют производительность ПХГ и качество природного газа, подаваемого в магистральные газопроводы. Их стабильное функционирование также находится в зоне ответственности Инженерно-технического центра. Контроль за состоянием технологического комплекса осуществляют лаборатории, расположенные в Центральном, Приволжском и Северо-Кавказском федеральных округах. Деятельность подразделений направлена на повышение эффективности производственных процессов, связанных с работой ПХГ, разработкой и направлением в филиалы Общества рекомендаций в отношении выявленных проблем в работе технологического оборудования. В ходе проведения исследований специалисты получают

независимые данные, которые в последующем анализируются с целью составления и оценки динамики различных показателей эксплуатации газохранилищ.

При детальном анализе режимов работы технологического и газопромыслового оборудования возможна оптимизация режимов работы установок подготовки газа с целью получения требуемого качества товарного газа, подаваемого в магистральные газопроводы, а также снижения потерь реагентов. Конечно, достижение этих результатов невозможно без тесного сотрудничества со всеми производственными подразделениями Общества. Объединяя науку и производство, филиал проводит мероприятия по улучшению показателей эксплуатации ПХГ путем выдачи рекомендаций, в максимальной степени учитывающих производственные факторы и сопоставляющих их с теоретическими выкладками.

С целью соблюдения нормативов качества окружающей природной среды в зоне нахождения производственных объектов ООО «Газпром ПХГ» в рамках производственного экологического контроля Инженерно-техническим центром выполняется более 12 тысяч измерений ежегодно методом инструментального контроля. В 2020 году филиал получил дополнительную область аккредитации на осуществление производственно-экологического мониторинга промышленных выбросов на объектах Общества. По результатам удаленной оценки лаборатория производственно-экологического мониторинга была признана соответствующей критериям ГОСТ ISO/IEK 17025-2019.

Помимо прочего, ИТЦ проводит обследование технического состояния строительных конструкций зданий и других инженерных сооружений для определения их фактического состояния, получения количественной оценки фактических показателей качества конструкций. С 2015 года для этих процессов применяется ультразвуковой метод неразрушающего контроля, измерение прочности бетона, измерение температурно-влажностных характеристик помещения. Два года назад специалисты расширили свой арсенал за счет теплового контроля зданий. Годовой объем работ по этому направлению составляет более 100 тысяч кубических метров различных строений. ●

KEYWORDS: *underground gas storage, engineering and technology center, compressor station, gas field equipment, underground structures.*



# Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



**Действуя строго в рамках законодательства,  
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере**

**+7 495 987 18 50** (многоканальный)

📍 Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)



# УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ гидравлических испытаний трубопроводов

АВТОРЫ СТАТЬИ ОПИСЫВАЮТ МЕТОДЫ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE DESCRIBE METHODS FOR IMPROVING THE TECHNOLOGY OF HYDRAULIC TESTING OF PIPELINES TO ENSURE THE RELIABILITY AND SAFETY OF TESTING

Ключевые слова: *hydraulic tests, pipeline, plug, sealing element, servo drive, pressure sensor.*

**Шарнина Гульнара Салаватовна**

доцент факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, к.т.н.

**Нуриахметова Дарья Евгеньевна**

инженер отдела капитального строительства АО «Транснефть-Урал»

**Лукьянов Владислав Александрович**

магистрант факультета трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

Для обеспечения надежной работы трубопроводы должны подвергаться очистке полости, испытанию на прочность и проверке на герметичность перед пуском в эксплуатацию после полной готовности участка или всего трубопровода (полной засыпки, обвалования или крепления на опорах, установки арматуры и приборов, катодных выводов, представления исполнительной документации на испытуемый объект) [1], а потому разработка новых технологических решений и устройств для проведения испытаний является актуальной задачей. При гидравлических испытаниях трубопроводы испытываются на прочность и герметичность давлением жидкости в течение определенного времени. Внедрение инновационных материалов для изготовления устройств, используемых при гидравлических испытаниях, обладающих повышенной прочностью и износостойкостью, способствует увеличению долговечности этих устройств и сокращению затрат

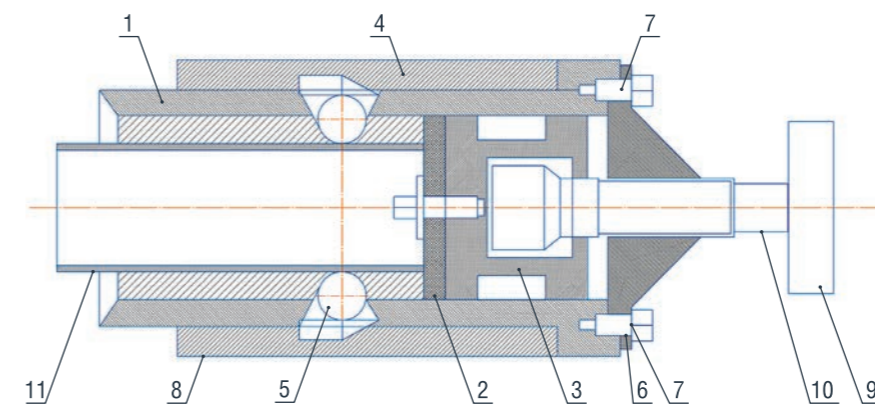
на их обслуживание и ремонт. Внедрение автоматизированных систем управления и контроля в процесс гидравлических испытаний открывает возможности для мониторинга и анализа данных в режиме реального времени, что позволяет оперативно выявлять и устранять дефекты, повышая эффективность проведения испытаний.

При гидравлических испытаниях трубопроводов для обеспечения герметичности испытываемого участка трубопровода и предотвращения утечек используются такие устройства, как заглушки. Патентная проработка показывает, что существуют различные конструкции подобных устройств со своими преимуществами и недостатками, например, в патенте [2] представлена полезная модель заглушки для испытания труб на герметичность, отличающаяся тем, что герметичность при испытаниях труб различных диаметров, включая малые, обеспечивается благодаря инновационному механизму зажима и разжима, осуществляемому подвижной втулкой и фиксирующими шариками.

Заглушка, представленная на рисунке 1, содержит гильзу 1 с уплотнительным элементом 2 и плунжером 3 внутри, подвижную втулку 4 для фиксации на трубе, фиксирующие шарики 5, крышку 6 с резьбовым соединением и соединительные винты 7. Процесс установки начинается с помещения трубы в гильзу, сдвига втулки 4

УДК 621.644

РИСУНОК 1. Схема заглушки для испытаний труб на герметичность



1 – гильза; 2 – уплотнительный элемент; 3 – подвижный плунжер; 4 – подвижная втулка для закрепления заглушки на трубе; 5 – фиксирующие шарики; 6 – крышка; 7 – соединительный элемент; 8 – запорное кольцо; 9 – рукоятка; 10 – шпиндель; 11 – труба

к запорному кольцу 8, и затем герметизации через вращение рукоятки 9, соединенной со шпинделем 10, шариками 5, расположенные в отверстиях гильзы и плотно прилегающие к трубе, создают равномерное усилие для надежной герметизации.

В данной работе предлагается усовершенствовать технологию гидравлических испытаний трубопроводов путем разработки и внедрения автоматизированного механизма зажима с сервоприводом на базе полезной модели заглушки, предложенной в [2], установки датчика давления на трубопроводе, а также использования инновационного материала для изготовления уплотнительного элемента для заглушки.

Автоматизация процесса гидравлических испытаний трубопроводов повышает их эффективность и безопасность. Автоматизированный механизм зажима с сервоприводом

обеспечивает стабильное и равномерное зажимное усилие, что предотвращает возникновение вибраций во время испытаний. Контроль уровня вибраций помогает предотвратить усталостные повреждения, которые могут возникнуть в результате испытаний. Контроль величины зажимного усилия позволяет обеспечить оптимальную герметизацию без риска повреждения трубопровода или уплотнительных элементов.

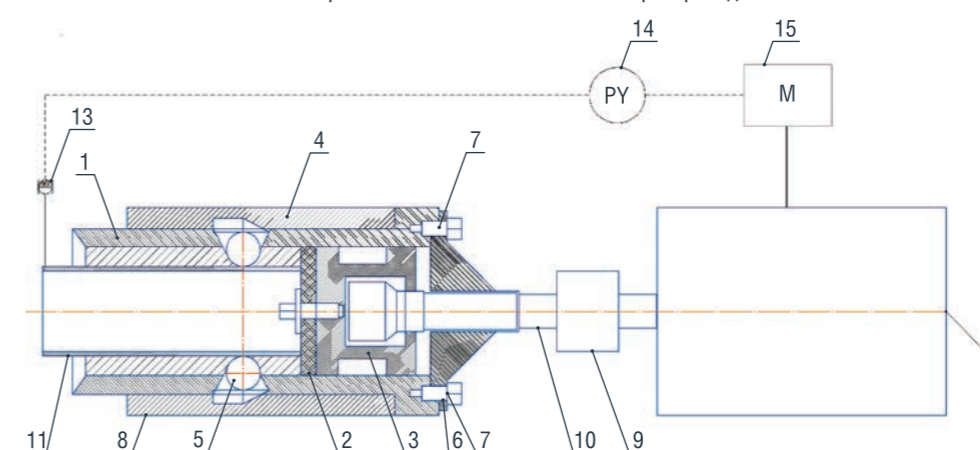
Автоматизация процесса установки и снятия механизма зажима сокращает время, необходимое для подготовки и проведения испытаний. Внедрение датчика давления позволяет контролировать и поддерживать необходимое давление в трубопроводе в режиме реального времени во время испытаний.

В данной работе предлагается схема автоматизированного механизма зажима с сервоприводом на базе полезной модели заглушки,

предлагаемой в [2], и установленным на трубу датчиком давления, схема показана на рисунке 2.

Технические аспекты разработки автоматизированного механизма зажима включают выбор подходящего сервопривода, разработку механических интерфейсов для различных типов труб и пользовательского интерфейса для управления процессом. Ключевым аспектом является разработка надежной системы обратной связи, которая обеспечивает мониторинг и регулирование параметров зажима в режиме реального времени. Сервоприводы, оснащенные датчиками обратной связи, такими, как энкодеры, способны адаптироваться к изменениям давления, что позволяет системе мгновенно корректировать параметры зажима в ответ на изменения давления или другие внешние факторы. Чтобы создать усилие зажима, обеспечивающее надежное прижатие уплотнительного элемента и герметичность соединения во время испытаний, сервопривод должен иметь минимальный крутящий момент, равный 50 Нм. Сервопривод должен поддерживать высокую точность позиционирования, чтобы обеспечить одинаковое зажимное усилие при каждом использовании. Быстрый отклик сервопривода на управляющие команды и возможность плавного регулирования скорости и усилия зажима важны для адаптации к различным условиям эксплуатации. Сервопривод, регулируемый преобразователем частоты, позволяет точно устанавливать и контролировать крутящий момент, необходимый для зажима. Преобразователь частоты

РИСУНОК 2. Схема автоматизированного механизма зажима с сервоприводом



1 – гильза; 2 – уплотнительный элемент; 3 – подвижный плунжер; 4 – втулка для закрепления заглушки на трубе; 5, 12 – фиксирующие шарики; 6 – крышка; 7 – соединительный элемент; 8 – запорное кольцо; 9 – муфта; 10 – шпиндель; 11 – труба; 13 – датчик давления; 14 – контроллер; 15 – регулятор частоты вращения; 16 – сервопривод



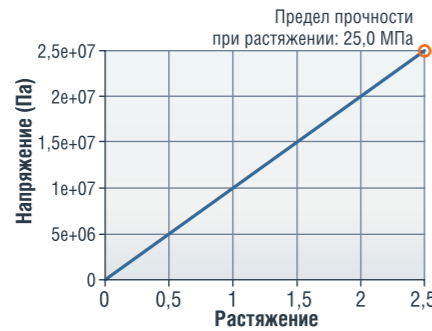
запрограммирован таким образом, чтобы оптимизировать усилие и скорость зажима для обеспечения герметичности.

В данной работе предлагается использовать сервоприводы компании Delta Electronics серии ASD, например, сервопривод Delta Electronics ASD-M, который удовлетворяет всем вышеперечисленным условиям, что делает его оптимальным выбором для задач, где требуется контроль зажима и герметизации, и, что немаловажно, данная компания осуществляет поставки в Россию в нынешних условиях санкций.

Для контроля испытательного давления предлагается установить датчик давления серии EJA-E Yokogawa, известные своей надежностью, высокой точностью и минимальной погрешностью, оборудованы функциями самодиагностики и возможностью дистанционного доступа для считывания данных. Внедрение датчика давления серии EJA-E Yokogawa в систему гидравлических испытаний позволит достичь высокой точности измерений, гарантируя соответствие требованиям безопасности и качества.

В процессе разработки конструкции заглушек для гидравлических испытаний важным является выбор материала, из которого изготавливаются данные устройства, особенно материала для уплотнительных элементов и элементов зажима и разжима, которые должны быть устойчивы к воздействию воды и других испытательных сред, а также обладать достаточной прочностью для предотвращения утечек под воздействием высокого давления. К таким материалам можно отнести полимерные композиты – многокомпонентные материалы на основе разных видов пластмасс, которые обладают высокой прочностью, что делает их особенно подходящими для условий, требующих устойчивости к механическим нагрузкам: их прочность может достигать 800 и более МПа, что сочетается с высокой химической стойкостью и минимальным водопоглощением. Благодаря низкой плотности, полимерные композиты обеспечивают снижение общей массы устройства, при этом сохраняя высокую износостойкость, что позволяет увеличить срок эксплуатации устройств под

РИСУНОК 3. График зависимости деформации от напряжения в материале EPDM



воздействием агрессивных сред и переменных давлений.

Для изготовления уплотнительных элементов часто используются высокопроизводительные эластомеры, такие, как бутадиен-нитрильный каучук (NBR), которые могут обеспечивать отличное уплотнение благодаря своей способности к сжатию и возвращению в исходное состояние после деформации, что значительно повышает их эффективность и способствует минимизации риска утечек при длительной эксплуатации уплотнительного элемента.

В данной работе в качестве материала для уплотнительных элементов предлагается использовать такой инновационный материал, как этиленпропиленовый каучук (EPDM), который обладает рядом характеристик, позволяющих применять его в устройствах для гидравлических испытаний, например, высокие прочностные характеристики, устойчивость к деформации под давлением, способность сохранять рабочие показатели в диапазоне от -50 °С до +50 °С, что обеспечивает его функциональность в различных климатических условиях без потери уплотнительных свойств.

С использованием программного комплекса MATLAB выполнен расчет максимально допустимого давления, которое может выдержать уплотнительный элемент из материала EPDM, что важно для обеспечения надежности и безопасности при гидравлических испытаниях, процесс проведения и результат которых зависит от того, насколько эффективно уплотнительные элементы справляются с испытательными давлениями и предотвращают утечки. Результаты расчета показывают, что максимально допустимое давление, которое

может выдержать уплотнитель, составляет 24,5 МПа.

С использованием программного комплекса MATLAB выполнены расчеты характеристик материала EPDM, по результатам расчетов построены графики зависимости деформации от напряжения в материале, зависимости напряжения от времени действия нагрузки на материал и зависимости динамического модуля упругости от частоты нагрузок.

График зависимости деформации от напряжения в материале EPDM приведен на рисунке 3. График показывает, как материал реагирует на приложенные нагрузки, что позволяет оценить его упругие и пластические свойства. Для построения графика использовался закон Гука для линейного напряженного состояния. Прямая равномерно возрастающая линия на графике свидетельствует о линейном упругом поведении материала при растяжении вплоть до достижения предела прочности, равного 25 МПа. На основе графика можно сделать вывод, что материал обладает хорошими упругими свойствами и может быть использован как материал для уплотнительного элемента при заданных нагрузках.

График зависимости напряжения в материале от времени показывает неизменность напряжения при длительной статической нагрузке, что свидетельствует об отсутствии значительной релаксации материала. График зависимости модуля динамической упругости от частоты нагрузок отражает увеличение модуля динамической упругости материала с ростом частоты нагрузок, что характеризует его вязкоупругие свойства и способность накапливать энергию. Таким образом, результаты расчетов позволяют сделать вывод, что материал EPDM может являться эффективным уплотнителем и использоваться в качестве уплотнительного элемента заглушки при гидравлических испытаниях. ●

#### Литература

- СП 411.1325800.2018. Трубопроводы магистральные и промысловые для нефти и газа. Испытания перед сдачей построенных объектов. – Москва, Стандартинформ, 2019.
- Патент № RU 209939U1. Заглушка для испытания труб на герметичность: № 2021133315: заявл. 15.11.2021: опубл. 24.03.2022 / Сирагутдинов И.М. Фасхутдинов А.И. – 7 с.

KEYWORDS: hydraulic tests, pipeline, plug, sealing element, servo drive, pressure sensor.



# МОЛЕКУЛЯРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ состава сырья и продуктов гидрокрекинга вакуумного газойля

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ, А ТАКЖЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЫХ ЗАДАЧ ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ КЛЮЧЕВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ТОПЛИВ. АНАЛИЗ СОСТАВА ТАКИХ ФРАКЦИЙ, КАК ВАКУУМНЫЙ ГАЗОЙЛЬ, ТРЕБУЕТ ПРОВЕДЕНИЯ СЛОЖНЫХ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОРОГОСТОЯЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ. В ДАННОЙ РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ СОСТАВА СЫРЬЯ, ПОЛУПРОДУКТОВ И ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССА ГИДРОКРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ. ДЛЯ ЭТОГО БЫЛИ ИСПОЛЬЗОВАНЫ МЕТОД СТРУКТУРНО-ОРИЕНТИРОВАННОГО ОБЪЕДИНЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ СТРУКТУРЫ РАЗЛИЧНЫХ МОЛЕКУЛ УГЛЕВОДОРОДОВ И МЕТОД ГРУППОВОГО ВКЛАДА ДЛЯ РАСЧЕТА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МОЛЕКУЛ. БЫЛ СОЗДАН АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ФУНКЦИЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛОТНОСТИ ВЕРОЯТНОСТИ И ВЫПОЛНЕН РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ НА ОСНОВЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА, РЕЗУЛЬТАТОВ ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ: ПЛОТНОСТИ И МОЛЕКУЛЯРНОЙ МАССЫ ОБРАЗЦОВ

DEFINITION OF THE COMPOSITION OF HEAVY OIL FRACTIONS, AS WELL AS INTERMEDIATE PRODUCTS OF OIL REFINING PROCESSES, IS ONE OF THE IMPORTANT TASKS IN MODELING KEY TECHNOLOGIES FOR PRODUCING HYDROCARBON FUELS. ANALYSIS OF THE COMPOSITION OF SUCH FRACTIONS AS VACUUM GAS OIL REQUIRES COMPLEX CHROMATOGRAPHIC STUDIES USING EXPENSIVE EQUIPMENT. THIS PAPER PRESENTS A MODEL FOR THE FORMATION OF THE COMPOSITION OF RAW MATERIALS, SEMI-FINISHED PRODUCTS AND PRODUCTS OF THE VACUUM GAS OIL HYDROCRACKING PROCESS. FOR THIS PURPOSE, STRUCTURE-ORIENTED LUMPING METHOD WAS USED TO REPRESENT THE STRUCTURE OF VARIOUS HYDROCARBON MOLECULES AND THE GROUP CONTRIBUTION METHOD TO CALCULATE THE PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF MOLECULES. AN ALGORITHM WAS CREATED FOR CALCULATING THE PARAMETERS OF THE PROBABILITY DENSITY DISTRIBUTION FUNCTIONS AND THE PARAMETERS WERE CALCULATED BASED ON THE FRACTIONAL COMPOSITION, THE RESULTS OF CHROMATOGRAPHIC STUDIES AND THE PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES: DENSITY AND MOLECULAR WEIGHT OF THE SAMPLES

Ключевые слова: гидрокрекинг, вакуумный газойль, структурно-ориентированное объединение, моделирование углеводородного состава, функция распределения плотности вероятности.

**Григораш Михаил Степанович**  
аспирант

**Ивашкина Елена Николаевна**  
профессор, д.т.н.

**Чузлов Вячеслав Алексеевич**  
доцент, к.т.н.

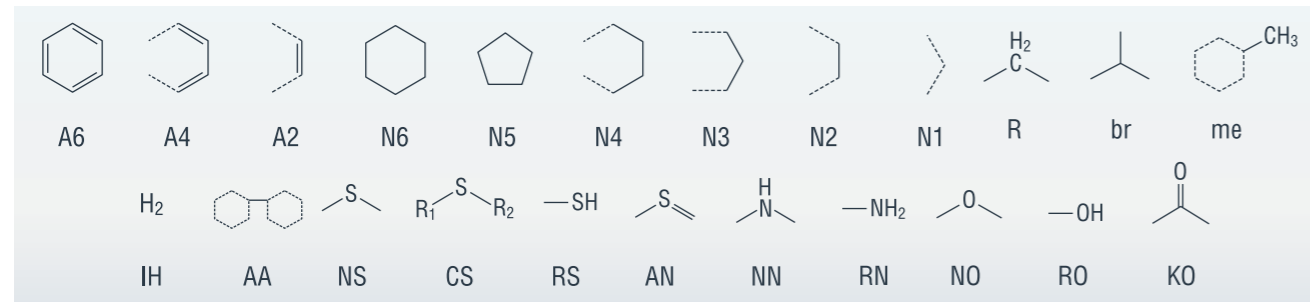
Национальный исследовательский  
Томский политехнический университет,  
Инженерная школа природных ресурсов,  
Отделение химической инженерии

Молекулярное представление нефтяных фракций является одним из главных приоритетов в разработке моделей процессов нефтепереработки. Необходимые свойства фракций могут быть рассчитаны на основе свойств отдельных молекул и различных правил смешения. Информация о молекулах дает возможность представлять ход процесса на молекулярном уровне, осуществлять более подробные и точные расчеты с оценкой выхода и качества продукции нефтеперерабатывающих заводов.

Традиционный подход к моделированию процессов переработки нефтяного сырья основан на использовании lump-компонентов (lumped models), перечень которых определяется схемой превращений или на основе физико-химических свойств (температура кипения, плотность и пр.)



РИСУНОК 1. Структурные приращения структурно-ориентированного объединения



фракций. Такой подход упрощает моделирование, но не дает обширного представления о химических структурах компонентов, как сырья, так и продуктов процесса. Для получения такой информации о нефтяных фракциях разработаны несколько методов молекулярной характеристики нефтяных смесей, наиболее известными из которых являются:

- Структурно-ориентированное объединение (SOL) (ExxonMobil (R. J. Quann, S. B. Jaffe) [1].
- Single-event approach для детального описания кинетических моделей (G. F. Froment) [2].
- Матрица связующих электронов (bond-electron matrix), разработанная The Klein Research Group [3].
- Метод Института науки и технологий Манчестерского университета [4].
- Статистическая реконструкция и реконструкция путем максимизации энтропии (IFP Energies Nouvelles) [5].
- Моделирование на основе гибридной структурной единицы и матрицы связей-электронов, подходы к которому предложены в Китайском нефтяном университете [6].

Из ряда представленных методов к реализации был выбран метод структурно-ориентированного объединения, с помощью которого можно описать молекулы, содержащиеся в нефти, любой структуры. Данный метод отличается простотой и возможностью комбинирования с другими методами для расчета свойств молекул и их смесей.

Моделирование состава сырья и продуктов требует обширного экспериментального анализа исследуемых фракций. Для определения углеводородного состава продуктов гидрокрекинга образцов вакуумного газойля была использована двумерная газовая хроматография с распределением по числу атомов углерода в молекулах углеводородов.

### Методы исследования

Углеводородный состав выделенных мальтенов вакуумного газойля определен на приборе CMS Agilent 7890B с пламенно-ионизационным детектором [7].

Для более эффективного использования результатов хроматографии применяются моделирование составов нефтяных фракций. Таким образом, модель процесса может охватить не только проанализированные составы, но и фракции, для которых известны только основные физико-химические свойства: фракционный состав, плотность, молекулярная масса и прочее.

Метод структурно-ориентированного объединения позволяет охарактеризовать молекулу углеводорода с помощью вектора из 22 структурных приращений (рис. 1). Данный вектор обеспечивает основу для

создания схемы превращений и кинетических уравнений, включающих тысячи компонентов и многие тысячи реакций. С помощью данного представления можно сформировать структуру любого углеводорода, а также рассчитать молекулярную массу, элементный состав, соотношение C:H, не привязываясь к классу углеводорода.

Вместе с методом структурно-ориентированного объединения в работе был использован метод группового вклада, с помощью которого определяются параметры каждого из заданных векторов молекул и составляется описание созданной смеси углеводородов.

Метод группового вклада предполагает рассмотрение молекулярной структуры вещества как набор групп трех типов: первого, второго и третьего порядка. Группы первого порядка описывают широкий круг органических соединений, в то время как группы второго и третьего порядка обеспечивают дополнительную структурную информацию. Многоуровневая схема оценки с использованием этих групп позволяет повысить точность, надежность и диапазон применения ряда важных свойств чистых компонентов [8].

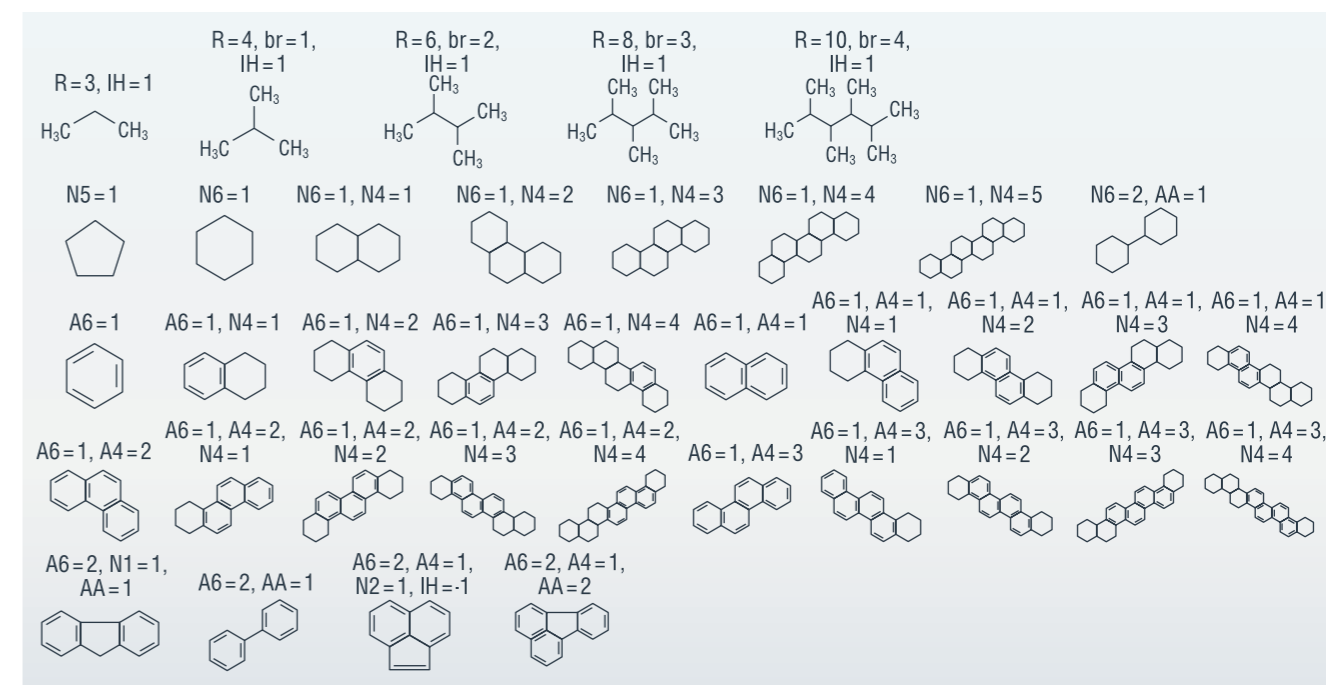
С использованием данного метода рассчитываются следующие свойства: нормальная температура плавления ( $T_m$ ), нормальная температура кипения ( $T_b$ ), критическая температура ( $T_c$ ), критическое давление ( $P_c$ ) и критический молярный объем ( $V_c$ ), а также стандартная энергия Гиббса ( $G_f$ ), стандартная энтальпия образования ( $H_f$ ), стандартная энтальпия парообразования ( $H_v$ ) и стандартная энтальпия сгорания ( $H_{fus}$ ).

Углеводороды, входящие в состав нефти, относятся к определенному гомологическому ряду и характеризуются определенной температурой кипения. Опираясь только лишь на этот признак, покомпонентный состав фракции может быть сформирован (смоделирован) с большими погрешностями. Для этого введено понятие ключевых структур – это выбранные углеводороды определенной структуры, которые наиболее вероятно входят в состав фракции. Набор ключевых структур может быть определен исходя из свойств и состава фракции, которые определены экспериментальным путем.

Если набор ключевых структур слишком велик, сформированный состав будет охватывать больше возможных углеводородов, что может привести к ошибке предсказания основных свойств смеси. Оптимальное количество ключевых структур позволит более точно рассчитать свойства и состав фракции.

В качестве составляющих нефть углеводородов выбраны основные (ключевые) структуры (рис. 2) [6]. Для ключевой структуры созданы молекулы гомологического ряда, при этом для каждого такого гомолога добавлены возможные изомеры.

РИСУНОК 2. Ключевые структуры для моделирования нефтяных фракций [6]



Гомологический ряд создается путем добавления ответвлений к алкильным цепям парафинов, добавления боковых алкильных цепей и ответвлений для нафтенов и аренов и гетероатомных углеводородов. Для каждой созданной молекулы рассчитываются физико-химические свойства, после чего молекулы и информация о них наполняют библиотеку компонентов.

Для моделирования состава нефтяной фракции на основе фракционного состава и основных физико-химических свойств можно воспользоваться функцией распределения плотности вероятности (PDF). На основе данных функций строятся распределения углеводородов по различным параметрам: молекулярной массе, плотности и содержанию компонентов [9].

Распределение плотности вероятности обладает следующими преимуществами:

- данный метод позволяет достаточно точно описать распределение углеводородов в нефтяной фракции;
- вариативность выбора функции и параметров распределения;
- подбор параметров функции распределения может быть осуществлен на основе: хроматографического анализа, физико-химических свойств (по правилам смешения) и фракционного состава.

В данной работе выбраны следующие функции распределения:

- бета-распределение:

$$PDF(A, B, C, D) = \frac{(B-A)^{1-C-D}}{Beta(C, D)} \cdot (y-A)^{C-1} \cdot (B-y)^{D-1},$$

где  $A, B, C, D$  – параметры распределения (причем  $B = A + 1$ ),  $y$  – шаг распределения ( $A < y < B$ ),  $Beta(x, y)$  – бета-функция.

- нормальное & Нормальное распределение:

$$PDF = \frac{p}{B\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(y-A)^2}{2 \cdot B^2}\right] + \frac{(1-p)}{D\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left[-\frac{(y-C)^2}{2 \cdot D^2}\right],$$

где  $A, B, C, D$  – параметры распределения ( $C, D > 0$ ),  $y$  – шаг распределения,  $p$  – вес распределения ( $0 < p < 1$ ).

Распределение может дать представление о составе фракции, однако для более точного описания состава необходимо проводить оптимизацию параметров распределения на основе следующих данных: фракционного состава, молекулярной массы, плотности, состава, определенного хроматографическим методом.

Для расчета состава нефтяных фракций разработаны специализированные программные модули на языке Python, включающие:

- создание библиотеки компонентов, исходя из типа фракции (бензин, дизельная фракция или вакуумный газойль);
- выборку компонентов из библиотеки, исходя из фракционного состава;
- расчеты с определением состава с помощью функции распределения плотности вероятности, ее оптимизация и представление результатов расчета.

Определение состава углеводородной фракции должно быть основано на ее физико-химических свойствах. Для описания различных особенностей фракции необходимо определить взаимосвязи между данными свойствами, известными составами и рядом параметров функции распределения плотности вероятности. Для этого используется цикл оптимизации целевой функции, которая содержит набор измеренных свойств исследуемых фракций. Оптимальными параметрами являются те, при которых целевая функция принимает минимальное значение. Набор свойств для оптимизации PDF представлен в таблице 1.

Для использования разработанных алгоритмов определены параметры распределения на основе результатов хроматографических исследований для точного воспроизведения состава фракции.



ТАБЛИЦА 1. Свойства фракций для поиска оптимальных параметров PDF

Свойство	Метод измерения	Метод расчета	Целевая функция
Плотность	ГОСТ 3900-2022	[10]	$\frac{d_{\text{расч}} - d_{\text{экс}}}{d_{\text{экс}}}$
Фракционный состав	ASTM D 1160 ГОСТ 2177-99	PDF	$\sum_{i=1}^{\text{\#Фракций}} \left[ \frac{W_{i,\text{расч}} - W_{i,\text{экс}}}{W_{i,\text{экс}}} \right]$
Средняя молекулярная масса	КРИОН-1	PDF	$\frac{MM_{\text{расч}} - MM_{\text{экс}}}{MM_{\text{экс}}}$
Структурно-групповой состав	Градиент-М ГОСТ 32269-2013	PDF	$\sum_{i=1}^{\text{\#Групп}} \left[ \frac{W_{i,\text{расч}} - W_{i,\text{экс}}}{W_{i,\text{экс}}} \right]$
Элементный состав	Элементный анализ	SOL	$\sum_{i=1}^{\text{\#Элементов}} \left[ \frac{W_{i,\text{расч}} - W_{i,\text{экс}}}{W_{i,\text{экс}}} \right]$

### Результаты и обсуждение

Для расчета параметров распределения были использованы следующие фракции: вакуумный газойль, газопродуктовая смесь реактора гидрокрекинга, компоненты зимнего и летнего дизельного топлива.

По хроматограммам этих фракций были рассчитаны параметры распределения. На их основе построены распределения углеводородов по классам, а также определен фракционный состав модельных составов фракций, также построены распределения

молекулярной массы индивидуальных компонентов в данных фракциях, определены плотность и средняя молекулярная масса фракций.

1. Вакуумный газойль (образец 1) (рис. 3–10).

Для данного вакуумного газойля были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 895,2 кг/м<sup>3</sup> и 805,43 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 10,03%);
- молекулярная масса: 363,81 г/моль и 390,5 г/моль (отн. погрешность – 7,34%).

РИСУНОК 3. Распределение парафинов



РИСУНОК 4. Распределение изопарафинов



РИСУНОК 5. Распределение нафтен

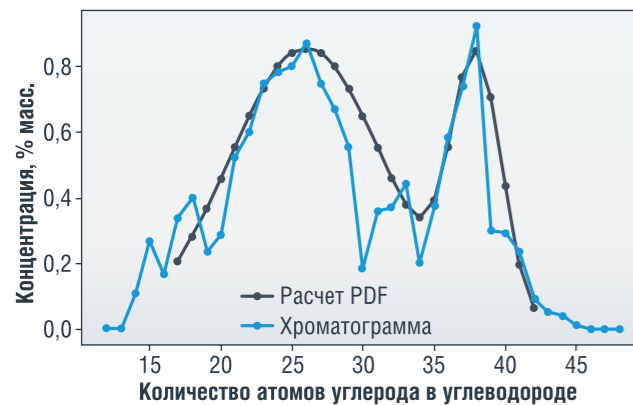


РИСУНОК 6. Распределение моноаренов



РИСУНОК 7. Распределение диаренов



РИСУНОК 8. Распределение триаренов



РИСУНОК 9. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу

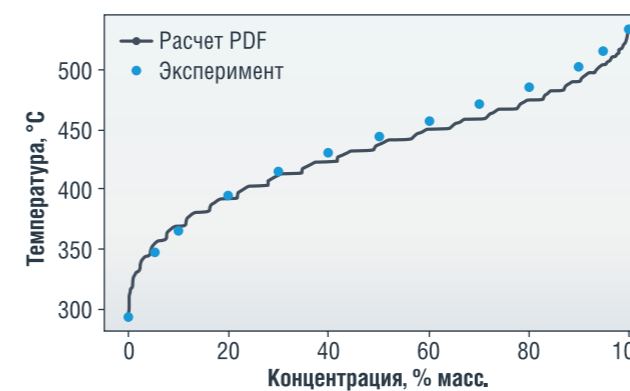
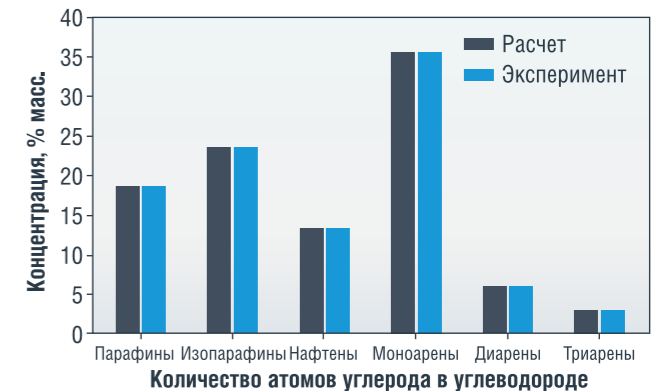


РИСУНОК 10. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



2. Газопродуктовая смесь реактора гидрокрекинга (рис. 11–16).

Для данной газопродуктовой смеси были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 806 кг/м<sup>3</sup> и 791,95 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 1,74%);
- молекулярная масса: 300,76 г/моль и 296,1 г/моль (отн. погрешность – 1,55%).

3. Летнее дизельное топливо (образец 2), рис. 17–23.

Для данного дизельного топлива были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 826,9 кг/м<sup>3</sup> и 779,93 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 5,68%);
- молекулярная масса: 272,18 г/моль и 245,9 г/моль (отн. погрешность – 9,66%).

4. Зимнее дизельное топливо (образец 3), рис. 24–30.

Для данного дизельного топлива были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 792,7 кг/м<sup>3</sup> и 742,9 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 6,28%);
- молекулярная масса: 156,19 г/моль и 157,48 г/моль (отн. погрешность – 0,83%).

РИСУНОК 11. Распределение парафинов

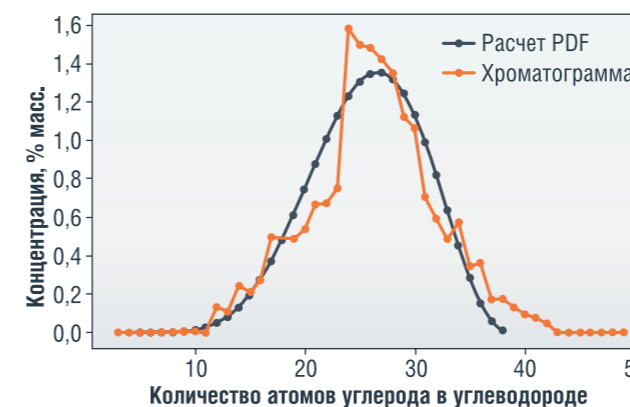


РИСУНОК 12. Распределение изопарафинов





РИСУНОК 13. Распределение нафтенов



РИСУНОК 14. Распределение моноаренов

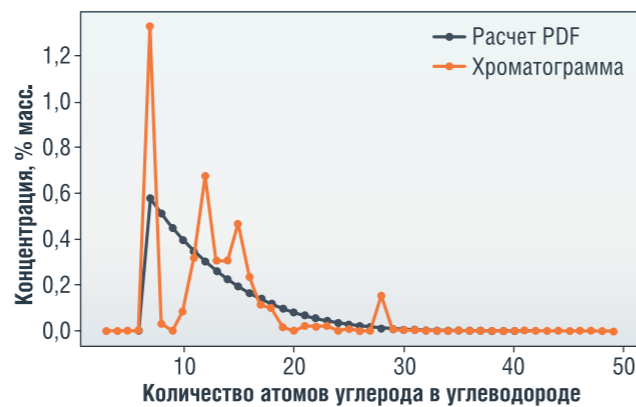


РИСУНОК 15. Распределение диаренов



РИСУНОК 16. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



РИСУНОК 17. Распределение парафинов



РИСУНОК 18. Распределение изопарафинов

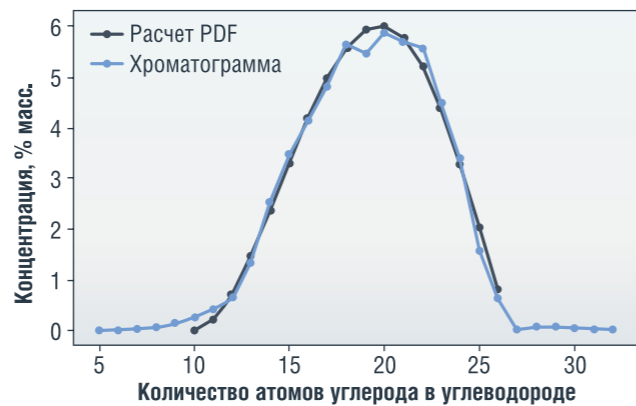


РИСУНОК 19. Распределение нафтенов

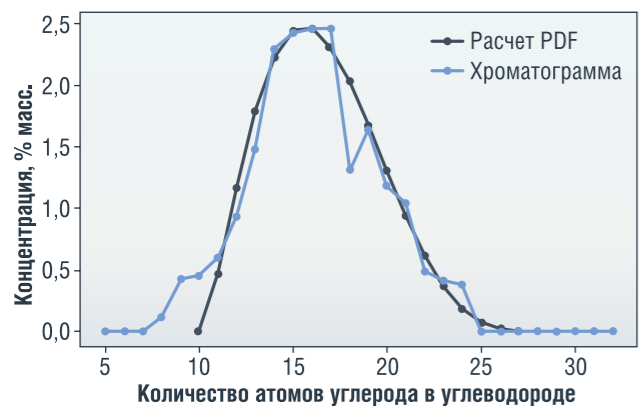


РИСУНОК 20. Распределение моноаренов

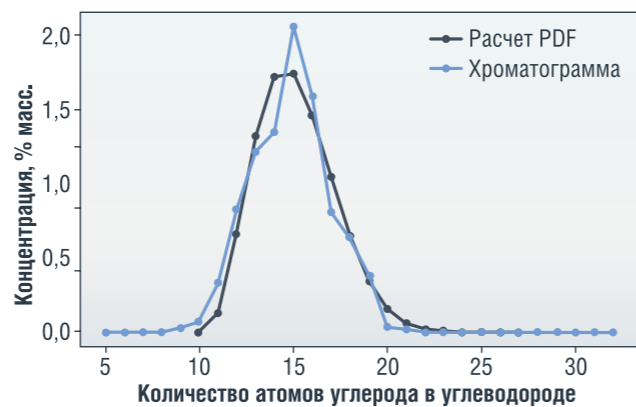


РИСУНОК 21. Распределение диаренов



РИСУНОК 22. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу

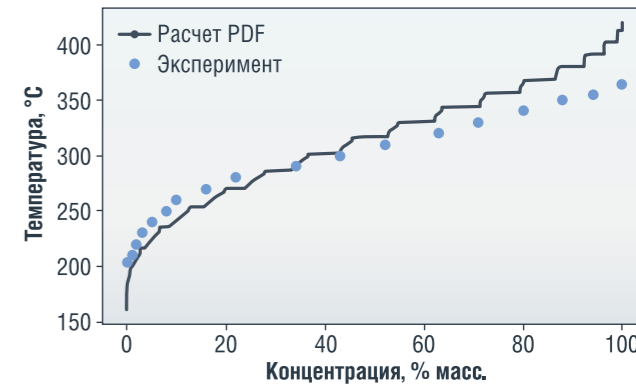
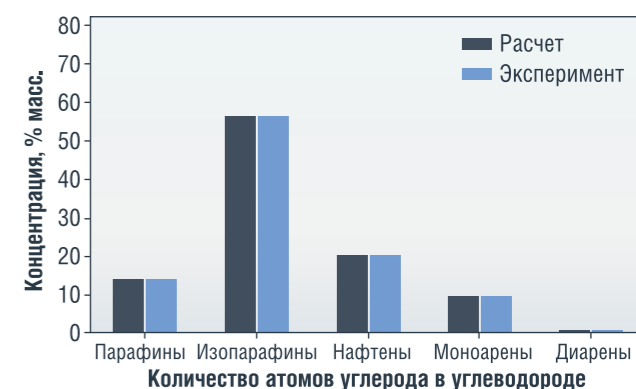


РИСУНОК 23. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



Таким образом, определенные расчетным путем составы с помощью структурно-ориентированного объединения и распределения плотности вероятности точно повторяют результаты экспериментальных исследований по определению группового состава и распределения углеводородов во фракциях. Фракционный состав представленных фракций рассчитан со средней точностью, что связано с погрешностью в расчетах температуры кипения индивидуальных веществ. Погрешность расчета плотности и молекулярной массы изменяется от 0,5 до 10%, причем чем сложнее состав фракции, тем выше погрешность расчета.

Для того, чтобы оценить качество (погрешность) расчетов данных параметров распределения и их применимость к похожим фракциям иного

РИСУНОК 24. Распределение парафинов



РИСУНОК 25. Распределение изопарафинов

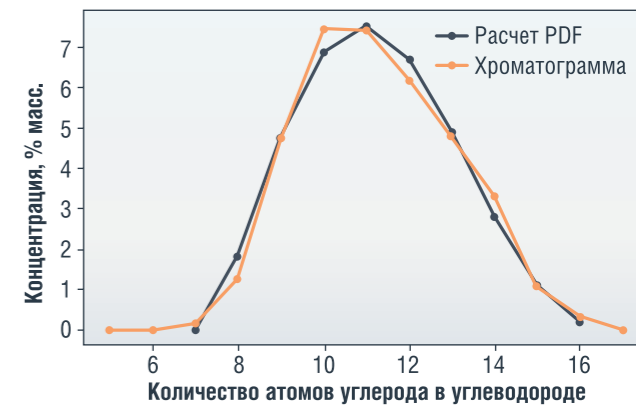


РИСУНОК 26. Распределение нафтенов



РИСУНОК 27. Распределение моноаренов





РИСУНОК 28. Распределение диаренов

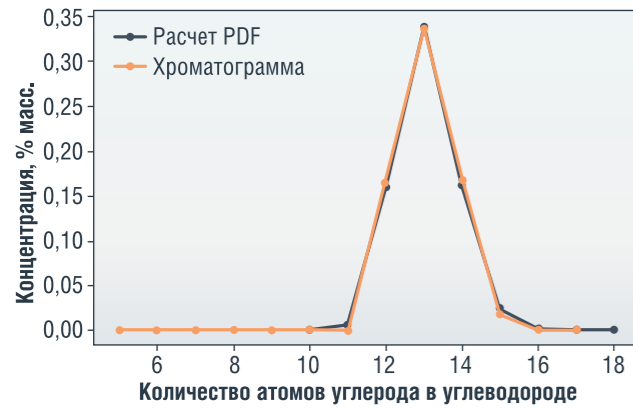


РИСУНОК 29. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу

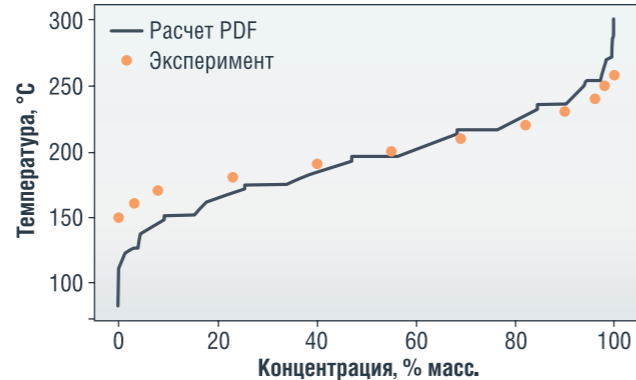


РИСУНОК 35. Распределение диаренов

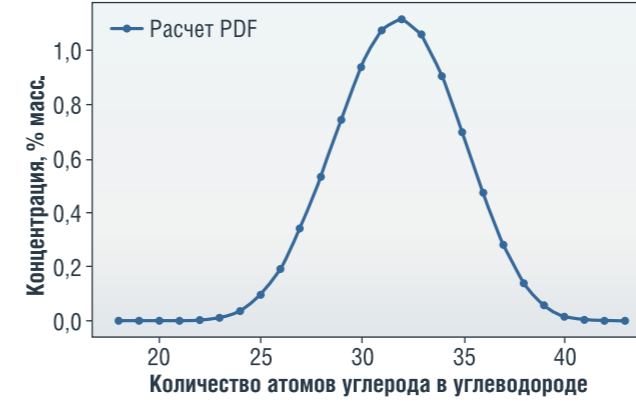
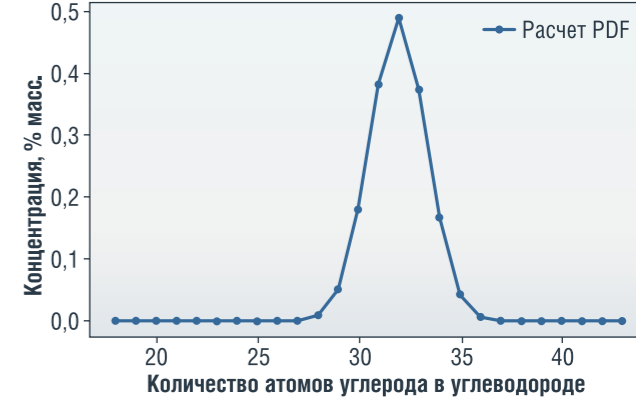


РИСУНОК 36. Распределение триаренов



углеводородного состава, необходимо рассчитать составы и распределения углеводородов, используя только определенные параметры распределения.

Были рассчитаны составы вакуумного газойля (образец 4), а также зимнего (образец 5) и летнего (образец 6) дизельного топлива. Для вакуумного газойля известен групповой состав и распределение парафинов, остальные данные отсутствуют. Состав дизельных топлив (образцы 5 и 6) также определен хроматографическим методом.

1. Вакуумный газойль (образец 4) (рис. 31–38).

Для данного вакуумного газойля были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

РИСУНОК 30. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



РИСУНОК 37. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу

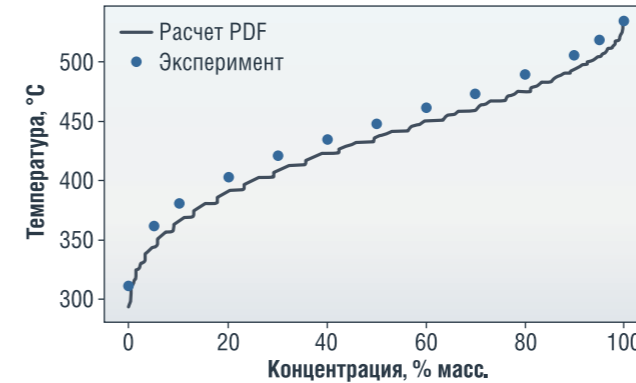


РИСУНОК 38. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу

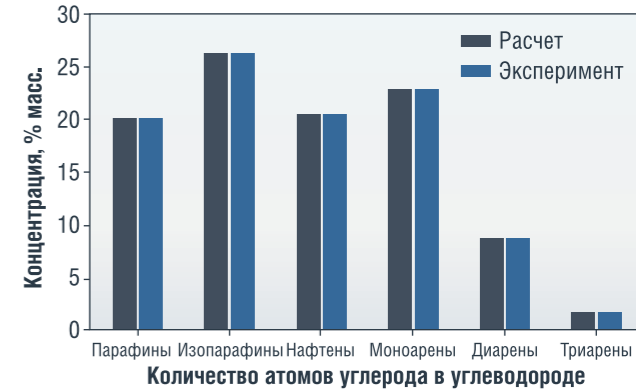


РИСУНОК 31. Распределение парафинов



РИСУНОК 32. Распределение изопарафинов



РИСУНОК 39. Распределение парафинов

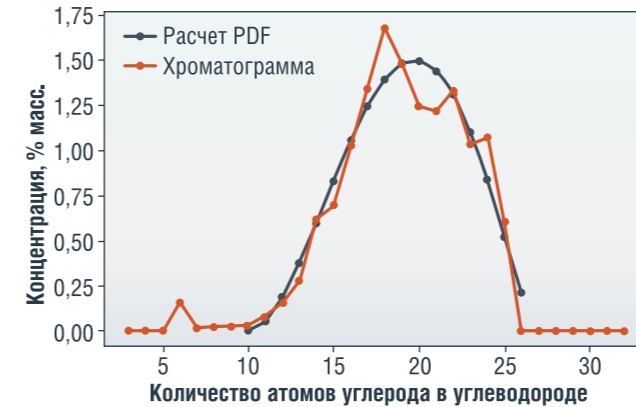


РИСУНОК 40. Распределение изопарафинов

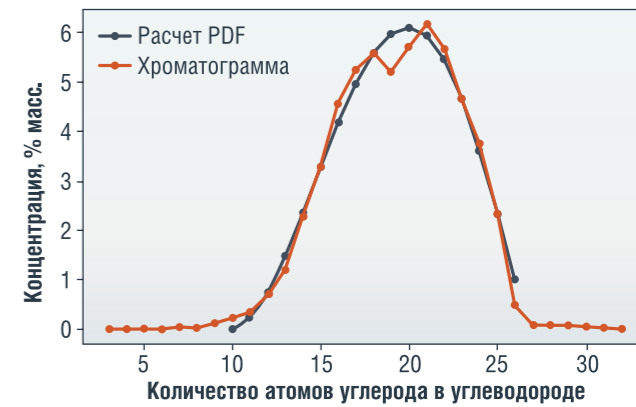


РИСУНОК 33. Распределение нафтенов



РИСУНОК 34. Распределение моноаренов



РИСУНОК 41. Распределение нафтенов

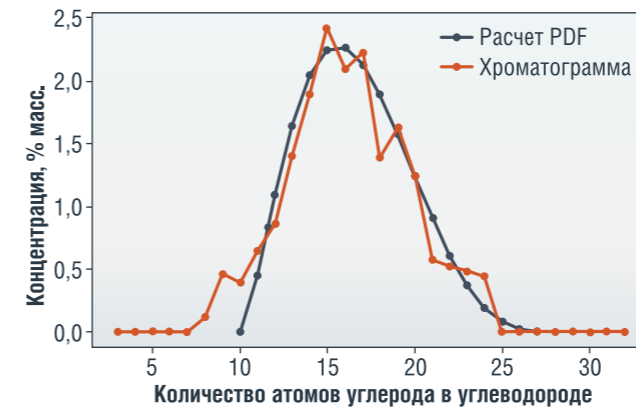


РИСУНОК 42. Распределение моноаренов

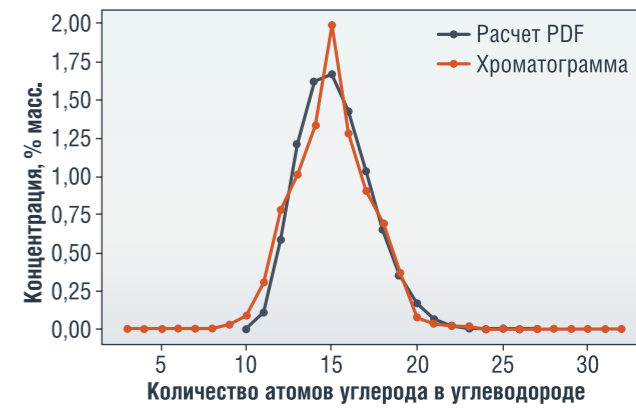
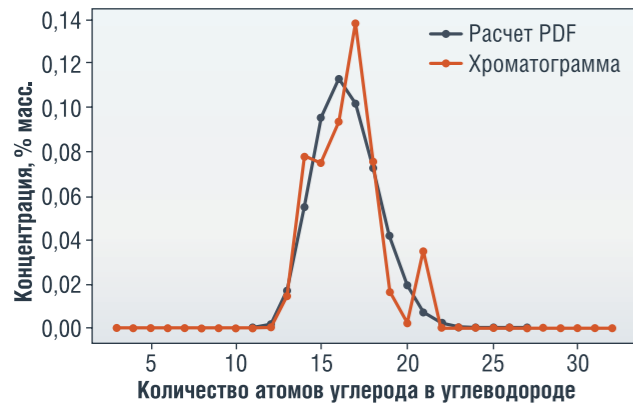




РИСУНОК 43. Распределение диаренов



- плотность: 885,1 кг/м<sup>3</sup> и 805,53 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 8,99%);
- молекулярная масса: 334,47 г/моль и 358,67 г/моль (отн. погрешность – 7,24%).

2. Летнее дизельное топливо, (образец 5) (рис. 39–45).

Для данного дизельного топлива были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 826,8 кг/м<sup>3</sup> и 779,57 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 5,71%);
- молекулярная масса: 272,77 г/моль и 264,79 г/моль (отн. погрешность – 2,93%).

РИСУНОК 46. Распределение парафинов



РИСУНОК 48. Распределение нафтенов

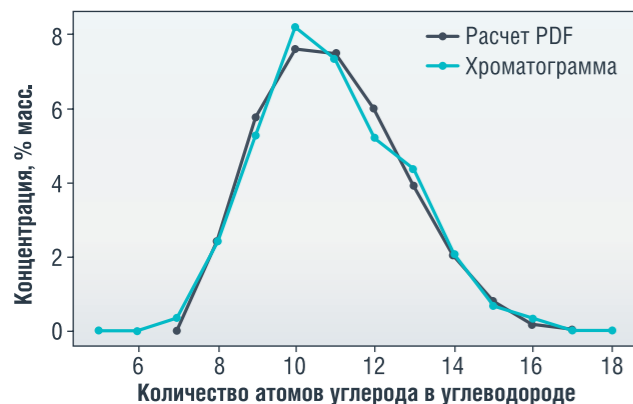


РИСУНОК 44. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу



РИСУНОК 45. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу

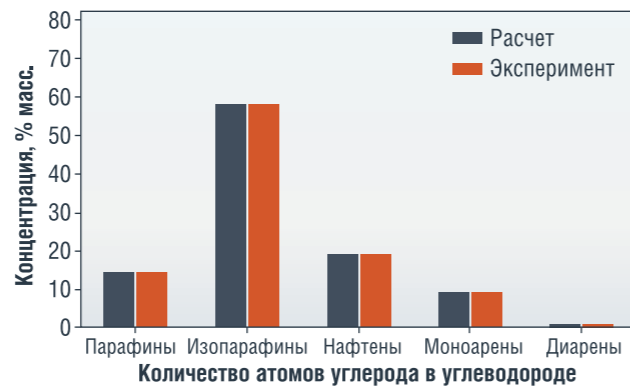


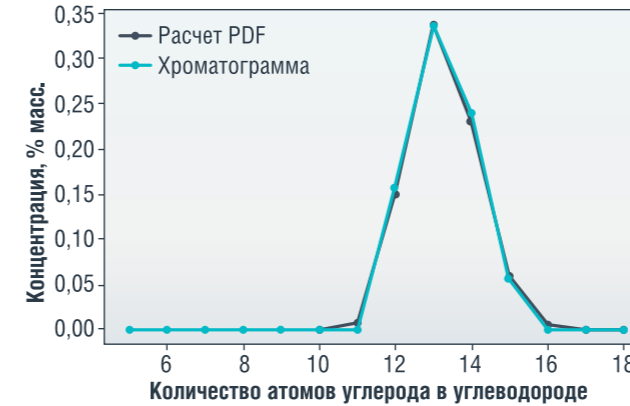
РИСУНОК 47. Распределение изопарафинов



РИСУНОК 49. Распределение моноаренов



РИСУНОК 50. Распределение диаренов



3. Зимнее дизельное топливо, (образец 6) (рис. 46–52).

Для данного дизельного топлива были измерены экспериментально и рассчитаны представленным методом соответственно:

- плотность: 792,7 кг/м<sup>3</sup> и 742,91 кг/м<sup>3</sup> (отн. погрешность – 6,28%);
- молекулярная масса: 156,2 г/моль и 157,48 г/моль (отн. погрешность – 0,82%).

Согласно результатам расчетов, для представленных фракций были точно предсказаны распределения компонентов по количеству атомов углерода и фракционный состав. Погрешность в определении плотности и молекулярной массы изменяется в пределах от 0,8 до 8%.

### Заключение

Выполненное молекулярное моделирование состава сырья и продуктов гидрокрекинга позволило с высокой точностью определить фракционный и групповой состав вакуумного газойля, а также углеводородный состав компонентов зимнего и летнего дизельного топлива без проведения трудоемких экспериментальных исследований.

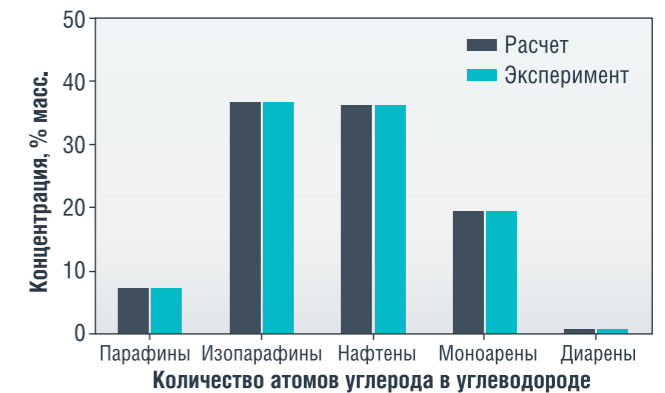
Высокая погрешность расчета плотности и молекулярной массы фракций вызвана неточностью расчета по корреляции и углеводородного состава фракции. Результаты моделирования могут быть скорректированы средствами оптимизации функций PDF для улучшения воспроизведения состава фракций.

С использованием представленных методов возможно создавать обширные схемы превращений веществ в процессах нефтепереработки и кинетические схемы, моделировать сложные реакторные процессы на уровне индивидуальных веществ. С точки зрения моделирования промышленного процесса гидрокрекинга высококипящего сырья в перспективе это позволит повысить точность расчета составов продуктов гидрокрекинга, с определением условий, способствующих увеличению выхода светлых фракций. Кроме того, это даст возможность точного расчета теплового баланса реактора и в конечном итоге – оптимизации процесса с повышением показателей эффективности работы промышленных объектов.

РИСУНОК 51. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу



РИСУНОК 52. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



Разработанные алгоритмы могут использоваться как исследователями для определения и прогнозирования составов нефтяных фракций, так и на промышленных объектах при построении цифровых двойников процессов нефтепереработки. ●

### Литература

1. Quann R.J. Structure-oriented lumping: describing the chemistry of complex hydrocarbon mixtures / Quann R.J., Jaffe S. B. // *Industrial & engineering chemistry research*. – 1992. – Т. 31. №. 11. – С. 2483–2497.
2. Froment G.F. Single event kinetic modeling of complex catalytic processes / Froment G.F. // *Catalysis Reviews*. – 2005. – Т. 47. №. 1. – С. 83–124.
3. Broadbelt L. Computer generated pyrolysis modeling: on-the-fly generation of species, reactions, and rates / Broadbelt L. J., Stark S. M., Klein M. T. // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. – 1994. – Т. 33. №. 4. – С. 790–799.
4. Peng B. *Molecular modelling of petroleum processes: дис.* – University of Manchester, 1999.
5. Verstraete J. J. Molecular reconstruction of heavy petroleum residue fractions / Verstraete J. J. et al. // *Chemical Engineering Science*. – 2010. – Т. 65. №. 1. – С. 304–312.
6. Feng S. Molecular composition modelling of petroleum fractions based on a hybrid structural unit and bond-electron matrix (SU-BEM) framework / Feng S. et al. // *Chemical Engineering Science*. – 2019. – Т. 201. – С. 145–156.
7. Григораш М.С. Моделирование состава вакуумного газойля как сырья процесса гидрокрекинга / Григораш М.С. // *Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа*. – 2023. – С. 138–139.
8. Marrero J. Group-contribution based estimation of pure component properties / Marrero J., Gani R. // *Fluid phase equilibria*. – 2001. – Т. 183. – С. 183–208.
9. Sánchez S. Comparison of probability distribution functions for fitting distillation curves of petroleum / Sánchez S., Ancheyta J., McCaffrey W.C. // *Energy & Fuels*. – 2007. – Т. 21. – №. 5. – С. 2955–2963.
10. Riazi M.R. *Characterization and properties of petroleum fractions*. – ASTM international, – 2005. – Т. 50.

KEYWORDS: hydrocracking, vacuum gas oil, structure-oriented lumping, hydrocarbon composition modeling, probability density distribution function.



Полная версия журнала  
доступна по подписке