



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



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 м³ 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 РАЕН

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 РАЕН, 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 РАЕН, 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 РАЕН



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, Благовещенский 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.



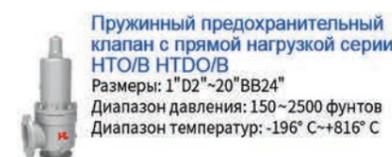
Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



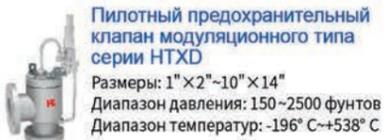
Переключающий клапан серии HTKH-B
Размеры: 1"-18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



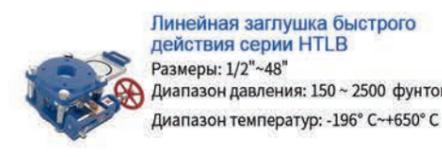
Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"-16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTO/B HTDO/B
Размеры: 1"D2"-20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C



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



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



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



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 майнинг-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 ввести 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

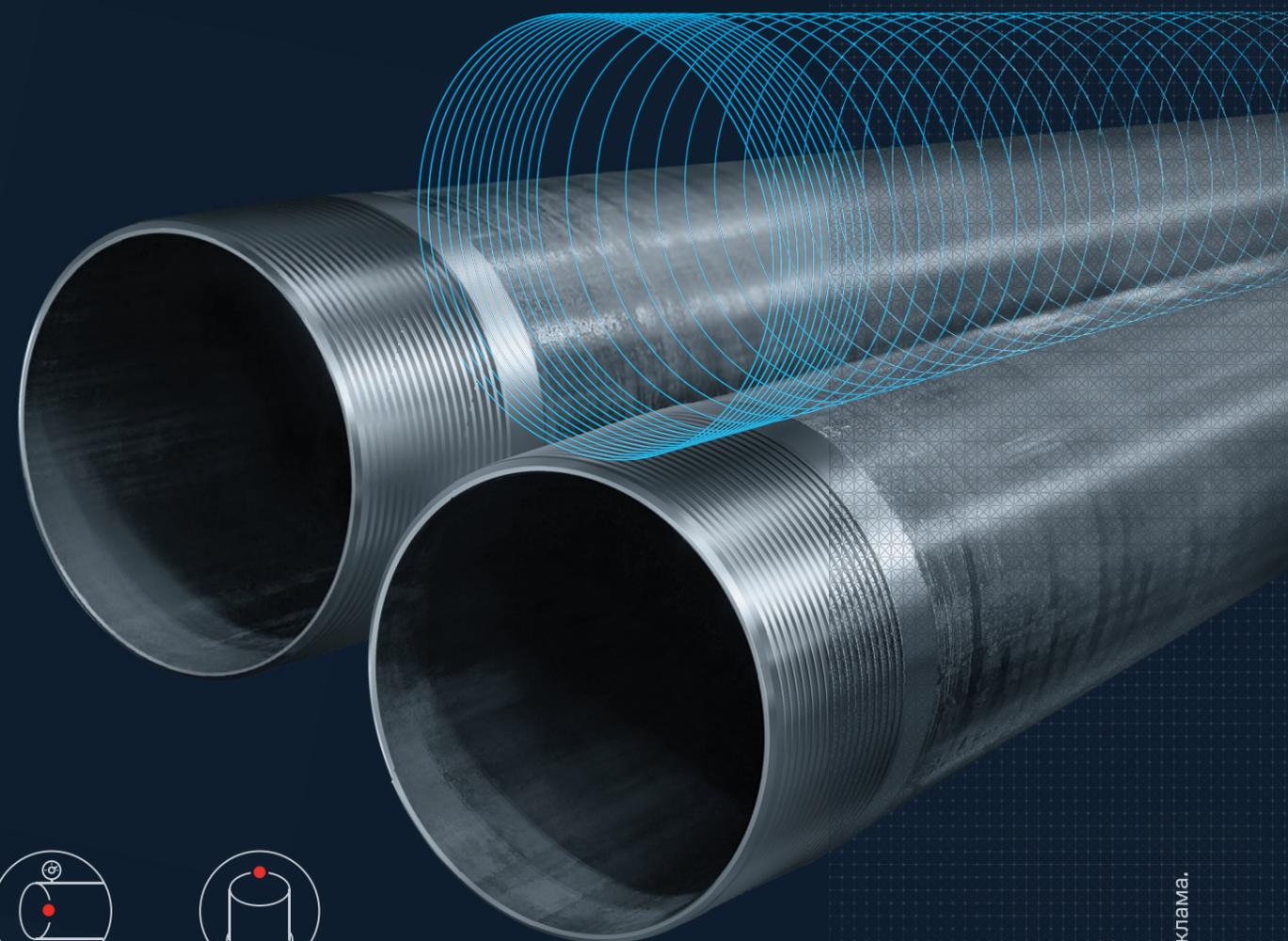
25%
Цифровые продукты

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 век 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 CO₂

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 CO₂ протяженностью 100 км для транспортировки газа к офшорному хранилищу, подводные установки для безопасного хранения CO₂ 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 CO₂ в год и более. Бюджет проекта 7 млрд долл. Northern Lights является частью другого CCS-проекта – Longship, включающего улавливание CO₂ 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 CO₂ 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. м².

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 м³, можно предположить, что фактический объем поставок может достичь 30,8 млрд м³. ●

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 м³

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

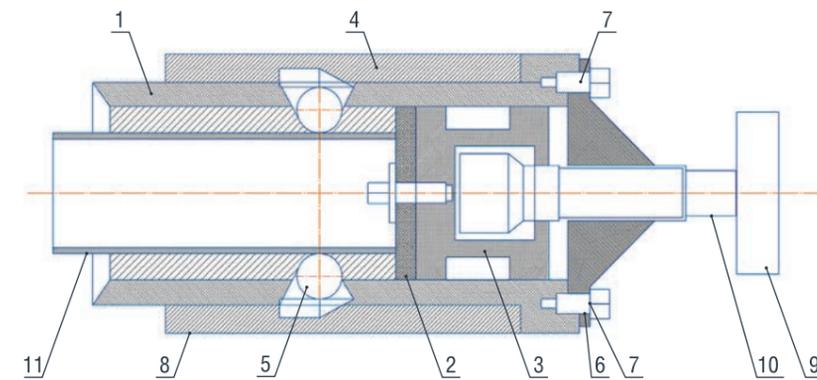
на их обслуживание и ремонт. Внедрение автоматизированных систем управления и контроля в процесс гидравлических испытаний открывает возможности для мониторинга и анализа данных в режиме реального времени, что позволяет оперативно выявлять и устранять дефекты, повышая эффективность проведения испытаний.

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 обеспечивает оптимальную герметизацию без риска повреждения трубопровода или уплотнительных элементов.

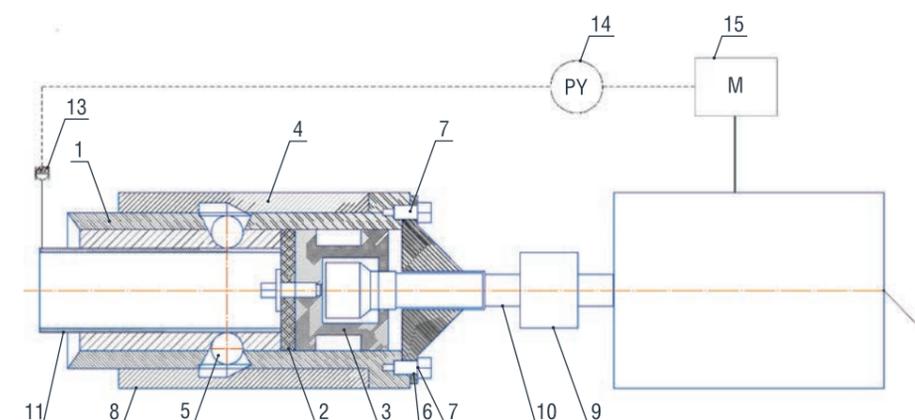
Автоматизация процесса установки и снятия механизма зажима сокращает время, необходимое для подготовки и проведения испытаний. Внедрение датчика давления позволяет контролировать и поддерживать необходимое давление в трубопроводе в режиме реального времени во время испытаний.

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

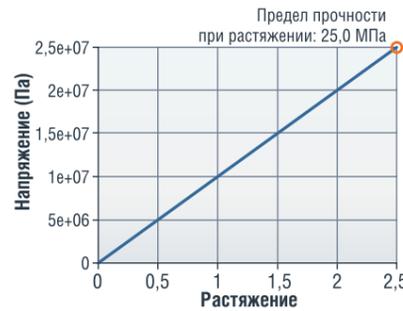
запрограммирован таким образом, чтобы оптимизировать усилие и скорость зажима для обеспечения герметичности.

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 / Сиразутдинов 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 PHYSICO-CHEMICAL 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 PHYSICO-CHEMICAL 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.

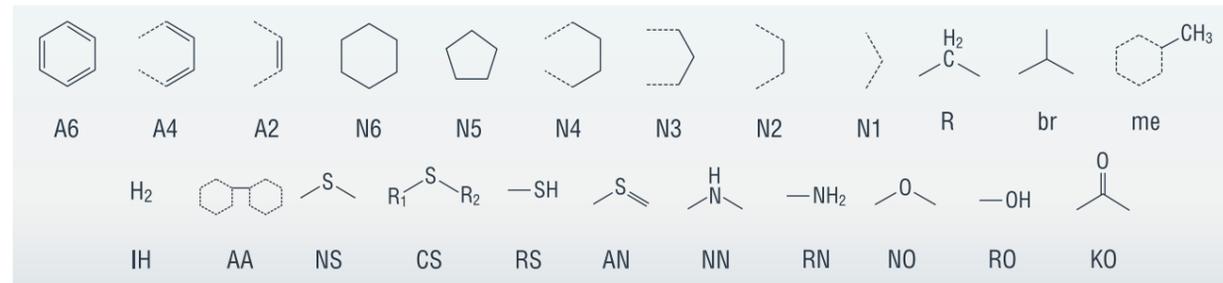
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет,
Инженерная школа природных ресурсов,
Отделение химической инженерии

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.)

УДК: 665.642.6:665.752

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].

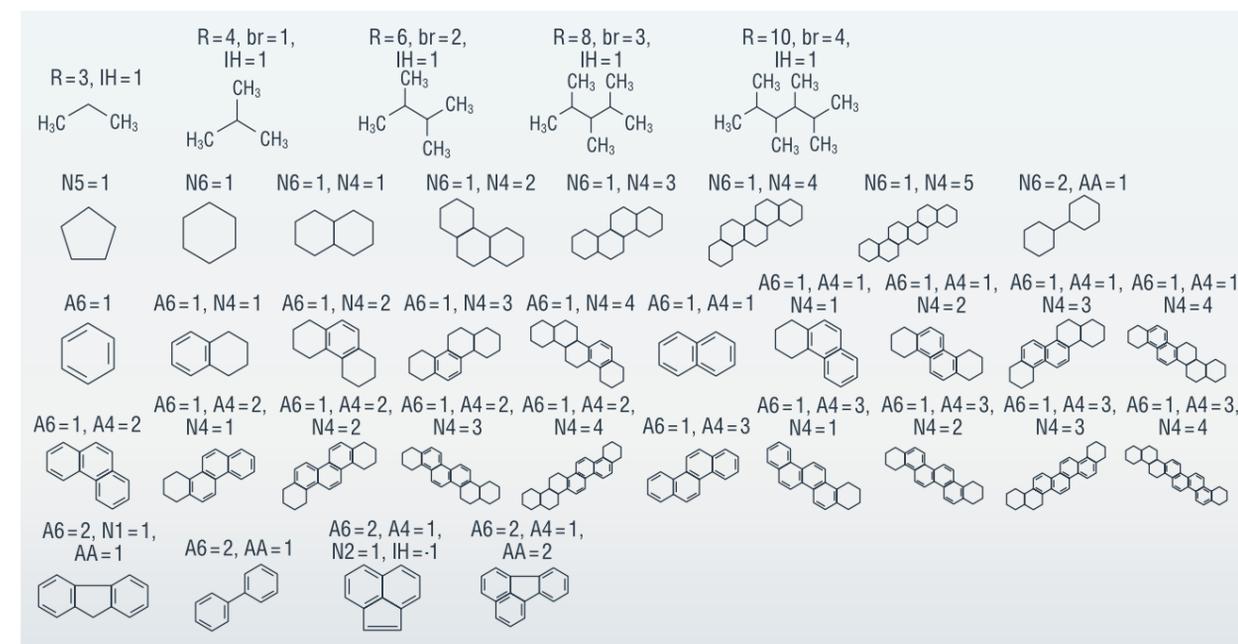
С использованием данного метода рассчитываются следующие свойства: нормальная температура плавления (T_m), нормальная температура кипения (T_b), критическая температура (T_c), критическое давление (P_c) и критический молярный объем (V_c), а также стандартная энергия Гиббса (G_f), стандартная энтальпия 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]	$\frac{d_{расч} - d_{экс}}{d_{экс}}$
Фракционный состав	ASTM D 1160 ГОСТ 2177-99	PDF	$\sum_{i=1}^{#Фракций} \left[\frac{W_{i,расч} - W_{i,экс}}{W_{i,экс}} \right]$
Средняя молекулярная масса	КРИОН-1	PDF	$\frac{MM_{расч} - MM_{экс}}{MM_{экс}}$
Структурно-групповой состав	Градиент-М ГОСТ 32269-2013	PDF	$\sum_{i=1}^{#Групп} \left[\frac{W_{i,расч} - W_{i,экс}}{W_{i,экс}} \right]$
Элементный состав	Элементный анализ	SOL	$\sum_{i=1}^{#Элементов} \left[\frac{W_{i,расч} - W_{i,экс}}{W_{i,экс}} \right]$

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/м³ и 805,43 кг/м³ (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



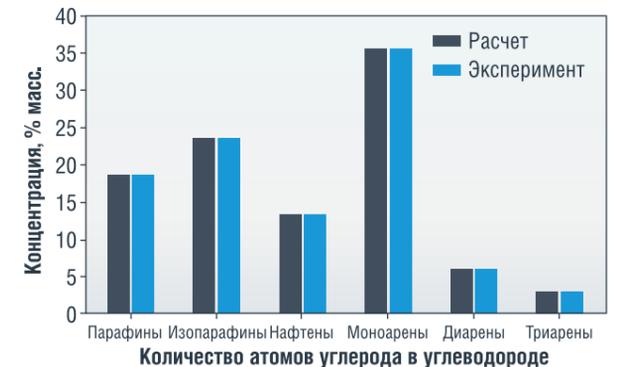
РИСУНОК 8. Распределение триаренов



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/м³ и 791,95 кг/м³ (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/м³ и 779,93 кг/м³ (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/м³ и 742,9 кг/м³ (отн. погрешность – 6,28%);
- молекулярная масса: 156,19 г/моль и 157,48 г/моль (отн. погрешность – 0,83%).

РИСУНОК 11. Распределение парафинов

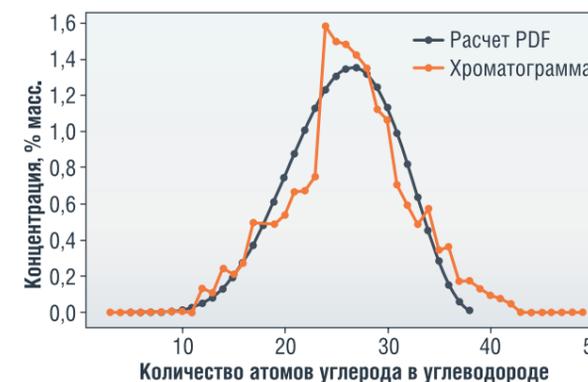


РИСУНОК 12. Распределение изопарафинов



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

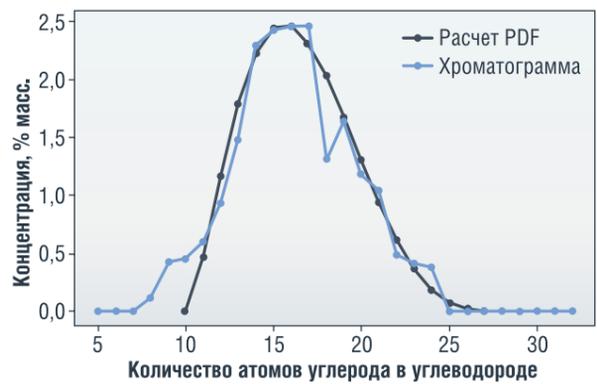


РИСУНОК 20. Распределение моноаренов

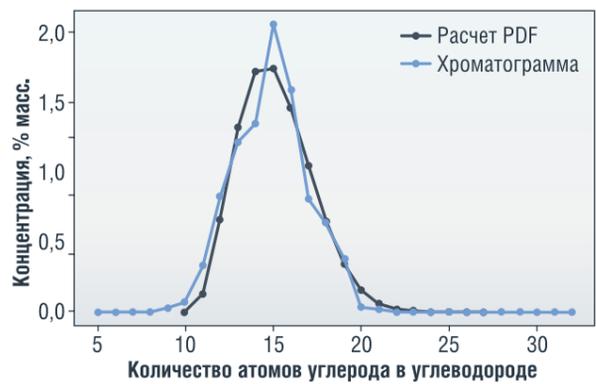


РИСУНОК 21. Распределение диаренов

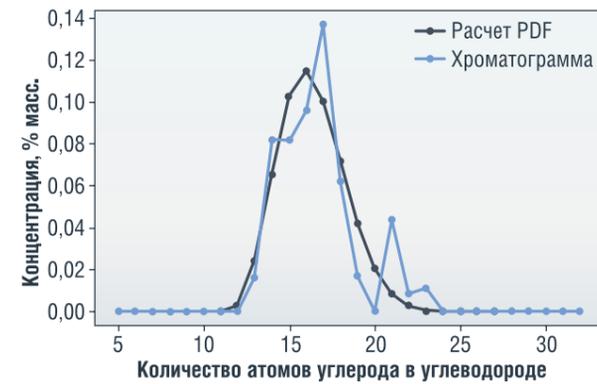


РИСУНОК 22. Рассчитанные и экспериментальные данные по фракционному составу



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

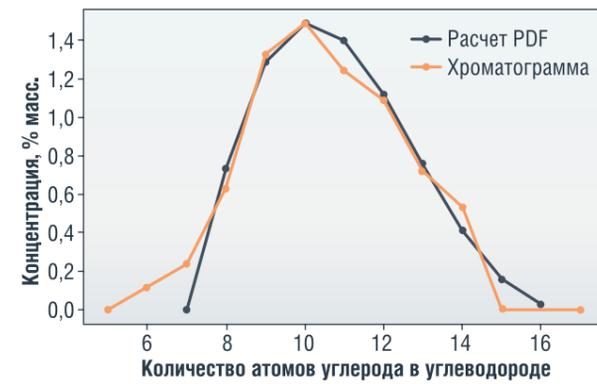


РИСУНОК 25. Распределение изопарафинов



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

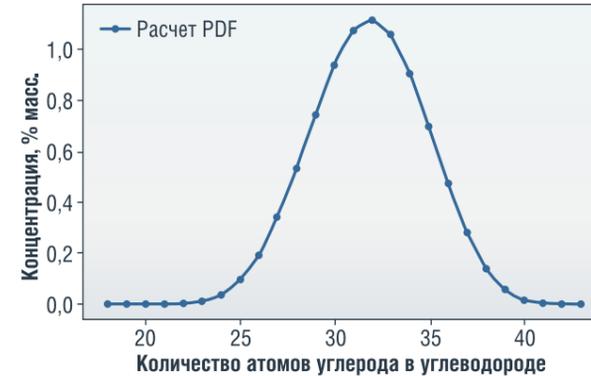
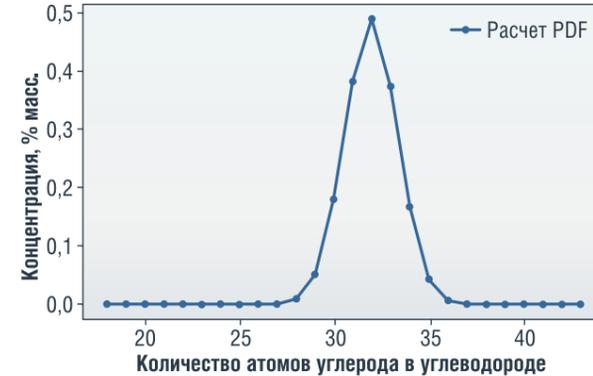


РИСУНОК 36. Распределение триаренов



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

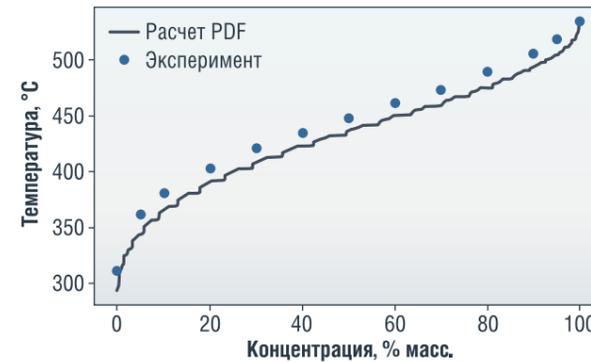


РИСУНОК 38. Рассчитанные и экспериментальные данные по групповому составу



РИСУНОК 31. Распределение парафинов



РИСУНОК 32. Распределение изопарафинов



РИСУНОК 39. Распределение парафинов

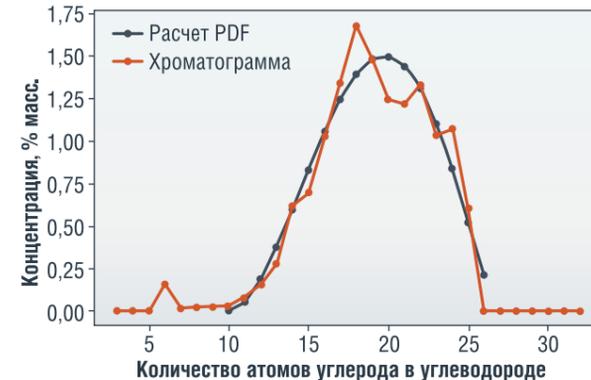


РИСУНОК 40. Распределение изопарафинов

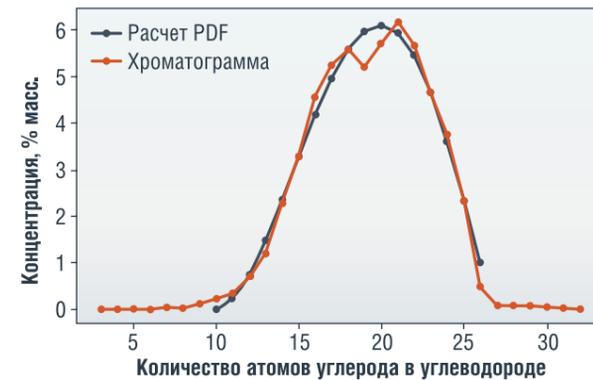


РИСУНОК 33. Распределение нафтенов



РИСУНОК 34. Распределение моноаренов



РИСУНОК 41. Распределение нафтенов

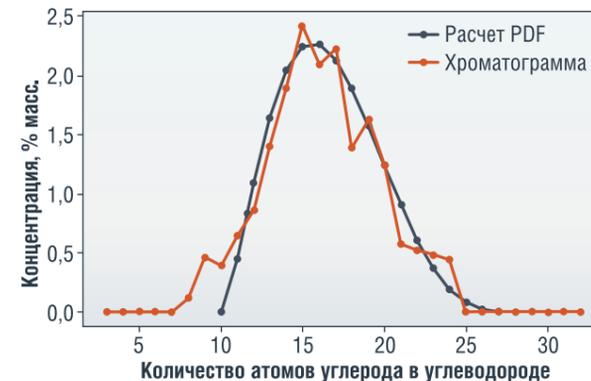


РИСУНОК 42. Распределение моноаренов

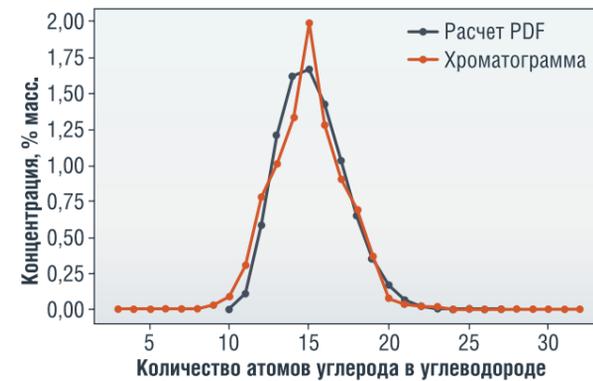


РИСУНОК 43. Распределение диаренов



- плотность: 885,1 кг/м³ и 805,53 кг/м³ (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/м³ и 779,57 кг/м³ (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

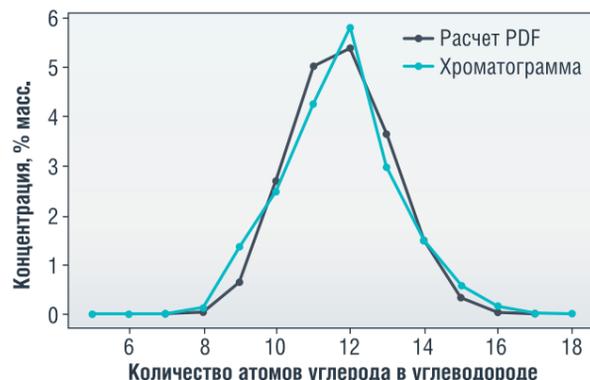


РИСУНОК 50. Распределение диаренов



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/м³ и 742,91 кг/м³ (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.

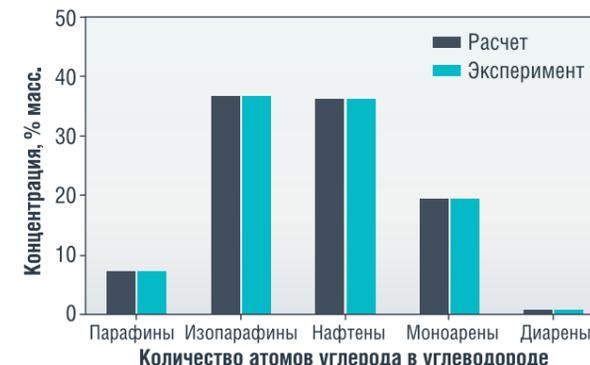
Высокая погрешность расчета плотности и молекулярной массы фракций вызвана неточностью расчета по корреляции и углеводородного состава фракции. Результаты моделирования могут быть скорректированы средствами оптимизации функций PDF для улучшения воспроизведения состава фракций.

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., Ancheytta 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.

ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕТИЧЕСКОГО АВИАКЕРОСИНА

Яковенко Роман Евгеньевич

директор,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
к.т.н.

Зубков Иван Николаевич

доцент кафедры «Химические технологии»,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
к.т.н.

Салиев Алексей Николаевич

доцент кафедры «Химические технологии»,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
к.т.н.

Аглиуллин Марат Радикович

научный сотрудник,
Институт нефтехимии и катализа – обособленное структурное подразделение ФГБНУ Уфимского федерального исследовательского центра РАН,
к.х.н.

Чернышева Анна Владимировна

старший научный сотрудник,
ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии МО РФ»,
к.х.н.

Колобков Борис Иванович

старший научный сотрудник,
ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии МО РФ»,
к.х.н.

Савостьянов Александр Петрович

профессор кафедры «Химические технологии»,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова,
д.т.н.

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО КЕРОСИНОВОГО ТОПЛИВА ПУТЕМ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ СИНТЕЗ-ГАЗА, ПОЛУЧЕННОГО ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЛИ БИОМАССЫ. ПРЕДЛОЖЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ВКЛЮЧАЕТ СТАДИИ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕЗ-ГАЗА, СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША, ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ. ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО КЕРОСИНА ИСПОЛЬЗУЮТСЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ПРОИЗВОДСТВА «НИАП-КАТАЛИЗАТОР», РАЗРАБОТАННЫЙ ГИБРИДНЫЙ КАТАЛИЗАТОР СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША И БИФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ КАТАЛИЗАТОР ГИДРОИЗОМЕРИЗАЦИИ PT/SAPO-11. НА ПИЛОТНОМ КОМПЛЕКСЕ GTL С 6-МЕТРОВЫМ ТРУБЧАТЫМ РЕАКТОРОМ НАРАБОТАНА ОПЫТНАЯ ПАРТИЯ СИНТЕТИЧЕСКОГО КЕРОСИНОВОГО ТОПЛИВА, ОПРЕДЕЛЕНЫ ЕЕ ОСНОВНЫЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

THE ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF OBTAINING SYNTHETIC KEROSENE FUEL BY CATALYTIC CONVERSION OF SYNTHESIS GAS OBTAINED FROM NATURAL GAS OR BIOMASS. THE PROPOSED TECHNOLOGY INCLUDES THE STAGES OF OBTAINING SYNTHESIS GAS, FISCHER-TROPSCH SYNTHESIS, AND HYDROCARBON HYDROISOMERIZATION. TO OBTAIN SYNTHETIC KEROSENE, DOMESTIC CATALYSTS PRODUCED BY NIAP-KATALIZATOR, A DEVELOPED HYBRID CATALYST FOR FISCHER-TROPSCH SYNTHESIS, AND A BIFUNCTIONAL CATALYST FOR HYDROISOMERIZATION PT/SAPO-11 ARE USED. A PILOT BATCH OF SYNTHETIC KEROSENE FUEL WAS PRODUCED AT A GTL PILOT COMPLEX WITH A 6-METER TUBULAR REACTOR, AND ITS MAIN PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES WERE DETERMINED

Ключевые слова: синтез Фишера-Тропша, синтетический авиакеросин, природный газ, биомасса.

Авиационный транспорт обеспечивает единственную в России сеть скоростных перевозок. За 2023 год объем перевозки пассажиров составил 105,4 млн человек, при этом 83 млн человек (около 89% от общего объема перевозок) перевезено на внутренних воздушных линиях [1]. Прогнозируется, что к 2030 году объем перевозок пассажиров увеличится до 116,1 млн человек [2]. Значительная протяженность воздушных маршрутов в пределах территории России и растущий спрос на авиаперевозки способствуют увеличению выбросов парниковых газов, в первую очередь CO₂, и различных вредных веществ (NO_x, SO₂) в окружающую среду. Следствием этого является выпадение кислотных осадков, разрушение озонового слоя и изменение климата. Главным источником парниковых газов и вредных веществ при осуществлении авиаперевозок является топливо для авиадвигателей, например, при сжигании 1 кг керосина образуется от 2,5 до 3,15 кг CO₂ [3].

Улучшение экологичности авиационного транспорта происходит под постоянным контролем Международной организации гражданской авиации ICAO, которая ввела ограничения по эмиссии CO₂, различных вредных веществ и нелетучих твердых частиц для авиационных двигателей и их силовых установок, например, было предложено установить выбросы CO₂ на уровне, достигнутом в 2020 году [4]. Кроме этого, группа ATAG предложила к 2050 году уменьшить выбросы CO₂ для международных перевозок на 50% относительно уровня выбросов CO₂ 2005 года [6]. Таким образом, авиакомпании вынуждены искать новые решения для улучшения экологических характеристик авиационной техники, что обеспечит ее конкурентоспособность и беспрепятственную эксплуатацию на международных авиалиниях.

Экологизация авиационной техники возможна за счет замены классического топлива на альтернативное. В настоящее время наиболее подходящим по экологическим показателям альтернативным топливом является синтетический керосин, получаемый по технологии FT-SPK (Fischer Tropsch synthesized paraffinic kerosene), одобренной для включения в стандарт ASTM D7566 в сентябре 2009 года [6]. В качестве сырья можно использовать

ФАКТЫ

В 2023 г.

объем перевозки пассажиров составил 105,4 млн человек, 83 млн человек перевезено внутренними воздушными линиями

любые углеродсодержащие вещества (уголь, природные газы, растениеводческие отходы сельского хозяйства), которые конвертируются в синтез-газ, состоящий из водорода и оксида углерода. Далее синтез-газ используется в синтезе Фишера-Тропша для получения жидких углеводородов, которые подвергаются процессам гидрооблагораживания (например, гидроизомеризация). Производимый авиакеросин не содержит серо- и азотосодержащих соединений, что гарантирует отсутствие выбросов SO₂ и NO_x в процессе его сгорания. В случае использования в качестве исходного сырья биомассы производимое топливо относится к SAF топливу (Sustainable aviation fuel) и будет способствовать снижению углеродного следа, так как при его сжигании количество образовавшегося CO₂ будет эквивалентно количеству CO₂, пошедшего на образование самой растительной биомассы.

Использование природных газов, наиболее дешевого и экологически чистого вида углеродсодержащего сырья, для получения синтетического керосина экономически более привлекательно. Примером может служить недавно запущенный в Узбекистане завод Uzbekistan GTL по производству синтетических углеводородов из природного газа мощностью по жидким топливам 1,52 млн тонн в год, из которых 307 тысяч тонн приходится на синтетический авиакеросин [6]. В свою очередь Россия располагает значительными запасами природного и попутного нефтяного газов, накоплен опыт промышленной

фото Э. Ахмадуллин

РИСУНОК 1. Блок-схема технологии получения керосинового топлива из природного газа



РИСУНОК 2. Полноциклового пилотный комплекс GTL с 6 м реактором



а) стадия получения синтез-газа; б) стадия синтеза углеводородов

эксплуатации установок по получению синтез-газа, а также синтеза углеводородов (завод НЗСП г. Новочеркасск). В этой связи для нашей страны является актуальным разработка новых технологий промышленного производства синтетических авиационных топлив.

В ЮРГПУ (НПИ) разработана технология получения синтетического керосина из природных газов. Технология включает следующие основные стадии: конверсия природных газов в синтез-газ, синтез Фишера-Тропша в присутствии гибридного катализатора с получение жидких углеводородов, гидроизомеризация углеводородов, выкипающих в диапазоне температуры 140–250 °С, на платиновом цеолитсодержащем катализаторе (рис. 1).

Для отработки технологии получения широкого спектра синтетических углеводородных продуктов, включая керосиновое топливо, из природных или попутных нефтяных газов в ЮРГПУ(НПИ) создан и успешно эксплуатируется полноциклового пилотный комплекс GTL с шести метровым реактором (рис. 2). Комплекс включает все основные технологические стадии: двухступенчатую очистку природного газа от сернистых соединений; паровую конверсию гомологов метана (предриформинг); пароуглекислотную конверсию метана (риформинг); синтез Фишера-Тропша; выделение готового продукта. Комплекс предназначен для отработки и совершенствования каждой технологической стадии, получения данных, необходимых для корректного масштабирования технологии от пилотного к промышленному уровню, оценки экономической эффективности.

ФАКТЫ
140-250 °C

составляет температура выкипания углеводородов на платиновом цеолитсодержащем катализаторе

На стадиях очистки природного газа от сернистых соединений и получения синтез-газа используются катализаторы одного из ведущих российских разработчиков и производителей катализаторов для химической, нефтехимической, металлургической, пищевой и других отраслей промышленности – компании ООО «НИАП-катализатор». Катализаторы предназначены для окислительной, паровой, пароуглекислотной, паровоздушной и парокислородной конверсии углеводородного сырья и природного газа.

На стадии синтеза углеводородов используется новый коммерческий гибридный катализатор синтеза углеводородов (ТУ 20.59.56.15-001-02069125-2018), позволяющий получать легкую синтетическую нефть премиального качества. Технология приготовления катализатора экструзией смеси порошков катализатора Co-Al₂O₃/SiO₂ и цеолита HZSM-5 со связующим веществом (бемитом) отработана в промышленных условиях [8]. Совместно с ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов» (ИСХЗК) изготовлены опытно-промышленные партии катализатора (рис. 3а).

Изомеризацию керосиновой фракции синтетических углеводородов осуществляли на бифункциональном Pt/SAPO-11 катализаторе с иерархической пористой структурой и высокой дисперсностью платины (рис. 3б). Данный катализатор разработан совместно с Институтом нефтехимии и катализа – обособленным структурным подразделением Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра Российской академии наук (г. Уфа, Башкортостан).

РИСУНОК 3. Катализаторы процесса получения керосинового топлива



а) гибридный катализатор синтеза углеводородов; б) бифункциональный катализатор гидроизомеризации Pt/SAPO-11

Получение синтез-газа

Для получения SAF керосинового топлива в качестве сырья необходимо использовать возобновляемые источники. В работе [9] мы показали возможность получения синтез-газа для синтеза Фишера-Тропша из отходов сельского хозяйства – опилок сосновых пород, лузги подсолнечника. Для получения синтез-газа из биомассы были созданы лабораторные установки газификации углеродсодержащих материалов (рис. 4).

Для проведения полноциклового испытаний и наработки керосинового топлива синтез-газ получали из природного газа на пилотной установке при температуре 850–900 °С, объемном соотношении CH₂:H₂O:CO₂ равном 1:1,32:0,75. Состав получаемого газа представлен в таблице 1.

Далее полученный синтез-газ компримировался до давления 2,0 МПа и подавался в пилотный реактор синтеза Фишера-Тропша.

Синтез углеводородов

Синтез углеводородов осуществляется при давлении 2,0 МПа, объемной скорости газа (ОСГ) 1000 ч⁻¹ и температуре 250 °С. Условия и результаты испытаний гибридного катализатора синтеза углеводородов в пилотном реакторе представлены в табл. 2 и 3.

Результаты испытаний пилотного реактора, полученные за пробег в течение 120 часов представлены в таблице 3.

В указанных условиях синтеза конверсия СО составила 72,1 %, а производительность по жидким углеводородам C₅₊ составила 96,5 кг/(м³кат.·ч). Данные полученные в пилотном и лабораторном реакторе (рис. 5а) на гибридном катализаторе имеют достаточно близкие значения [10].

Из полученной синтетической нефти, которая имеет фракционный состав н.к. (28 °С)–350 °С выделяли керосиновую фракцию с интервалом кипения 140–250 °С. Далее керосиновую фракцию направляли на стадию гидроизомеризации, на которой осуществлялась гидроизомеризация непредельных углеводородов и изомеризация.

Гидроизомеризация керосиновой фракции

Гидроизомеризацию синтетического керосина осуществляли на бифункциональном катализаторе Pt/SAPO-11 при давлении 3,0 МПа, объемной скорости подачи сырья (ОСПС) 1,0 ч⁻¹ и температуре 340 °С на лабораторной каталитической установке высокого давления ПЦУ-2 (рис. 5 б).

Показатели процесса изодепарафинизации синтетического керосина представлены в таблице 4.

ТАБЛИЦА 3. Показатели синтеза углеводородов в пилотном реакторе при давлении 2,0 МПа, ОСГ 1000 ч⁻¹ и температуре 250 °С

Время, ч	Конверсия СО, %	Селективность, масс. %				Производительность по углеводородам C ₅₊ , м
		CH ₄	C ₂ –C ₄	C ₅₊	CO ₂	
120	72,1	20,4	13,1	64,0	2,5	96,5

РИСУНОК 4. Лабораторные установки газификации: а) водных суспензий углеродсодержащих материалов; б) с неподвижным слоем



ТАБЛИЦА 1. Состав синтез-газа

Конверсия CH ₄ , %	Состав газа, % об.			
	CO	H ₂	CO ₂	CH ₄
92,5	29,2	58,0	11,2	1,5

ТАБЛИЦА 2. Параметры стадии синтеза углеводородов

Параметр	Пилотная установка
Загрузка катализатора, см ³	2000
Внутренний диаметр реактора, мм	21
Высота слоя катализатора, мм	6000
Размер гранул катализатора, мм	1–2
Разбавление инертном (соотношение катализатор : инертный материал)	без разбавления

РИСУНОК 5. Лабораторные установки для исследования гетерогенных процессов: а) лабораторная каталитическая установка ПЦУ-1 (синтез Фишера-Тропша); б) лабораторная каталитическая установка высокого давления ПЦУ-2 (процесс гидроизомеризации)



ТАБЛИЦА 4. Результаты каталитических испытаний бифункционального катализатора Pt/SAPO-11 в процессе гидроизомеризации

Температура, °С	Время, ч.	Выход, %			Температура фракции 140–250 °С	
		C ₁ –C ₅	н.к.–140 °С	140–250 °С	помутнения, °С	потери текучести, °С
340	исходная фракция	–	0,2	99,8	- 44,4	- 51
	16	0,6	2,4	97,0	- 68,9	ниже минус 80

Исходная керосиновая фракция характеризуется температурой помутнения минус 44,4 °С и температурой потери текучести – минус 51 °С. После изодепарафинизации существенно улучшаются эти показатели – температура помутнения – 68,9 °С, а потери текучести менее минус 80 °С. Выход гидроизомеризованной керосиновой фракции составил 97 %.

Синтетическое керосиновое топливо – светлая прозрачная жидкость с характерным запахом, которая не содержит в своем составе механических примесей (рис. 6).

Для определения основных свойств синтетического керосина была наработана его опытная партия объемом 1,5 л. Результаты исследования основных эксплуатационных показателей синтезированной керосиновой фракции, проведенные в ФАУ «25-й Государственный научно-исследовательский институт химмотологии Министерства обороны Российской Федерации», представлены в табл. 5.

Плотность синтетического керосинового топлива несколько ниже в сравнении с керосиновым топливом, полученным из нефтяного сырья, вследствие незначительного наличия в нем ароматических углеводородов (объемная и массовая доля ароматических углеводородов не превышает 0,5 и 0,6%). Одним из главных требований предъявляемым к реактивным топливам является их совместимость с конструкционными материалами, которая определяется общим содержанием ароматических углеводородов. Так, низкое содержание данного класса углеводородов в составе керосиновой фракции, с одной стороны, снижает количество вредных веществ, образующихся при его сжигании, а с другой стороны, может привести к ухудшению их совместимости с материалами, используемыми в диафрагмах, покрытиях и уплотнениях. Низшая теплота сгорания, полученного синтетического керосинового топлива, составляет 44,1 МДж/кг, что выше минимального значения теплоты сгорания действующих требований. Как правило, летучесть топлив оценивают по ряду таких показателей, как фракционный состав и температура вспышки. Отметим, что по данным показателям полученное керосиновое топливо полностью соответствует нормам для реактивного топлива.

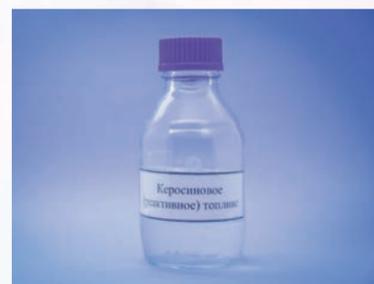
Сера в виде любых сероорганических соединений вызывает коррозию. В синтезированном образце керосиновой фракции содержание серы более чем в 400 раз ниже в сравнении с требованиями, предъявляемыми действующими стандартами и как, следствие, образец выдерживает испытания на медной пластинке при температуре 100 °С в течение 3 ч. Низкотемпературным свойствам керосиновой фракции уделяется важное значение

ФАКТЫ

-44,4 °С

составляет температура помутнения исходной керосиновой фракции, температура потери текучести составляет -1 °С

РИСУНОК 6. Керосиновое (реактивное) топливо



вследствие того, что от этого зависит степень распыления топлива. Характеристикой низкотемпературных свойств является температура начала кристаллизации – температура, при которой из топлива выделяются кристаллы n-парафинов в стандартных условиях охлаждения. Полученный образец керосиновой фракции характеризуется температурой начала кристаллизации равной минус 67 °С.

Важным показателем, характеризующим его химическую стабильность, является йодное число, определяющееся содержанием непредельных соединений. Йодное число керосиновой фракции составляет 0,2, что позволяет сделать вывод о том, что в составе полученного топлива практически полностью отсутствуют непредельные углеводороды. Это будет способствовать тому, что при длительном хранении или сгорании топлива будет образовываться минимальные количества смол (растворимых и нерастворимых). Так, проведенные исследования по определению термоокислительной стабильности в статических условиях при температуре 150 °С подтверждают сделанный выше вывод.

Таким образом, проведенные исследования показали возможность создания технологии получения керосиновой фракции путем каталитической конверсии синтез-газа, полученного

ТАБЛИЦА 5. Эксплуатационные показатели керосиновой фракции

Показатели	Нормативная документация	Норма для РТ	Фактическое значение
Кинематическая вязкость, мм ² /с при 20 °С	ГОСТ 33	Не менее 1,25	1,497
Кислотность, мг КОН на 100 см ³ топлива	ГОСТ 5985	0,2–0,7	0,64
Йодное число, г йода на 100 г топлива	ГОСТ 2070	Не более 0,5	0,2
Температура начала кристаллизации	ГОСТ 5066	Не выше -55	Минус 67
Объемная (массовая) доля ароматических углеводородов, %	ГОСТ Р 52063 (ГОСТ 6994)	Не более 20 (22)	0,5 (0,6)
Массовая доля общей серы, %	ГОСТ 19121	Не более 0,10	2,4 (ppm)
Испытание на медной пластинке при 100 °С в течение 3 ч	ГОСТ 6321	Выдерживает	Выдерживает
Содержание металлов, %:	СТО 08151164-041-2010		Отсутствие Отсутствие Отсутствие
• ванадия			
• кобальта			
• молибдена			
Термоокислительная стабильность в статических условиях при 150 °С:	ГОСТ 11802	Не более 6 Не более 30 Не более 3	Отс. 5,6 Отс.
а) концентрация осадка, мг на 100 см ³ топлива			
б) концентрация растворимых смол, мг на 100 см ³ топлива			
в) концентрация нерастворимых смол, мг на 100 см ³ топлива			
Низшая теплота сгорания, кДж/кг	ГОСТ 21261	Не менее 43120	44 100
Фракционный состав:	ГОСТ 2177	135–155 Не выше 175 Не выше 225 Не выше 270 Не выше 280 Не более 1,5 Не более 1,2	143 160 188 236 266 1,2 0,2
а) температура начала перегонки, °С			
б) 10 % отгоняется при температуре, °С			
в) 50 % отгоняется при температуре, °С			
г) 90 % отгоняется при температуре, °С			
д) 98 отгоняется при температуре, °С			
е) остаток от разгонки, %			
ж) потери от разгонки, %			
Плотность при 20 °С, кг/м ³	ГОСТ 3900	Не менее 775	746,9
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, °С	ГОСТ 6356	Не ниже 28	32

из природного газа или биомассы. В случае использования возобновляемой биомассы получается биокеросин – SAF топливо. В предложенной технологии используются отечественные катализаторы производства «НИАП-катализатор», разработанный гибридный кобальтовый катализатор синтеза углеводородов и бифункциональный катализатор гидроизомеризации Pt/SAPO-11. Сочетание синтеза углеводородов с последующей гидроизомеризацией полученных углеводородов позволяют получить керосиновое топливо, которое по всем показателям (кроме плотности) соответствует требованиям действующих нормативных документов. Для повышения плотности синтетический керосин может быть смешан с нефтяным керосином. Внедрение такой технологии будет обеспечивать повышение энергетической независимости, экологической безопасности и конкурентоспособности отечественной промышленности. ●

Литература

- Официальный сайт Министерства транспорта Российской Федерации. Доклад о результатах деятельности Министерства транспорта Российской Федерации за 2023 год, целях и задачах на 2024 год и плановый период до 2026 года. Режим доступа: <https://mintrans.gov.ru/file/505390>. – Дата обращения: 04.10.2024
- Официальный сайт Правительства Российской Федерации. Комплексная программа развития авиационной отрасли Российской Федерации до 2030 года. Режим доступа: <http://government.ru/docs/all/141773/>. – Дата обращения: 04.10.2024
- Мальцев О.Г. Исследование перспективных направлений снижения эмиссии веществ, вызывающих парниковый эффект, поступающих в атмосферу от деятельности отечественной гражданской авиации / О.Г. Мальцев, С.И. Поплетев, В.И. Мариничев // Научный вестник ГосНИИ ГА. – 2022. – № 40. – С. 31–40.

ФАКТЫ

44,1

МДж/кг

составляет низшая теплота сгорания полученного синтетического керосиновой фракции

- Present and future aircraft noise and emissions trends : working paper A37-WP/26, EX/9, 21/7/10 / International Civil Aviation Organization ; (presented by the Council of ICAO). 2010. 9 p.
- WayPoint 2050 : an Air Transport Action Group project. 1st ed.: September 2020. 96 p.
- Развитие технологий и перспективы внедрения авиационного биотоплива / Т.Н. Гаева, А.Н. Варакин, Л.А. Гуляева, Д.И. Ишутенко, А.Л. Кулинич, П.А. Никульшин, А.А. Пиммерзин, Р.Г. Васильев // Биотехнология. – 2020. – Т. 36, № 5. – С. 13–30.
- Официальный сайт завода Uzbekistan GTL. – Режим доступа: <https://www.uzgfl.com/about/>. – дата обращения: 04.10.2024.
- Нарочный Г.Б. Бифункциональный кобальтовый катализатор для синтеза низкосажающего дизельного топлива методом Фишера–Тропша – от разработки к внедрению. Часть 3. Опыт промышленной реализации технологии приготовления / Г.Б. Нарочный, И.Н. Зубков, А.П. Савостьянов, И.Х. Аллагузин, С.А. Лавренов, Р.Е. Яковенко // Катализ в промышленности. – 2024. – Т/ 24, № 1. – С. 34–43.
- Ильин В. Б. Получение моторных фракций углеводородов из биомассы – лугги подсолнечника / В.Б. Ильин, Г.Б. Нарочный, А.Ф. Зубенко, А.А. Савостьянов, Р.Е. Яковенко // Химия твердого топлива. – 2021. – № 1. – С. 58–66.
- Yakovenko R.E. Preliminary evaluation of a commercially viable Co-based hybrid catalyst system in Fischer–Tropsch synthesis combined with hydroprocessing / R.E. Yakovenko, A.P. Savost'yanov, G.B. Narochnyi, V.N. Soromotin, I.N. Zubkov, O.P. Papeta, R.D. Svetogorov, S.A. Mitchenko // Catalysis Science & Technology. – 2020. – Vol. 10, № 22. – P. 7613–7629.

KEYWORDS: Fischer-Tropsch synthesis, synthetic jet fuel, natural gas, biomass.

СТРАХОВАНИЕ ПЛАРН –

Тенденции, вызовы, перспективы

1 ЯНВАРЯ 2025 ГОДА БУДЕТ ГОД С МОМЕНТА ВСТУПЛЕНИЯ В СИЛУ СТАНДАРТА ВСС «УСЛОВИЯ ДОГОВОРА СТРАХОВАНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕГО ФИНАНСИРОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ, ПРЕДУСМОТРЕННЫХ ПЛАНОМ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (ПЛАРН), ВКЛЮЧАЯ ВОЗМЕЩЕНИЕ В ПОЛНОМ ОБЪЕМЕ ВРЕДА, ПРИЧИНЕННОГО ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ, ЖИЗНИ, ЗДОРОВЬЮ И ИМУЩЕСТВУ ГРАЖДАН, ИМУЩЕСТВУ ЮРИДИЧЕСКИХ ЛИЦ В РЕЗУЛЬТАТЕ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ»

JANUARY 1, 2025 WILL MARK ONE YEAR SINCE THE ENTRY INTO FORCE OF THE ALL-RUSSIAN UNION OF INSURERS (ARUI) STANDARD "TERMS OF THE INSURANCE CONTRACT PROVIDING FOR THE FINANCING OF ACTIVITIES ENVISAGED BY THE PLAN FOR THE PREVENTION AND ELIMINATION OF OIL AND OIL PRODUCT SPILLS (PLARN), INCLUDING FULL COMPENSATION FOR DAMAGE CAUSED TO THE ENVIRONMENT, LIFE, HEALTH AND PROPERTY OF CITIZENS, PROPERTY OF LEGAL ENTITIES AS A RESULT OF OIL AND OIL PRODUCT SPILLS."

Ключевые слова: страхование, аварийный разлив нефти, ликвидации разлива нефти, возмещение вреда, охрана окружающей среды.



Шишкин Дмитрий Сергеевич
начальник управления страхования ответственности компании «Ингосстрах»



ingos.ru

Рассказываем, как нововведения повлияли на рынок страхования ПЛАРН, какие основные тенденции можно проследить в текущих реалиях и на какие вызовы еще предстоит ответить.

Напомним, четыре года назад были приняты изменения в Федеральный закон «Об охране окружающей среды». Теперь организации, которые разведывают, добывают, перевозят и осуществляют хранение углеводородной продукции, с 1 января 2024 года должны иметь сформированные финансовые резервы для обеспечения утвержденных планов по ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов (ПЛАРН). Закон был принят для повышения экологической безопасности государства.

Главная цель страхования ПЛАРН – это минимизация ущерба, который может быть причинен в результате разлива нефти. Если такая авария произойдет, то страховая

компания компенсирует расходы на мероприятия по ликвидации разливов нефти и возместит затраты организаций, которые будут участвовать в этом процессе.

Страхование ПЛАРН – важный инструмент, который помогает нефтегазовым компаниям защитить свой бизнес и уменьшить финансовые риски. Страхование является одним из способов формирования финансовых резервов. После того, как был принят закон, создание единого документа, регламентирующего ключевые условия такого страхования, стало очевидной необходимостью. Результатом стал документ, позволяющий эффективно применять страхование в качестве инструмента финансового обеспечения ПЛАРН – стандарт ВСС.

По итогам девяти месяцев, в течение которых страхование ПЛАРН осуществляется согласно требованиям стандарта ВСС,

можно сделать ряд выводов относительно тенденций, которые прослеживаются в существующих реалиях.

Текущий рынок страхования в РФ характеризуется ростом спроса на страховые продукты, так или иначе связанные с экологическими рисками. Вполне логично стремление нефтяного сектора минимизировать потенциальные убытки, связанные с разливами нефти и нефтепродуктов – как раз для снижения подобных расходов и было разработано страхование ПЛАРН.

В то же время на рынке присутствует множество страховых продуктов, направленных на защиту экологических рисков, и клиентам порой бывает сложно сориентироваться и выбрать нужный.

Системное решение данной проблемы уже можно отнести к положительным эффектам, полученным благодаря принятию стандарта ВСС: сейчас растет осведомленность о страховании ПЛАРН со стороны нефтяного сектора.

Рост интереса к страхованию ПЛАРН во многом связан с увеличением количества аварий и инцидентов

на объектах нефтегазовой промышленности – предприятия трезво оценивают свои расходы и стараются максимально их оптимизировать.

В этом как раз кроется один из ключевых, хоть и неочевидных на первый взгляд, вызовов страхования ПЛАРН – достаточность емкости страхового рынка РФ.

Как известно, страховая сумма должна быть установлена не менее величины финансового обеспечения, установленного ПЛАРН. Многообразие объектов нефтяной промышленности, расположенных на территории РФ, подразумевает многообразие

страховых сумм, диапазон которых может начинаться с сотен тысяч рублей, а заканчиваться суммами, превышающими миллиарды.

В таких условиях предпочтения клиентов будут на стороне крупных страховых компаний, обладающих высокими показателями финансовой устойчивости и способных оставлять значительные страховые суммы на собственном удержании, не обращаясь за перестраховочными услугами к другим участникам рынка.

При оценке рыночных тенденций на текущем этапе можно отметить, что клиенты все чаще объективно оценивают преимущества страхования ПЛАРН, предпочитая

Страхование ПЛАРН – важный инструмент, который помогает нефтегазовым компаниям защитить свой бизнес и минимизировать потенциальные убытки, связанные с разливами нефти и нефтепродуктов

именно такой способ в качестве надежного инструмента формирования финансовых резервов.

Стоит отметить, что страхование ПЛАРН уже играет свою роль в обеспечении экологической безопасности и финансовой устойчивости нефтегазовых компаний. Принятый стандарт ВСС стал значимым шагом, способствующим формированию эффективных механизмов по защите бизнеса нефтяного сектора.

Важно продолжать системную работу, направленную на развитие страхования ПЛАРН, а также постоянно вырабатывать новые механизмы, отвечающие на динамично меняющиеся запросы рынка. ●

KEYWORDS: insurance, emergency oil spill, oil spill response, damage compensation, environmental protection.



РЕКЛАМА

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

ИНГОССТРАХ
Просто быть уверенным

Страхование ПЛАРН

Финансирование мероприятий, предусмотренных
**планом предупреждения и ликвидации
разливов нефти и нефтепродуктов**

- Соответствие требованиям Росприроднадзора и статье 46 ФЗ № 7 «Об охране окружающей среды»
- Индивидуальные программы страхового покрытия



Подробная информация
по QR-коду или
на сайте ingos.ru

ОГРН 1027739362474. 115035, г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928, ОС № 0928-03,
ОС № 0928-04, ОС № 0928-05, ПС № 0928 от 23.09.2015. Реклама.

ОГРН 1027739362474. 115035,
г. Москва, ул. Пятницкая, д. 12, стр. 2.
СПАО «Ингосстрах». Лицензии
ЦБ РФ СИ № 0928, СЛ № 0928,
ОС № 0928-03, ОС № 0928-04,
ОС № 0928-05, ПС № 0928
от 23.09.2015. Реклама.

ingos.ru
8 495 234 36 23
osoo@ingos.ru

КИСЛОТНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ПРОЛОНГИРОВАННОГО ДЕЙСТВИЯ

на принципах «зеленой химии» для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки терригенных коллекторов

Для технологий интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами на принципах «зеленой химии» разработаны новые эффективные кислотные нефтewытесняющие композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СИБИРСКИЙ ХИМИЧЕСКИЙ КОМБИНАТ (АО «СХК») ГК «РОСАТОМ». Основой композиций являются новые глубокие эвтектические растворители. В результате лабораторных исследований создана жидкая товарная форма композиции ГБК-Ф с температурой застывания ниже минус 50 °С и твердая товарная форма композиции ПБК-Ф. Композиции применимы в широком интервале температур, имеют низкую коррозионную активность и хорошую растворяющую способность по отношению к породе терригенного коллектора, совместимы с нефтью и минерализованными пластовыми водами, обеспечивают пролонгированное воздействие на пласт и эффективное нефтewытеснение. Разработанные кислотные композиции можно рекомендовать для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений с терригенным коллектором, в том числе высоковязкой нефти и в сочетании с тепловыми методами, в северных регионах и Арктике

FOR TECHNOLOGIES OF OIL PRODUCTION INTENSIFICATION AND INCREASE OF OIL RECOVERY OF FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIRS ON THE "GREEN CHEMISTRY" PRINCIPLES NEW EFFECTIVE ACIDIC OIL-DISPLACING COMPOSITIONS ГБК-Ф AND ПБК-Ф OF PROLONGED ACTION, BASED ON SURFACTANTS, COORDINATING SOLVENTS, COMPLEX COMPOUNDS AND FLUORINE-CONTAINING PRODUCTS OF SIBERIAN CHEMICAL PLANT JSC (SCP JSC) OF THE ROSATOM STATE CORPORATION HAVE BEEN DEVELOPED. THE COMPOSITIONS ARE BASED ON NEW DEEP EUTECTIC SOLVENTS. AS A RESULT OF LABORATORY STUDIES, A LIQUID COMMERCIAL FORM OF THE ГБК-Ф COMPOSITION WITH A POUR POINT BELOW MINUS 50 °C AND A SOLID COMMERCIAL FORM OF THE ПБК-Ф COMPOSITION WERE CREATED. THE COMPOSITIONS ARE APPLICABLE IN A WIDE RANGE OF TEMPERATURES, HAVE LOW CORROSION ACTIVITY AND GOOD DISSOLVING CAPACITY WITH RESPECT TO THE ROCK OF THE TERRIGENOUS RESERVOIR, ARE COMPATIBLE WITH OIL AND MINERALIZED FORMATION WATERS, PROVIDE A PROLONGED EFFECT ON THE FORMATION AND EFFECTIVE OIL DISPLACEMENT. THE DEVELOPED ACID COMPOSITIONS CAN BE RECOMMENDED FOR INCREASING OIL RECOVERY AND INTENSIFYING THE DEVELOPMENT OF FIELDS WITH TERRIGENOUS RESERVOIRS, INCLUDING HIGH-VISCOSITY OIL, AND IN COMBINATION WITH THERMAL METHODS, IN NORTHERN REGIONS AND THE ARCTIC

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, терригенный коллектор, «зеленая химия», глубокие эвтектические растворители, кислотные композиции, фторсодержащие соединения, ПАВ, нефтewытеснение, керновый материал, неоднородный коллектор, пролонгированное действие, высоковязкие нефти.

УДК 622.276.4



**Алтунина
Любовь Константиновна**

заслуженный деятель науки РФ, главный научный сотрудник, заведующая лабораторией коллоидной химии нефти, профессор, д.т.н.



**Козлов
Владимир Валерьевич**

старший научный сотрудник, к.х.н.



**Кувшинов
Владимир Александрович**

ведущий научный сотрудник, к.х.н.



**Стасьева
Любовь Анатольевна**

ведущий инженер



**Кувшинов
Иван Владимирович**

научный сотрудник



**Шолидодов
Мехроб Рустамбекович**

научный сотрудник, к.х.н.



**Сайденцаль
Анастасия Романовна**

младший научный сотрудник, аспирант

Лаборатория коллоидной химии нефти, Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН)

Основная масса запасов углеводородов, в том числе и высоковязких, залегает в терригенных и карбонатных коллекторах. В России объем промышленных запасов углеводородов в терригенных породах составляет около 4 млрд т (64%), в карбонатных коллекторах – 2,3 млрд т, или 36% от общих запасов. Несмотря на большие запасы карбонатных залежей, приоритет в добыче отдается традиционным терригенным отложениям. В Западно-Сибирском бассейне практически все запасы нефти и газа находятся в терригенных коллекторах,

для которых характерна высокая неоднородность и расчлененность продуктивных пластов, что затрудняет их разработку: коэффициент извлечения нефти с использованием традиционных методов составляет порядка 30%. Для эффективного освоения нефтяных и газовых месторождений с терригенными коллекторами, в том числе в Арктической зоне, необходимо создание и широкомасштабное применение научно обоснованных технологий добычи нефти и газа, адаптированных к северным условиям, разработка новых химических реагентов для осуществления технологий.

В ИХН СО РАН созданы новые физико-химические методы увеличения нефтеотдачи на принципах «зеленой химии», с применением глубоких эвтектических растворителей (ГЭР) – перспективного класса жидких низкотемпературных систем, позволяющих реализовать процессы получения новых материалов и реагентов в мягких, экологически безопасных условиях [1–7]. Для их реализации предложены нефтewытесняющие композиции нового типа – наноструктурированные кислотные композиции на основе ПАВ, координирующих растворителей и комплексных соединений, имеющие регулируемую вязкость и высокую нефтewытесняющую способность, сохраняющие в пласте длительное время комплекс коллоидно-химических свойств, оптимальный для добычи нефти, в том числе тяжелой высоковязкой нефти [8–13]. В состав композиций входят комплексы многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями, в которых за счет донорно-акцепторного взаимодействия неорганических поликислот с полиолами и плавиковой кислотой образуются сильные комплексные кислоты. Их применение позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти и охвата пласта воздействием, улучшить проницаемость коллектора, а использование твердых и низкозастывающих жидких товарных форм композиций облегчает их транспортировку и хранение в северных регионах и Арктике.

Первой в ряду разрабатываемых в настоящее время кислотных композиций на основе ПАВ и глубоких эвтектических растворителей, в состав которых входят комплексы многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями, была композиция ГБК. В состав композиции ГБК входят ПАВ и ГЭР – аддукт неорганической борной кислоты и полиола – трехатомного спирта глицерина, которые за счет донорно-акцепторного взаимодействия компонентов ГЭР образуют сильную комплексную кислоту. Композиция ГБК не содержит фторсодержащих соединений (литера «Ф» в названиях ГБК-Ф и ПБК-Ф), и предназначена преимущественно для применения на карбонатных коллекторах. Успешно проведенные ОПР в 2014–2018 годах на пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения по применению композиции ГБК [1, 13–16], послужили основой для разработки линейки новых композиций, в том числе ГБК-Ф и ПБК-Ф, описываемых в данной работе, и позволяющих рассчитывать на расширение их применимости и выход на ОПР с новыми композициями на различных объектах, в том числе с терригенными коллекторами.

Для технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти месторождений с терригенными коллекторами в результате исследований последних трех лет на принципах «зеленой химии» с применением метода глубоких эвтектических растворителей были разработаны новые кислотные

нефтьевытесняющие композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «Сибирский химический комбинат (АО «СХК») ГК РОСАТОМ, их жидкая и твердая товарные формы. Научные основы разработки композиций представлены в статьях [1, 8–14], где приводятся фазовые диаграммы бинарных и трехкомпонентных систем, их эвтектические точки и температуры плавления/застывания, физико-химические и реологические характеристики, ряд фильтрационных исследований для установления эффективности применения нефтьевытесняющих композиций в условиях доотмыва остаточной нефти после ее вытеснения водой или паром из двух параллельных колонок с различной проницаемостью, а также в условиях моделирующей пароциклическую обработку добывающих скважин.

В настоящей работе представлены результаты исследований изменения физико-химических характеристик нефтьевытесняющих композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия при разбавлении, их растворяющей способности по отношению к породам коллектора, результаты коррозионных испытаний, а также лабораторных испытаний эффективности кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна, выполненных в АО «Геология», г. Новосибирск.

Объекты и методы

Для создания термотропных нефтьевытесняющих наноструктурированных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на основе ПАВ и ГЭР использовали четырехкомпонентные системы «неорганическая многоосновная кислота – полиол – карбамид – фторсодержащие соединения», а также двух- и трехкомпонентные системы, входящие в четырехкомпонентную систему и являющиеся глубокими эвтектическими растворителями. В качестве неорганической многоосновной кислоты использовали борную кислоту H_3BO_3 , в качестве полиолов – трехатомный спирт глицерин $C_3H_8O_3$ и четырехатомный спирт пентаэритрит $C_5H_{12}O_4$, в качестве фторсодержащих соединений – фтористоводородную (плавиковую) кислоту HF и фторид бифторида аммония $NH_4F \cdot HF$. Для увеличения отмывающей способности нефтьевытесняющих композиций и облегчения их доступа к породе-коллектору в состав композиций вводили поверхностно-активные вещества (ПАВ) – неионогенные ПАВ (НПАВ), оксиэтилированные алкилфенолы с различной степенью оксиэтилирования, в частности неонол АФ 9-12, и анионные ПАВ, в частности лаурет сульфат натрия, или комплексный ПАВ Нефтенол ВВД марки ЗТ. В работах [8–16] приведено подробное описание реагентов, использованных методов и результатов исследований фазовых равновесий и физико-химических свойств указанных кислотных нефтьевытесняющих композиций.

Температуры плавления ГЭР на основе бинарных систем определяли капиллярным методом на приборе для измерения температуры плавления «Stuart SMP 30». Температуры кристаллизации ГЭР на основе бинарных, тройных и четверных систем определяли в циркуляционном термостате «Thermo HAAKE DC 30».

Плотность растворов композиций и пластовых флюидов определяли пикнометрическим методом и плотномером EASY D40. Значения pH композиций измеряли потенциометрическим методом с применением стеклянного электрода с использованием микропроцессорного лабораторного pH-метра производства HANNA Instruments.

Исследование реологических свойств композиций и пластовых флюидов проводили методами вибрационной вискозиметрии с использованием вискозиметра «Реокинетика» с камертонным датчиком, ротационной вискозиметрии с использованием вискозиметров HAAKE Viscotester iQ (измерительная система коаксиальных цилиндров CC25 DIN/Ti) и Реотест-2.1.M (измерительная система коаксиальных цилиндров S/S1) при различных скоростях сдвига (при изменении скорости сдвига от 10 до 1200 c^{-1} и от 3 до 1312 c^{-1}).

Растворяющую способность кислотных композиций в отношении терригенной породы определяли гравиметрически как отношение убыли массы навески измельченного и высушенного до постоянной массы кернового материала после обработки кислотной композицией к исходной массе навески до обработки [17]. Критериями оценки эффективности служили растворимость (δ , % мас.) и скорость растворения (V, г/ч) породы в композиции.

Тестовое определение коррозионной агрессивности кислотных композиций проводили на Индикаторе скорости коррозии МОНКОР-2М при температурах 20 °C и 70 °C при постоянном перемешивании применительно к стали Ст. 3 [18]. Методика проведения испытаний с помощью коррозиметров изложена в ГОСТ 9.514-99.

Лабораторные исследования фильтрационных характеристик и нефтьевытесняющей способности композиций проводили в ИХН СО РАН на установке «КАТАКОН», производства России, состоящей из двух параллельных колонок, объемом 125 cm^3 . Использовали насыпные модели пласта, приготовленные из дезинтегрированного кернового материала, модель пластовой воды месторождений и дегазированную нефть месторождения (термостабилизированная нефть с добавлением керосина). Проницаемость параллельных колонок различалась в 1,7–5,1 раза. Противодавление составляло 2 МПа.

Лабораторные испытания эффективности кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна, были проведены в АО «Геология», г. Новосибирск. Подготовка пластовых флюидов к фильтрационным экспериментам включала создание модели пластовой воды, модели воды системы поддержания пластового давления в соответствии с ГОСТ 26450.1-85 и изовязкой модели нефти. Подготовка керновых моделей пласта к фильтрационным экспериментам включала: изготовление цилиндрических образцов керна высотой около 50 мм и диаметром 30 ± 1 мм; фотографирование, литологическое описание; рентгеновскую томографию; экстракцию и сушку до постоянной массы согласно ГОСТ 26450.0-85; определение открытой пористости и абсолютной проницаемости по газу (гелию); определение открытой пористости методом жидкостенасыщения согласно ГОСТ 26450.1-85 и создание остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны в пластовых условиях. Эффективность

вытеснения нефти из пласта, состоящего из двух пропластков с разной проницаемостью, оценивалась по общему количеству дополнительно вытесненной нефти из двух керновых моделей пласта с разной проницаемостью после воздействия композиций.

Результаты и обсуждение

Кислотные нефтьевытесняющие композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК» ГК «РОСАТОМ» для технологий интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами, отвечают следующим критериям применимости: совместимость с минерализованными пластовыми водами, отсутствие осадков при разбавлении пластовой водой; применимость в широком интервале температур, от 10 до 250 °C; применимость для нефти с различной вязкостью, в том числе высоковязкой нефти (с вязкостью более 1 Па·с), на естественном режиме и при тепловом воздействии; низкое коррозионное воздействие на нефтепромысловое оборудование; для жидкой товарной формы ГБК-Ф – по физико-химическим свойствам – регулируемая плотность, от 1,1 до 1,3 kg/m^3 ; регулируемая вязкость – от единиц до сотен мПа·с; низкая температура застывания, в интервале минус 20 – минус 55 °C; по фильтрационным характеристикам композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф – выравнивание фильтрационных потоков в неоднородном пласте, увеличение охвата пласта заводнением или тепловым воздействием; увеличение проницаемости коллектора; прирост коэффициента нефтьевытеснения.

Созданные с использованием методов глубоких эвтектических растворителей нефтьевытесняющие кислотные композиции нового типа на основе ПАВ, координационных соединений многоосновных неорганических кислот с многоатомными спиртами и фторсодержащими продуктами/отходами АО «СХК» ГК «РОСАТОМ», являются композициями пролонгированного действия и химически эволюционируют непосредственно в пласте с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтьевытеснения. Они рекомендуются к применению на месторождениях с терригенными коллекторами, в том числе высоковязкой нефти, на естественном режиме и при тепловом воздействии, в технологиях повышения нефтеотдачи, обусловленных увеличением проницаемости пород коллектора и повышением продуктивности добывающих скважин. Все используемые реагенты являются продуктами многотоннажного промышленного производства.

Введение в состав кислотных композиций фторидов – плавиковой кислоты и/или фторида бифторида аммония $NH_4F \cdot HF$ усиливает действие композиций на терригенный коллектор. При создании кислотных фторсодержащих нефтьевытесняющих композиций ПАВ использовали четырехкомпонентные системы «неорганическая многоосновная борная кислота – карбамид – полиол (трехатомный спирт глицерин и четырехатомный спирт пентаэритрит) – плавиковая кислота HF/фторид бифторида аммония $NH_4F \cdot HF$ », являющиеся ГЭР. Борная кислота образует с полиолами комплексные полиолборные кислоты ($pK_a = 5,7–6,5$), на 4 порядка более сильные, чем сама борная кислота

($pK_a = 9,2$), а с довольно слабой плавиковой кислотой – очень сильную тетрафторборную кислоту $H[BF_4]$ с $pK_a = -0,44$. В результате образования комплексов ионов фтора с тройной системой ГЭР значение pH снижается до 0,2–1,1 ед. pH, что приводит к увеличению проницаемости терригенной породы коллектора и ее растворимости в 2,5–3,0 раза.

Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф совместимы с минерализованными пластовыми водами, так как комплексные соединения, образуемые в композициях с HF, дают растворимые соли с катионами кальция, магния и др., что предотвращает образование в пористой среде нерастворимых продуктов реакции кислоты. Сама же плавиковая кислота HF и составы, содержащие соляную кислоту HCl с добавлением HF, дают с ионами кальция Ca^{2+} минерализованных пластовых вод нерастворимые осадки CaF_2 , коагулирующие коллектор. Композиции обладают замедленной реакцией с породами пласта, оказывают обезвоживающее действие, восстанавливают исходную проницаемость коллектора.

Исследование pH, вязкости, плотности и температуры замерзания концентрата композиции ГБК-Ф при добавлении 5, 10 и 20 % мас. воды и при разбавлении жидкой товарной формы композиции (ЖТФ) в два и 10 раз позволило осуществить выбор оптимального состава ЖТФ композиции ГБК-Ф. Оптимальным для жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф является состав, содержащий 15 % воды, рис. 1.

РИСУНОК 1. Зависимость температуры застывания концентрата композиций ГБК-Ф от количества добавленной воды, полученная на основе данных модуля упругости G'



ЖТФ композиции ГБК-Ф имеют температуру замерзания ниже минус 50 °C (минус 52,9 – минус 55,7 °C), низкую вязкость (15,3–23,6 мПа·с) и низкое значение pH (0,44–0,47 ед. pH).

При двукратном разбавлении (50:50) композиции имеют температуру замерзания минус 20,0 – минус 20,5 °C, низкую вязкость (2,7–4,5 мПа·с) и низкое значение pH (0,58–0,79 ед. pH). При десятикратном разбавлении (10:90) композиции имеют температуру замерзания минус 2,7 °C, низкую вязкость (1,2–1,7 мПа·с) и низкое значение pH (1,18–1,39 ед. pH), то есть сильные кислотные свойства сохраняются и при десятикратном разбавлении ЖТФ композиции ГБК-Ф.

Физико-химические свойства композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф и жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф

ТАБЛИЦА 1. Физико-химические свойства кислотных композиций ГБК-Ф, ПБК-Ф и жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф

Композиция	Концентрация НФ, % мас.	pH, ед. pH	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Температура застывания, °С	
ГБК-1-Ф	0	3,10	1175	10,1	минус 50,0	
	2	0,82	1185	10,3	минус 53,5	
	3	0,24	1187	10,3	минус 52,6	
ГБК-2-Ф	0	2,63	1245	117,6	минус 36,8	
	1	1,20	1253	138,0	минус 34,0	
	2	0,91	1259	169,3	минус 36,0	
ПБК-Ф	3	0,72	1262	151,9	минус 33,6	
	0	3,92	1059	1,48	минус 6,1	
	2	1,10	1067	1,35	минус 6,2	
Жидкая товарная форма композиций ГБК-Ф для температур	3	1,02	1068	1,34	минус 6,4	
	10–40 °С	3	-0,44	1256	15,3	минус 55,7
	20–250 °С	3	-0,47	1253	23,6	минус 52,9

приведены в таблице 1. Для терригенных пластов с разной проницаемостью и вязкостью нефти можно выбрать низкозастывающие кислотные составы с разной вязкостью.

Результаты исследования коррозионной активности кислотной композиции ГБК-Ф, в том числе с добавлением ингибиторов коррозии, в соответствии с ГОСТ 9.908-85, ГОСТ 9.905-82 и методиками/методическими указаниями нефтедобывающей компании ПАО «Газпром нефть», проведенные в ИХН СО РАН и в сертифицированной лаборатории металловедения ОГМ АО «СХК» ГК «РОСАТОМ» при 20, 60–70 и 90 °С, показали их соответствие нормативам, предъявляемым к кислотным составам при применении на промысловом оборудовании. В таблице 2 в качестве примера представлены результаты определения скорости коррозии стали Ст. 3 в присутствии кислотной композиции ГБК-Ф.

ТАБЛИЦА 2. Скорость коррозии стали Ст. 3 в присутствии кислотной композиции ГБК-Ф

Композиция ГБК-Ф	Концентрация ингибитора, % мас.	Скорость коррозии, мм/год	
		20 °С	70 °С
без ингибитора	0,0	1,373	13,774
с ингибитором	0,3	0,171	4,805

ТАБЛИЦА 3. Скорость растворения (V), г/ч, и растворимость δ, % мас, терригенной породы коллектора в рабочем растворе кислотной композиции ГБК-Ф в зависимости от продолжительности ее обработки при 25 °С

Скорость растворения (V), растворимость (δ)	Время взаимодействия, мин				
	30	60	120	180	1440
без ингибитора	0,07	0,040	0,021	0,016	0,004
с ингибитором	3,68	3,96	4,11	4,66	9,59

Исследование растворяющей способности кислотных композиций породы коллектора и ее отдельных компонентов показало, что высокой растворимостью коллектора карбонатной и терригенной природы обладают кислотные композиции ГБК-Ф: растворение карбонатов 80,83 и 35,60% мас. для ЖТФ ГБК-Ф и рабочих растворов (РР) ГБК-Ф, растворение терригенного коллектора 9,10 и 9,59% мас. для ЖТФ ГБК-Ф и РР ГБК-Ф, соответственно (за 24 часа). Растворяющая способность составов РР ПБК-Ф ниже, что обусловлено меньшими скоростями их взаимодействия с породой. Растворение кварца свойственно для всех разработанных составов, но максимальное значение наблюдалось для состава РР ГБК-Ф 6,761% масс. за 24 часа. Высокая степень растворимости пирита характерна для всех кислотных составов. Наиболее выраженной растворяющей способностью в отношении геля ГРП обладают составы ЖТФ ГБК-Ф и РР ГБК-Ф: потеря массы составила 92% мас. и 81% мас., соответственно, в течение 1 ч. Растворимость алюмосиликатного проппанта в исследуемых кислотных композициях отсутствует. В качестве примера в табл. 3 представлены результаты исследования растворяющей способности рабочего раствора кислотной композиции ГБК-Ф по отношению к породе типичного месторождения с терригенным типом коллектора

Лабораторные исследования влияния композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на фильтрационные характеристики моделей неоднородного пласта и нефтевытеснение проводили применительно к условиям Восточно-Мессояхского и Русского нефтегазоконденсатных месторождений тяжелой высоковязкой нефти (Ямало-Ненецкий АО) и месторождения легкой маловязкой нефти Олень (Томская область). Исследование нефтевытесняющей способности кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф из моделей неоднородного пласта, состоящих из двух параллельных колонок различной проницаемости, заполненных дезинтегрированным керновым материалом, показало высокую эффективность композиций в области температур 24–150 °С, (например, рис. 2). Полученные

РИСУНОК 2. Фильтрационные характеристики неоднородной модели терригенного пласта Русского месторождения: изменение подвижности и увеличение коэффициента вытеснения при 24 и 150 °С после закачки оторочек композиции ГБК-Ф (исходная газовая проницаемость колонок: 1 – 2,123 и 2 – 1,286 мкм²)

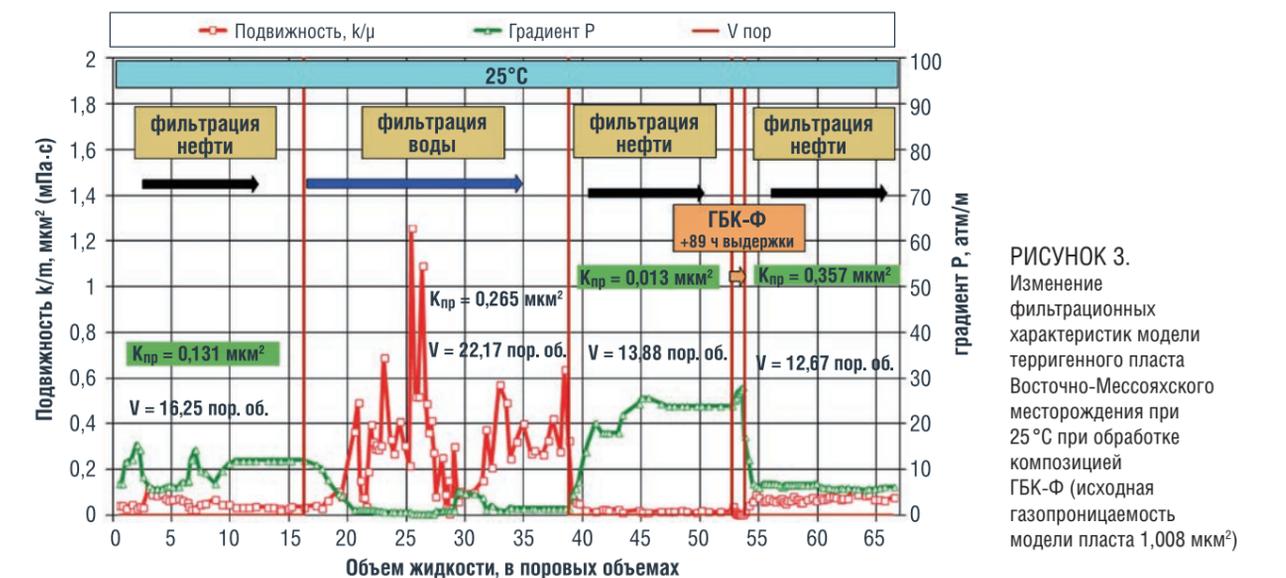
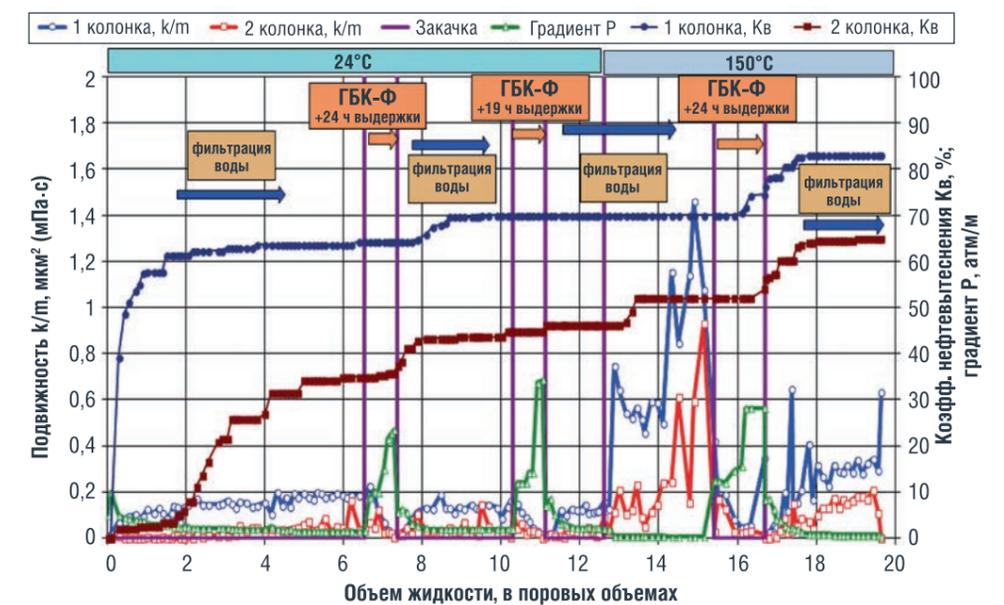


РИСУНОК 3. Изменение фильтрационных характеристик модели терригенного пласта Восточно-Мессояхского месторождения при 25 °С при обработке композицией ГБК-Ф (исходная газопроницаемость модели пласта 1,008 мкм²)

результаты демонстрируют эффективность применяемых кислотных композиций для вытеснения легкой маловязкой и тяжелой высоковязкой нефти из коллектора терригенной природы в широком диапазоне его проницаемости: прирост коэффициента нефтевытеснения составил 13,2–32,5% по отдельным колонкам и в среднем по моделям пласта 20,7–26,3%. Во всех проведенных экспериментах наблюдалось выравнивание фильтрационных потоков внутри модели пласта: менялось отношение подвижностей жидкости в колонках, составляющих модель неоднородного пласта.

Исследование влияния обработки кислотной фторсодержащей нефтевытесняющей композицией модели неоднородного пласта Восточно-Мессояхского месторождения на изменение ее фильтрационных характеристик позволило установить существенное увеличение проницаемости коллектора, рисунок 3, что четко указывает на высокую эффективность композиции как кислотного состава для обработки коллектора терригенной природы: проницаемость

по нефти модели пласта увеличивается при обработке объемом композиции, равным одному объему пор модели пласта, с 0,013 до 0,357 мкм² (рис. 3).

Лабораторные испытания эффективности кислотных составов ГБК-Ф и ПБК-Ф для повышения коэффициента нефтевытеснения и интенсификации добычи нефти на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна, были выполнены в аккредитованном (РА.RU21AP85) Научно-лабораторном центре АО «Геология» в г. Новосибирске с использованием лабораторного оборудования собственного производства.

На параллельных керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна различной проницаемости, моделирующих высоконеоднородный терригенный коллектор, проведены лабораторные испытания кислотных составов ГБК-Ф и ПБК-Ф на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК» ГК «РОСАТОМ» применительно к термобарическим условиям продуктивного пласта

ТАБЛИЦА 4. Динамика коэффициента вытеснения нефти водой системы ППД в результате воздействия рабочего раствора композиции ГБК-Ф (ЖТФ, разбавленная водой 1 : 1) на высоконеоднородную модель пласта

Модель	Лаб. номер образца	Открытая пористость по газу, %	Абсолютная проницаемость по газу, мД	Остаточ. водонасыщ., %	Козфф. вытеснения нефти водой, д.е.	Остаточн. нефтенасыщ., %	Козэффициент вытеснения нефти, д.е.
8,1	1706	19,90	219,78	9,52		9,32	0,90
	1706 (2)	20,05	216,54	9,98		22,71	0,75
	1705	19,71	209,61	9,68		26,17	0,71
	1705 (2)	19,72	206,75	10,05		33,12	0,63
	1720	19,64	205,65	9,78		39,81	0,56
Модель в целом		19,81	211,67	9,80	0,51	26,18	0,71
8,2	2836	22,98	28,74	26,21		31,42	0,57
	2836 (2)	22,99	27,39	27,09		38,05	0,48
	2834	23,52	26,97	26,35		40,05	0,46
	2834 (2)	22,56	24,25	27,50		40,11	0,45
	2835	24,28	18,48	28,54		33,09	0,54
Модель в целом		23,27	25,17	27,15	0,25	36,51	0,50

ТАБЛИЦА 5. Динамика коэффициента вытеснения нефти водой системы ППД в результате воздействия рабочего раствора композиции ПБК-Ф (ТТФ, разбавленная водой 1 : 3,75) на высоконеоднородную модель пласта

Модель	Лаб. номер образца	Открытая пористость по газу, %	Абсолютная проницаемость по газу, мД	Остаточ. водонасыщ., %	Козфф. вытеснения нефти водой, д.е.	Остаточн. нефтенасыщ., %	Козэффициент вытеснения нефти, д.е.
9,1	1707	19,50	202,63	9,67		12,47	0,86
	1707 (2)	19,54	205,12	10,27		40,33	0,55
	1720 (2)	19,83	201,67	9,93		36,61	0,59
	1708 (2)	19,70	199,47	10,36		35,66	0,60
Модель в целом		19,64	202,22	10,06	0,55	31,39	0,65
9,2	2835	23,68	17,91	29,33		34,07	0,52
	2833 (2)	20,66	14,67	31,07		34,39	0,50
	2833	18,16	11,49	39,37		37,36	0,38
	2832	19,65	10,58	34,67		42,27	0,35
Модель в целом		20,54	13,66	33,30	0,03	36,82	0,45

типичного месторождения Западной Сибири: температура – 72 °С, начальное пластовое давление – 14,6 МПа, горное давление – 40 МПа, модель пластовой нефти с вязкостью 7,77 мПа·с.

Проведенные лабораторные испытания на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов ядра терригенного коллектора, кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия, показали их высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Результаты исследований приведены в таблицах 4 и 5. Динамика коэффициента вытеснения нефти из высоконеоднородных моделей пласта в результате воздействия обоих исследуемых реагентов ГБК-Ф и ПБК-Ф устойчиво положительная:

- 10...20 % абс. для высокопроницаемых (200...210 мД) моделей пласта,
- 25...42 % абс. для низкопроницаемых (14...25 мД) моделей пласта.

Динамика коэффициента вытеснения нефти водой системы ППД в результате воздействия рабочего раствора композиции ГБК-Ф (жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф, разбавленной водой 1 : 1), на высоконеоднородную модель пласта приведена в табл. 4. Для высокопроницаемой модели увеличение коэффициента составило 20 % абс., для низкопроницаемой – 25 % абс.

Для высоконеоднородной керновой модели пласта с проницаемостью высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей пласта 211,67 и 25,17 мД, отличающихся в 8,4 раза, закачка композиции ГБК-Ф позволила увеличить общий коэффициент вытеснения с 39 до 62 %, то есть на 23 %, при этом произошло выравнивание фильтрационных потоков, что нашло отражение в изменении характера зависимости перепада давления от объема закачки композиции. Увеличение коэффициента вытеснения по высокопроницаемой модели, с 51 до 71 %, составило 20 %, по низкопроницаемой керновой модели пласта – 25 %, с 25 до 50 %.

Динамика коэффициента вытеснения нефти водой системы ППД в результате воздействия рабочего раствора композиции ПБК-Ф, твердой товарной формы (ТТФ) композиции ГБК-Ф, разбавленной водой 1 : 3,75), на высоконеоднородную модель пласта приведена в таблице 5. Для высокопроницаемой модели увеличение коэффициента составило 10 % абс., для низкопроницаемой – 42 % абс.

Для высоконеоднородной керновой модели пласта с проницаемостью высокопроницаемой и низкопроницаемой моделей пласта 202,22 и 13,66 мД, отличающихся в 14,8 раза, закачка композиции ПБК-Ф и последующей воды позволила увеличить общий коэффициент вытеснения с 32 до 58 %, то есть на 26 %. Увеличение коэффициента вытеснения по высокопроницаемой модели, с 55 до 67 %, составило 10 %, по низкопроницаемой модели – 42 %, с 3 до 45 %.

Таким образом, проведенные лабораторные испытания на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов ядра терригенного коллектора, кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК» ГК «РОСАТОМ», разработанные с использованием метода глубоких эвтектических растворителей, показали их высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами.

Композиция ГБК-Ф обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения в интервале 20–25 % и из высокопроницаемой, и из низкопроницаемой модели высоконеоднородного пласта не только за счет высоких нефтеотмывающих свойств, но и за счет выравнивания профиля приемистости, увеличения коэффициента охвата пласта физико-химическим воздействием (в высоконеоднородной модели пласта отношение проницаемостей пропластков отличалось в 8 раз). Композиция может применяться на месторождениях как с легкой, так и с высоковязкой нефтью, в том числе при паротепловом и пароциклическом воздействии. Низкая температура застывания жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф (минус 50 °С) делает ее технологичной к применению в северных регионах и Арктике.

Композиция ПБК-Ф обеспечивает прирост коэффициента нефтевытеснения в интервале 12–26 % за счет высоких нефтеотмывающих свойств, даже при небольшом объеме оторочки, она имеет низкую вязкость, оказывает меньшее сопротивление при фильтрации (перепад давления при закачке меньше в 10 раз по сравнению с композицией ГБК-Ф) и эффективна для однородных низкопроницаемых коллекторов. Твердая товарная форма композиции обеспечивает хорошую логистику и технологичность применения в северных регионах и Арктике.

Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф имеют высокую нефтевытесняющую и нефтеотмывающую способность, снижают фильтрационные сопротивления в призабойных зонах скважин, увеличивает проницаемость коллектора, уменьшает остаточную нефтенасыщенность, снижает набухаемость глин (глинистого цемента коллектора, фильтрата бурового раствора), деструктурирует межфазные слои на границе нефть – порода – вода, дезмульгирует водонефтяные эмульсии, имеют низкую коррозионную

активность и хорошую растворяющую способность по отношению к породе терригенного коллектора. Композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф – пожаробезопасные жидкости, без запаха, имеют пониженную адсорбцию на породах пласта, могут применяться в широком интервале пластовых температур и минерализации вод, для низкопроницаемых, высоконеоднородных пластов. Преимуществом композиций является технологичность применения в зимних условиях в северной и Арктической зоне РФ.

Получены разрешительные документы на химический продукт «Кислотная композиция ГБК (марки ГБК и ГБК-Ф) для применения на предприятиях нефтедобывающих компаний: «Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти» в АНО ГЦСС «Нефтепромхим»; «Сертификат соответствия» в Системе «ТЕХСЕРТ»; паспорт безопасности в Информационно-аналитическом центре «Безопасность веществ и материалов» (ИАЦ «БВИМ») на химический продукт «Кислотная композиция ГБК (марки ГБК и ГБК-Ф)» для применения на предприятиях нефтедобывающих компаний.

В 2024–2025 гг. планируется провести опытно-промышленные испытания композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на 5–10 скважинах. При успешном проведении ОПР планируется организация опытно-промышленного производства новых кислотных составов на базе АО «СХК» ГК «РОСАТОМ».

Заключение

На принципах «зеленой химии» разработаны эффективные кислотные нефтевытесняющие композиции ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия на основе ПАВ, координирующих растворителей, комплексных соединений и фторсодержащих продуктов АО «СХК» ГК «РОСАТОМ», их жидкая и твердая товарные формы, для технологий интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Основой композиций являются новые глубокие эвтектические растворители (ГЭР), в их состав входят комплексы многоосновных кислот и кислот Льюиса с координирующими растворителями, в которых за счет донорно-акцепторного взаимодействия неорганических поликислот с полиолами образуются сильные комплексные кислоты.

Исследование pH, вязкости, плотности и температуры замерзания растворов композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф при добавлении воды позволило осуществить выбор оптимального состава жидкой товарной формы (ЖТФ) композиции ГБК-Ф и рабочих растворов ЖТФ композиции ГБК-Ф и твердой товарной форм композиции ПБК-Ф для применения на промысле. Композиции и их рабочие растворы имеют низкую коррозионную активность и хорошую растворяющую способность по отношению к породе терригенного коллектора, совместимы с нефтью и минерализованными пластовыми водами.

Лабораторные исследования влияния композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф на фильтрационные характеристики моделей неоднородного пласта из дезинтегрированного кернового материала и нефтевытеснение применительно к условиям Восточно-Мессояхского и Русского нефтегазоконденсатных

месторождений тяжелой высоковязкой нефти (Ямало-Ненецкий АО) и месторождения легкой маловязкой нефти Олень (Томская область) в области температур 24–150 °С показали их эффективность для вытеснения легкой маловязкой и тяжелой высоковязкой нефти из коллектора терригенной природы в широком диапазоне его проницаемости: прирост коэффициента нефтевытеснения составил 13,2–32,5% по отдельным колонкам и в среднем по моделям пласта 20,7–26,3%. Во всех проведенных экспериментах наблюдалось выравнивание фильтрационных потоков внутри модели пласта: менялось отношение подвижностей жидкости в колонках, составляющих модель неоднородного пласта.

Проведенные лабораторные испытания на керновых моделях, составленных из цилиндрических образцов керна терригенного коллектора, кислотных композиций ГБК-Ф и ПБК-Ф пролонгированного действия, показали их высокую эффективность для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи месторождений с терригенными коллекторами. Динамика коэффициента вытеснения нефти из высоко неоднородных моделей пласта в результате воздействия обоих исследуемых реагентов ГБК-Ф и ПБК-Ф устойчиво положительная:

- 10...20% абс. для высокопроницаемых (200...210 мД) моделей пласта,
- 25...42% абс. для низкопроницаемых (14...25 мД) моделей пласта.

Композиции могут применяться на месторождениях как с легкой, так и с высоковязкой нефтью, в том числе при паротепловом и пароциклическом воздействии. Низкая температура застывания жидкой товарной формы композиции ГБК-Ф (минус 50 °С) и твердая товарная форма композиции ПБК-Ф делают их технологичными к применению в северных регионах и Арктике.

Разработанные кислотные композиции и технологии с их применением можно рекомендовать для увеличения нефтеотдачи и интенсификации разработки месторождений с терригенным коллектором, в том числе высоковязкой нефти в сочетании с тепловыми методами, в Арктической зоне, на месторождениях нефтегазодобывающих компаний России ПАО «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «ГАЗПРОМ» и его дочерних предприятий и др. Перспективно применение созданных композиций на месторождениях Казахстана, Вьетнама, Китая, Саудовской Аравии, ОАЭ, Омана, Ирана и др. Применение новых экологически безопасных технологий увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в том числе залежи высоковязкой нефти.

Масштабное промышленное применение кислотных нефтевытесняющих композиций позволит продлить рентабельную эксплуатацию месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, вовлечь в разработку месторождения с трудноизвлекаемыми запасами нефти, в северных и арктических регионах, что будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности России, расширению ее топливно-энергетической базы. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ (НИОКТР № 121031500048-1).

Литература

1. Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, В.В. Козлов, М.Р. Шолитодов. Перспективные композиции на основе глубоких эвтектических растворителей для увеличения нефтеотдачи месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти // *Neftegaz.ru.* – 2024 – Т. 2. – С. 75–84.
2. Emma L. Smith, Andrew P. Abbott, and Karl S. Ryder. *Deep Eutectic Solvents (DESs) and Their Applications.* Chem. Rev. 2014, 114, 21, 11060–11082. <https://doi.org/10.1021/cr300162p>.
3. Yizhak Marcus. *Deep Eutectic Solvents.* Springer Nature Switzerland AG, 2019. – P. 200.
4. Qin H. et al., *Overview of acidic deep eutectic solvents on synthesis, properties and applications, Green Energy & Environment, 2020 – Vol. 5 – Is.1 – P. 8–21.*
5. Глубокие эвтектические растворители в биотехнологии / О.В. Морозова, И.С. Васильева, Г.П. Шумакович, Е.А. Зайцева, А.И. Ярополов // *Успехи биологической химии.* – 2023 – Т. 63. – С. 301–348.
6. Al-Rujaibi O., Al-Wahaibi Y., Pourafshary P. [et al.] *Simulation study of wettability alteration by deep eutectic solvent injection as an EOR agent for heavy oil reservoirs // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2016. – Vol. 144. – P. 66–75.*
7. El-hoshoudy A.N., Soliman F.S., Mansour E.M. [et al.] *Experimental and theoretical investigation of quaternary ammonium-based deep eutectic solvent for secondary water flooding // Journal of Molecular Liquids, 2019. – Vol. 294. – Is. 111621.*
8. *Advanced compositions for increasing oil recovery on the principles of «green chemistry» / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva, I.V. Kuvshinov, V.V. Kozlov, M.R. Sholododov // AIP Conference Proceedings. – 2022. – V. 2509. – 020015. – DOI: 10.1063/5.0084773 <https://doi.org/10.1063/5.0084773>.*
9. *Laboratory Testing of Acidic EOR Oil-Displacing Compositions Based on Surfactants, Inorganic Acid Adduct and Polyols / M.R. Sholododov, V.V. Kozlov, L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, L.A. Stas'eva // Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2022. – V. 15. – № 2. – P. 186–196. DOI: 10.17516/1998-2836-0283.*
10. *Acidic Oil-Displacing System based on Deep Eutectic Solvents and Surfactants: Development, Physical and Chemical Studies, Evaluation of its Effect on the Composition and Properties of Oil / M.R. Sholododov, L.K. Altunina, V.V. Kozlov, V.A. Kuvshinov, L.A. Stas'eva and A.R. Saidentsal / Journal of Siberian Federal University. Chemistry. – 2023. – Vol. 16. – № 3. – P. 337–349.*
11. *Surfactant-based compositions for enhanced oil recovery in arctic high-viscosity oil fields / L.K. Altunina, V.A. Kuvshinov, I.V. Kuvshinov, L.A. Stasyeva // Petroleum Chemistry. 2022. – V. 62. – № 2. – P. 169–182.*
12. В.В. Козлов, М.Р. Шолитодов, Л.К. Алтунина, И.В. Кувшинов, А.Р. Сайденцаль, Мустафин Р.Н. / Многофункциональная кислотная нефтевытесняющая композиция для применения на месторождениях с терригенным типом коллектора // *Изв. вузов. Химия и хим. технология.* – 2024. – Т. 67. – Вып. 8. – С. 95–102. – DOI: 10.6060/ivkkt.20246708.8t.
13. *Кислотная нефтевытесняющая композиция пролонгированного действия на основе глубоких эвтектических растворителей / Л.К. Алтунина, Л.А. Стасьева, В.А. Кувшинов, М.Р. Шолитодов, В.В. Козлов, И.В. Кувшинов // Химия в интересах устойчивого развития. – 2023. – Т. 31. – № 2. – С. 140–152. – DOI:10.15372/KhUR2023448.*
14. *Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей кислотными композициями на основе поверхностно-активных веществ, координирующих растворителей и комплексных соединений / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов // Георесурсы. – 2019. – Т. 21. – № 4. – С. 103–113. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.4.103-113>.*
15. *Исследование эффективности применения кислотной химической нефтевытесняющей композиции ГБК / В.В. Козлов, М.Р. Шолитодов, Л.К. Алтунина, Л.А. Стасьева // Химия в интересах устойчивого развития. – 2021. – Т. 29. – № 2. – С. 148–152. – DOI: 10.15372/KhUR2021288*
16. *Оценка эффективности кислотной композиции ГБК при вытеснении маловязкой и высоковязкой нефти / М.Р. Шолитодов, А.Р. Сайденцаль, Л.К. Алтунина, В.В. Козлов, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева // Изв. вузов. Химия и хим. технология. – 2023. – Т. 66. – Вып. 11. – С. 101–109. – DOI: 10.6060/ivkkt.20236611.8t.*
17. Давлетов З.Р., Пахомов М.Д., Мурзатаева М.К., Дингес В.Ю. Подбор оптимальной кислотной композиции для проведения успешной обработки призабойной зоны заглинизированного терригенного коллектора на основе сведений о минералогическом составе. М.: РГУ Нефти и газа им. И.М. Губкина. 2012. 51 с.
18. *Паспорт и инструкция по эксплуатации Индикатора скорости коррозии МОНИКОР-2М. – https://www.monikor.ru/doc/schems_skm.rar.*

KEYWORDS: *increased oil recovery, terrigenous reservoir, «green chemistry», deep eutectic solvents, acid compositions, fluorinated compounds, surfactants, oil displacement, core material, heterogeneous collector, prolonged action, high viscosity oils.*

ГЕОПОЛИТИЧЕСКИЙ ПОВОРОТ РОССИИ К АЗИИ: НОВАЯ ИНДИЙСКАЯ ГЛАВА



В 2022 году Москва разорвала экономические связи с Европой и сделала разворот в сторону азиатских стран. Индия импортирует российскую нефть, что помогает ей экономить, а также дает возможность для реэкспорта нефти в Европу в виде нефтепродуктов. Россия является четвертым по величине товарооборота торговым партнером Индии. В июне 2022 года объем торговли превысил 3,5 млрд долл., в мае 2024 года – 7,5 млрд долл.



Цель – выйти к 2030 году на показатель в 100 млрд долл. В условиях незначительной емкости российского рынка, проблем с доступом к иностранным технологиям и режима санкций для достижения этой цели потребуются дополнительные политические усилия. Малые и средние предприятия могли бы стать основными движущими силами двусторонней торговли, но у стран нет стабильного платежного механизма и соглашения о защите инвестиций. Часть препятствий можно было бы устранить за счет наращивания присутствия российских банков в Индии. За исключением ядерной и военной сфер, в текущем взаимораспорном взаимодействии отсутствуют крупные инвестиционные проекты, а также значимые научно-исследовательские программы. Технологическое сотрудничество должно быть больше ориентировано на бизнес. Строительство и модернизация заводов, электростанций, нефтеперерабатывающих предприятий и шахт в Индии являются перспективными направлениями.



РОССИЯ ВДВОЕ УВЕЛИЧИТ ВОЕННЫЕ РАСХОДЫ



Российские военные расходы растут. Согласно проекту бюджета на 2025 год они должны увеличиться более чем на четверть. Ширящиеся военные расходы страны покрываются возросшими нефтяными налоговыми поступлениями. Казну также пополняют растущие корпоративные и подоходные налоги и общий подъем экономической активности. В тучные годы, когда цена на нефть превышала порог в 40 долл. за барр., дополнительные деньги копились. В 2022 году правительство начало тратить нефтяные доходы, даже залезло в резервный фонд. Благодаря этому бюджетный пробел в 2025 году составит всего 0,5 % ВВП.



Основная часть дополнительных средств утекала из России. Санкции, может, и не прекратили российский экспорт энергоносителей, но отток капитала иссушили. То обстоятельство, что военная экономика России продолжает расти сверх возможностей, создает стране массу дополнительных трудностей: производительность снижается, инфляция не уменьшается, инвестиции процветают лишь в секторах, связанных с военными действиями. На нефть по-прежнему приходится до 27 % бюджетных доходов

экономики, и правительство стало более зависимым от нефтяного рынка из-за истощения резервного фонда. Нет сомнений, что экономика России перегревается. Чрезмерная зависимость от Китая, технологические эмбарго и финансовые санкции – все это делает экономику еще более уязвимой.

ГАЗ РАЗДОРА: ЕС НАРАСТИЛ ЗАКУПКИ ГОЛУБОГО ТОПЛИВА ИЗ РОССИИ



Несмотря на значительное сокращение импорта российского газа Европейским Союзом в соответствии с его политикой зеленого перехода, диверсификации источников и отказа от российского газа к 2027 году, импорт в ЕС сохраняется. В июле ЕС импортировал из России максимальные объемы газа с конца зимы 2023 года. Этот факт подтверждает проблемы с диверсификацией снабжения, по крайней мере если говорить о месяцах критически важных для заполнения хранилищ. В середине лета страны ЕС увеличили закупки российского трубопроводного газа в полтора раза по сравнению с тем же периодом предыдущего года. Главным покупателем выступала Италия, которая в пять раз увеличила закупки. Венгрия и Словакия увеличили импорт на 21%. Греция, напротив, сократила на 6%, Болгария – на 9,5%. Всего за семь месяцев текущего года ЕС купил у России газа на 3,95 млрд евро, что на 24% меньше, чем за тот же период прошлого года, при этом сократив закупки и у остальных поставщиков – на 45%. В результате российская доля в европейском импорте трубопроводного газа возросла почти до 19% против 14% в прошлом году. ●

УКСУСНАЯ КИСЛОТА КАК СЫРЬЕВОЙ КОМПОНЕНТ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

В СТАТЬЕ ЗАТРОНУТЫ ТАКИЕ ВОПРОСЫ, КАК ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УКСУСНОЙ КИСЛОТЫ И ХЕЛАТОВ НА ЕЕ ОСНОВЕ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. НАИЛУЧШИЙ РЕЗУЛЬТАТ ДОСТИГАЕТСЯ ПРИ СОЧЕТАНИИ ПАРОВОЙ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАКАЧКИ В НИХ АЦЕТАТОВ МЕДИ И НИКЕЛЯ. С УЧЕТОМ НАРАСТАНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ УКСУСНОЙ КИСЛОТЫ И ПРОДУКТОВ НА ЕЕ ОСНОВЕ В НЕФТЕДОБЫЧЕ, РАССМОТРЕНЫ ДВА НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СПОСОБА ПОЛУЧЕНИЯ ДАННОГО ПРОДУКТА. ПЕРВЫЙ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И ВОДОРОДА ДЛЯ СИНТЕЗА ОКСИДА УГЛЕРОДА, А ВТОРОЙ – КАТАЛИТИЧЕСКУЮ КОНВЕРСИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ПОЛУЧЕНИЕМ СМЕСИ ОКСИДА УГЛЕРОДА И ВОДОРОДА С ПОСЛЕДУЮЩИМ ЕЕ РАЗДЕЛЕНИЕМ И КАРБЕНИЛИРОВАНИЕМ МЕТАНОЛА

THE ARTICLE TOUCHES UPON SUCH IMPORTANT ISSUES AS THE USE OF ACETIC ACID AND CHELATES BASED ON IT IN ORDER TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HIGH-VISCOSITY OIL EXTRACTION. THE BEST RESULT IS ACHIEVED BY COMBINING STEAM TREATMENT OF OIL RESERVOIRS AND PUMPING COPPER AND NICKEL ACETATES INTO THEM. TAKING INTO ACCOUNT THE INCREASING CONSUMPTION OF ACETIC ACID AND PRODUCTS BASED ON IT IN OIL PRODUCTION, TWO OF THE MOST PROMISING METHODS FOR OBTAINING THIS PRODUCT ARE CONSIDERED. THE FIRST INVOLVES THE USE OF CARBON DIOXIDE AND HYDROGEN TO SYNTHESIZE CARBON MONOXIDE, AND THE SECOND INVOLVES THE CATALYTIC CONVERSION OF NATURAL GAS TO PRODUCE A MIXTURE OF CARBON MONOXIDE AND HYDROGEN, FOLLOWED BY ITS SEPARATION AND METHANOL CARBONYLATION

Ключевые слова: нефтьдобыча, вязкость нефти, ацетаты, углекислый газ, метанол, катализаторы, уксусная кислота, технология получения.

**Афанасьев
Сергей Васильевич**

руководитель Управления по разработке инноваций и их патентованию АО «ТОАЗ», доцент по специальности «Экология», академик РАЕН, к.х.н., д.т.н.

Несмотря на стремление перейти от использования ископаемого топлива к альтернативным источникам энергии, традиционные нефть и газ на сегодняшний день составляют около 80% объема энергопотребления и служат ценным нефтехимическим сырьем. Однако по аргументированным прогнозам, запасы обычной, повсеместно используемой нефти иссякнут примерно через 50 лет. По указанной причине нефтьдобывающие компании начинают использовать менее доступную тяжелую нефть – сырье с высокой вязкостью, плотностью и массой, из-за которых ее очень сложно извлечь из недр. Из-за трудностей, связанных с ее добычей, производство нефтепродуктов на основе тяжелой нефти является дорогостоящим. Более того, используемое сырье приходится

дополнительно очищать от высокомолекулярных примесей – смол, асфальтенов и других, которые в большом количестве содержатся в тяжелой нефти.

Чаще всего для извлечения такой нефти в призабойную зону терригенных и карбонатных коллекторов закачивают перегретый пар. При этом нефтесодержащий пласт разогревается, и нефть становится более подвижной. Такой способ нефтьдобычи энергозатратен, чтобы сделать его эффективнее, вместе с паром рекомендуют вводить в пласт сложные по составу кислотные композиции или катализаторы. Эти соединения обеспечивают разрушение самых «тяжелых» компонентов нефти – смол и асфальтенов.

Тем самым достигается повышение нефтеотдачи пласта, а добытая нефть легче поддается транспортировке и переработке [1].

Ученые из Казанского федерального университета для снижения вязкости тяжелой нефти предложили использовать соли уксусной кислоты (ацетаты переходных металлов) в качестве дополнения к паровой обработке [2]. Эти соединения служат предшественниками катализатора, так как из них в пласте образуются частицы сульфидов соответствующих переходных металлов, воздействующих на химические связи между углеродом и серой в смолах и асфальтенах.

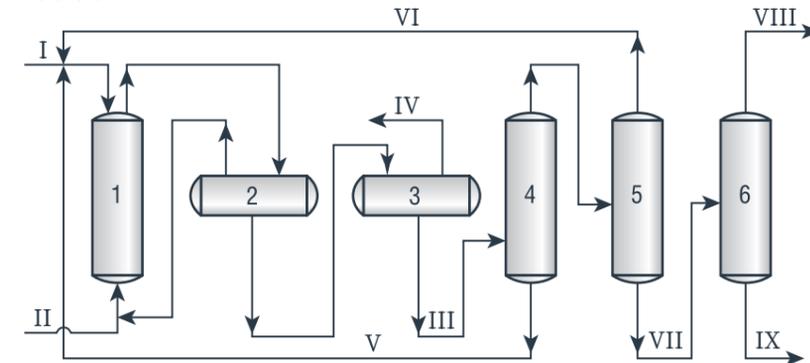
Для апробации предложенного способа в промышленных условиях проведена стандартная паровая обработка образцов тяжелой нефти в реакторе-автоклаве. Снижение вязкости нефти составило при этом 39%. Существенно лучшие результаты были достигнуты при смешении высоковязкой нефти с ацетатами различных металлов – свинца, магния, натрия, цинка, меди и никеля с последующей паровой обработкой. Было установлено, что ацетаты меди и никеля, совмещенные с действием пара, снизили вязкость исходной нефти на 58%, что на 19% превышает показатели очистки одним лишь паром. Такого эффекта удалось достичь благодаря тому, что образующийся катализатор ускорил разрыв химических связей в длинных молекулах смол и асфальтенов.

Авторами проведенного исследования было также установлено, что под действием пара доля тяжелых соединений уменьшилась с 38 до 36%, тогда как при добавлении ацетата никеля – с 38 до 24%. Содержание легких углеводородов и ароматических соединений в этом случае возросло с 62 до 76%.

На основании проведенной апробации можно сделать важный вывод, что промышленная реализация перспективных инновационных разработок может привести к росту потребления уксусной кислоты. Процесс ее получения предусматривает синтез оксида углерода и его последующее взаимодействие с метиловым спиртом.

В рамках сокращения «углеродного следа» весьма перспективным

РИСУНОК 1. Технологическая схема синтеза уксусной кислоты карбонилированием метанола



1 – колонна синтеза; 2, 3 – сепараторы высокого и низкого давлений; 4–6 – ректификационные колонны; I – метанол + катализатор; II – оксид углерода; III – продукты синтеза; IV – отработанный газ; V – раствор катализатора; VI – метанол; VII – кислота-сырец; VIII – товарная уксусная кислота; IX – кубовый остаток на сжигание [8–10]

является использование водорода и диоксида углерода.

По данным [3], синтез монооксида углерода достаточно эффективно протекает при температуре 250–350 °С и атмосферном давлении на катализаторе, содержащем 0,8–8,0% церия на γ-оксиде алюминия.

Широко используемый ныне технологический процесс получения уксусной кислоты включает пароуглекислотную конверсию природного газа с получением смеси из оксида углерода и водорода, с последующим выделением из нее окиси углерода криогенным методом [4–6].

Последующий процесс карбонилирования метанола протекает при температуре 200–270 °С и давлении 20–70 МПа с участием карбониллов железа, кобальта или никеля. В качестве промоторов используют галогенсодержащие соединения [7].

Установлено, что каталитическая активность карбониллов уменьшается в ряду:

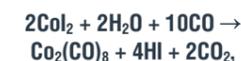


а эффективность промоторов снижается от йода к хлору



Синтез уксусной кислоты из метанола впервые был разработан и осуществлен в промышленном масштабе фирмой «BASF». Процесс проводят в присутствии кобальтового катализатора и йодсодержащего промотора при температуре 200 °С и давлении 70 МПа. Каталитически активным соединением является $HCo(CO)_4$,

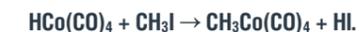
образующийся в результате следующих реакций:



Йодоводород, реагируя с метанолом, формирует метилиод:



В результате окислительного присоединения $HCo(CO)_4$ к метилиоду образуется метилкобальткарбонил:



Последующее взаимодействие с молекулой CO и гидролиз промежуточного соединения приводят к образованию уксусной кислоты и регенерации катализатора:



Принципиальная технологическая схема процесса получения уксусной кислоты из метанола фирмы «BASF» приведена на рис. 1.

Раствор катализатора в метаноле поступает сверху в колонну синтеза 1, а снизу подается оксид углерода. Процесс осуществляется при 250 °С и 70 МПа. Реакционная смесь из колонны синтеза поступает вначале в сепаратор высокого давления 2, а затем – в сепаратор низкого давления 3. Непрореагировавший оксид углерода из сепаратора 2 снова возвращается в процесс.

Жидкие продукты далее отделяются на колонне 4 от катализатора и подаются в ректификационную

УДК 54-4

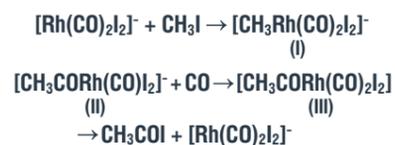
колонну 5. Раствор катализатора возвращается в колонну синтеза 1. С верха колонны 5 отбирается непрореагировавший метанол, а кислота-сырец подается в аппарат 6. Верхним погонном из колонны 6 отводится товарная уксусная кислота, а кубовый остаток из нее периодически направляется на сжигание. Выход уксусной кислоты составляет 90% в расчете на метанол. Жесткие условия проведения процесса являются существенным недостатком, ограничивающим его широкое промышленное применение. Поэтому выявленная фирмой «Monsanto» способность родиевых соединений катализировать реакцию карбонилирования метанола при атмосферном давлении и температуре 100 °С имела важное практическое значение [11, 12].

Процесс карбонилирования метанола при низком давлении был освоен ею в промышленном масштабе и в настоящее время является наиболее эффективным способом производства уксусной кислоты. Ее синтез с использованием родиевого катализатора проводят при температуре ~180 °С, давлении 3–4 МПа, концентрации катализатора 10⁻³ моля в расчете на родий.

Предшественником катализатора может служить почти любое соединение родия, но обычно используют RhCl₃ · 3H₂O, а в качестве промотора – HI.

Родиевая технология производства уксусной кислоты из метанола характеризуется тем, что, в отличие от кобальтовой, образование побочных продуктов практически не протекает, а ее выход составляет более 99%.

Механизм карбонилирования метанола в присутствии данного катализатора представлен ниже [9, 10]:



Каталитически активным соединением является [Rh(CO)₂I₂]⁻, к которому присоединяется метилиодид. Анионный комплекс одновалентного родия обладает сильными нуклеофильными свойствами, и эта стадия протекает с необычайно высокой скоростью. Образующееся метильное

производное трехвалентного родия (I) нестабильно и быстро изомеризуется в продукт (II). Последний, реагируя с CO, образует лабильный комплекс (III), который подвергается восстановительному элиминированию с регенерацией катализатора.

Каталитический цикл завершается реакциями, в результате протекания которых образуются уксусная кислота и промотор – йодистый метил:



Технология фирмы «Monsanto» нашла широкое промышленное внедрение во многих странах мира. Теплота реакции составляет приблизительно 2265 кДж в расчете на кг полученной уксусной кислоты, и данный фактор необходимо учитывать. При детальном рассмотрении можно выделить два основных брутто-процесса, а именно:

- карбонилирование метанола окисью углерода с образованием уксусной кислоты;
- реакцию парогазовой конверсии, при которой из окиси углерода и воды образуются двуокись углерода и водород. Обе реакционные системы описаны ниже.

1) Реакция карбонилирования:



2) Реакция парогазовой конверсии является основной побочной реакцией:



3) Реакции образования побочных продуктов.

В процессе получения уксусной кислоты образуется незначительное количество побочных веществ. Доминирующим является пропионовая кислота, причем ответственным за ее образование является карбонилирование этанола, присутствующего в метаноле:



Наряду с рассмотренными процессами в литературе описаны другие технические решения, касающиеся совершенствования синтеза уксусной кислоты и применяемых катализаторов. Достаточно подробно это освещено в патентах на изобретение [12–14].

Технологические приемы производства уксусной кислоты

В используемом реакторе происходит тесное взаимодействие метанола и окиси углерода с катализаторной системой в однородной жидкой фазе приблизительно при 185 °С и давлении 2,8 Мпа.

Подача подогретого метанола из емкости метанола осуществляется насосом. В отличие от него окись углерода впрыскивается в реактор без подогрева. Во время пуска реакционный раствор циркулирует через пусковой подогреватель с помощью насоса.

При нормальной работе производится постоянный отбор содержимого реактора в виде жидкости с последующим отделением от нее пара в испарительной емкости. Жидкая фаза, содержащая катализатор, накапливается в нижней части сепаратора и возвращается обратно в реактор циркуляционным насосом. Пары, выходящие из верхней части испарительной емкости, содержат продуктивную уксусную кислоту, воду, метилиодид и йодид водорода. Они направляются в систему очистки уксусной кислоты [15].

Регенерация катализатора и получение промотора

Стадия приготовления катализатора выполняет функции:

(1) приготовление свежих растворов катализатора для подачи в основную реакционную систему установки;

(2) приготовление метилиодида;

(3) удаление продуктов коррозии из катализаторной системы.

Йодид родия смешивают с водным раствором уксусной кислоты в осадителе-растворителе катализатора. Эту смесь подогревают и перемешивают, продувая через сосуд оксид углерода. После окончания приготовления катализатора раствор перекачивают в емкость.

Метилиодид, играющий роль промотора, готовится в две стадии в отдельном аппарате. Первая стадия включает смешивание элементного йода с раствором йодистого водорода и воды, нагревание в присутствии родиевого катализатора и продувку монооксидом углерода.

ТАБЛИЦА 1. Проектные расходные нормы сырья и энергоресурсов на тонну уксусной кислоты

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Расходная норма
Сырье и вспомогательные материалы			
1	Природный газ	м ³	507
2	Метанол	кг	565
3	Двуокись углерода	м ³	333
4	Моноэтанолламин (в пересчете на 100%)	кг	0,150
5	Тринатрийфосфат (в пересчете на 100%)	кг	0,021
6	Гидразингидрат	кг	0,0016
7	Морфолин	кг	0,002
8	Гидроокись калия (в пересчете на 100%)	кг	0,040
9	Йод	кг	0,150
10	Этиленгликоль	кг	0,010
11	Натрий едкий технический	кг	0,050
12	Катализаторы: • гидрирования сернистых соединений – кобальтмолибденовый • поглотитель сернистых соединений – окись цинка • триоксид родия в пересчете на Rh	кг кг г	0,0055 0,046 0,120
13	Молекулярные сита	г	0,021
Энергоресурсы			
1	Электроэнергия	кВт·ч	364,5
2	Пар	Гкал/тн	2,14/3,06
3	Вода оборотная	м ³	377,90
4	Вода обессоленная	м ³	0,13
5	Конденсат очищенный	тонн	0,45
6	Азот чистый	м ³	37,00
7	Азот 97%	м ³	9,61
8	Воздух КИП и А	м ³	33,40
9	Воздух технологический	м ³	5,30
10	Азотоводородная смесь	м ³	0,56
11	Вода захлаженная (+5 °С) (с учетом кондиционирования в помещениях анализаторных и приготовления промотора)	Гкал	0,0419
Используемые отходы			
1.	Водород Q = 2457 ккал/м ³	м ³	328
2.	Конденсат	тонн	2,145

Вторая стадия начинается с понижения температуры, уменьшения давления и введения метанола, быстро реагирующего с HI. В процессе получения летучего MeI повышается давление в аппарате промотора.

Метилиодид дистиллируется в верхнем погоне, конденсируется в конденсаторе промотора и хранится в специальной емкости. Все отработанные газы направляются в испарительную емкость в зоне синтеза.

Регенерация катализатора предусматривает удаление продуктов коррозии из его раствора. Для решения этой задачи из испарительной емкости стадии

синтеза он подается в осадитель-растворитель катализатора, где родий осаждается, а продукты коррозии остаются в растворе. Затем отстоявшуюся жидкость, содержащую продукты коррозии, сливают из осадителя-растворителя в концентрат остатка катализатора.

Родий, оставшийся осаждаемым в осадителе-растворителе, повторно растворяют и перекачивают в емкость катализатора или возвращают в испаритель в зоне реакции.

В таблице 1 приведены проектные расходные нормы сырья и энергоресурсов на одну тонну вырабатываемой уксусной кислоты.

Выводы

Представленный в статье материал позволяет выбрать оптимальный режим получения уксусной кислоты с учетом имеющегося сырья и при наличии водорода вовлечь в технологический процесс углекислый газ, достигая тем самым снижения «углеродного следа».

Литература

1. Пат. RU № 2543224. Кислотный состав для обработки скважин в карбонатных и терригенных коллекторах и способ кислотной обработки призабойной зоны пласта с его применением / Н.М. Николаев, В.И. Кокорев, В.Б. Карлов, В.И. Дарицев и др. Заявка № 2013113657/03 от 27.03.2013, опублик. 27.02.2015. Бюл. № 6.
2. Firdavs Aliev, Yssem Abdelsalam, Semen Lapuk, Mohammd Amine Khelkhal, muneer Suvaidd and Alexey Vakhin/ Efficient Heavy Oil Upgrading with Water-Soluble Nickel and Copper Acetate Catalysts. Industrial & Engineering Chemistry Research. 2024, 63, 15, 6546–6561.
3. Пат. RU № 2537627. Способ получения синтез-газа / С.Т. Гуляниц, И.В. Александрова. Заявка № 2013130548 от 02.07.2013, опублик. 10.01.2015. Бюл. № 1.
4. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обьсов А.В., Дульнев А.В. Промышленный катализ в газохимии. Монография / Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2018. – 160 с.
5. Рыбаков А.А., Брюханов И.А., Ларин А.В., Жидомиров Г.М. Теоретические аспекты карбонилирования метанола на медьсодержащих формах цеолитов // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 3. С. 277–285.
6. Пат. RU № 2160248. Способ получения уксусной кислоты путем карбонилирования / М.Д. Бейкер, К.Ш. Гарлэнд, М.Ф. Гайле, М.Д. Маскэт и др. Заявка № 96109707 от 13.05.1996, опублик. 10.12.2000. Бюл. № 34.
7. Афанасьев С.В. Процессы и аппараты химической технологии. Учебное пособие для работников промышленных предприятий и студентов ВУЗов. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2020. – 407 с.
8. Пат. RU № 2131409. Способ получения уксусной кислоты. Варианты / Тосиро Сузуки, Хироэ Эсикава, Кенити Абе, Кенити Сано. Заявка № 95119591 от 05.04.1994, опублик. 10.06.1999.
9. Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94–106.
10. Караханов Э.А. Синтез-газ как альтернатива нефти. Часть II. Метанол // Соросовский образовательный журнал. 1977. № 12. С. 65–69.
11. Афанасьев С.В., Гартман В.Л., Мораш Н.А. Технологические аспекты получения уксусной кислоты // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2018. № 9. С. 37–39.
12. Пат. RU № 2217411. Способ получения уксусной кислоты карбонилированием метанола в присутствии родиевого катализатора (варианты) / Агравал Прамоп, Чунг Хунг-Чун, Фишер Даррел А. и др. Заявка № 2002108001 от 07.08.2000, опублик. 27.11.2003. Бюл. № 33.
13. Пат. RU № 2404960. Способ производства уксусной кислоты / Зинобайл Реймонд Дж., Скейтс Марк О., Макелли Джонатан А., Саладо Маньюэл. Заявка № 2007144082 от 06.04.2006, опублик. 27.11.2010. Бюл. № 33.
14. Пат. RU № 2463287. Способ получения уксусной кислоты / Миллер Эндрю Джон, Пейн Марк Джон. Заявка № 2008135127 от 10.01.2007, опублик. 10.10.2012. Бюл. № 28.
15. Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л., Обьсов А.В., Дульнев А.В. Каталитические процессы в газохимии. Монография / Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара.: Изд. СНЦ РАН. 2021. – 244 с.

KEYWORDS: oil production, oil viscosity, acetates, carbon dioxide, methanol, catalysts, acetic acid, production technology.

ВЛИЯНИЕ РАЗМЕРОВ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ НЕФТИ на реологические и структурно-механические свойства нефтяных дисперсных систем



**Чеканцева
Лиля Васильевна**
отделение
нефтегазового дела
Инженерной школы
природных ресурсов
Томского
политехнического
университета,
старший преподаватель



**Манжай
Владимир Николаевич**
Институт химии
нефти Сибирского
отделения Российской
академии наук
(ФГБун ИХН СО РАН),
ведущий научный
сотрудник, д.х.н.

ИЗУЧЕНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЯ В НЕФТЯНЫХ СИСТЕМАХ И ИХ РЕОЛОГИЧЕСКОЕ ПОВЕДЕНИЕ ПОЗВОЛИТ РЕШАТЬ ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ТЕЧЕНИИ НЕФТИ В ПРОЦЕССАХ ДОБЫЧИ, ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ НЕФТЕЙ С РАЗЛИЧНЫМИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ СВОЙСТВАМИ. ИСПОЛЬЗОВАНО АНАЛИТИЧЕСКОЕ ВЫРАЖЕНИЕ АРРЕНИУСА – ФРЕНКЕЛЯ – ЭЙРИНГА, ОПИСЫВАЮЩЕЕ ЗАВИСИМОСТЬ ВЯЗКОСТИ ОТ ТЕМПЕРАТУРЫ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКОЙ ПРИРОДЫ ЖИДКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ ЭНЕРГИИ АКТИВАЦИИ ВЯЗКОГО ТЕЧЕНИЯ И РАЗМЕРОВ ЧАСТИЦ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРИ УВЕЛИЧЕНИИ СКОРОСТИ СДВИГА В РОТАЦИОННОМ ВИСКОЗИМЕТРЕ И СОПУТСТВУЮЩЕМ РОСТЕ НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА МЕЖДУ СЛОЯМИ ДЕФОРМИРУЕМОЙ ЖИДКОСТИ ПРОИСХОДИТ УМЕНЬШЕНИЕ РАЗМЕРОВ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ ИССЛЕДУЕМЫХ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ ПРИ ПОСТОЯННОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ. ПРИ ПОВЫШЕНИИ ТЕМПЕРАТУРЫ И СОПУТСТВУЮЩЕМ УМЕНЬШЕНИИ НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА ПРИ ПОСТОЯННОЙ СКОРОСТИ СДВИГА НАБЛЮДАЕТСЯ УВЕЛИЧЕНИЕ РАЗМЕРОВ СЛОЖНЫХ СТРУКТУРНЫХ ЕДИНИЦ ДЛЯ ИССЛЕДУЕМЫХ ОБРАЗЦОВ. ЦЕЛЬЮ НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ИЗУЧЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ВЯЗКОСТИ ОТ РАЗМЕРА ЧАСТИЦ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ НЕФТИ, КОТОРЫЕ ИЗМЕНЯЮТСЯ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ЧАСТИ СОЛЬВАТНОГО СЛОЯ ЧАСТИЦ В ПОЛЕ СДВИГА

THE STUDY OF THE REGULARITIES OF STRUCTURE FORMATION IN OIL SYSTEMS AND THEIR RHEOLOGICAL BEHAVIOR WILL HELP SOLVE THE MAIN TECHNOLOGICAL PROBLEMS THAT ARISE DURING OIL FLOW IN THE PROCESSES OF PRODUCTION, PREPARATION AND PROCESSING. THE RESULTS OF THE STUDY OF THE RHEOLOGICAL BEHAVIOR OF OILS WITH DIFFERENT PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES ARE PRESENTED. THE ANALYTICAL EXPRESSION OF ARRHENIUS-FRENKEL-EYRING, DESCRIBING THE DEPENDENCE OF VISCOSITY ON TEMPERATURE AND THE PHYSICO-CHEMICAL NATURE OF THE LIQUID SYSTEM, IS USED TO CALCULATE THE ACTIVATION ENERGY OF VISCOUS FLOW AND PARTICLE SIZES. IT IS ESTABLISHED THAT WITH AN INCREASE IN THE SHEAR RATE IN A ROTATIONAL VISCOMETER AND AN ACCOMPANYING INCREASE IN THE SHEAR STRESS BETWEEN THE LAYERS OF THE DEFORMED LIQUID, A DECREASE IN THE SIZE OF COMPLEX STRUCTURAL UNITS OF THE STUDIED OILS AT A CONSTANT TEMPERATURE OCCURS. WITH AN INCREASE IN TEMPERATURE AND AN ACCOMPANYING DECREASE IN SHEAR STRESS AT A CONSTANT SHEAR RATE, AN INCREASE IN THE SIZE OF COMPLEX STRUCTURAL UNITS FOR THE STUDIED OIL SAMPLES IS OBSERVED. THE AIM OF THE RESEARCH: TO STUDY THE DEPENDENCE OF VISCOSITY ON THE PARTICLE SIZE OF THE DISPERSED PHASE OF OIL, WHICH CHANGE WHEN PART OF THE SOLVATE LAYER OF PARTICLES IS DESTROYED IN THE SHEAR FIELD

Ключевые слова: нефть, вязкость, асфальтены, смолы, парафины, сложные структурные единицы, фотонно-корреляционная спектроскопия, температура.

УДК 665.61:661.183

ТАБЛИЦА 1. Групповой состав нефтей

Нефть	Содержание, % масс.			
	Парафины	Бензолные смолы	Спирто-бензолные смолы	Асфальтены
1. С (Могдинская)	0,96	15,44	0,14	0,14
2. АС (Усинская)	1,1	12,5	18,6	9,9
3. АПС (Арчинская)	6,3	12,4	4,9	2,9

Поскольку нефти могут содержать в качестве дисперсной фазы газ, воду, а также надмолекулярные ассоциаты из асфальтенов, нефтяных смол и парафинов, то по своей структуре они являются дисперсными системами. Это состояние характерно для нефтяных систем как при нахождении их в пласте, так и в процессах добычи, транспортировки и других технологических операций с ними. Сложность и многокомпонентность состава нефтяных систем, наличие межмолекулярных взаимодействий и возможность протекания в них фазовых превращений существенно влияют на характер течения нефтяных жидкостей в пласте и/или трубе [1, 2]. В молекулах нефтяных систем, кроме атомов углеводорода и водорода присутствуют также и электроотрицательные гетероатомы (О, N, S). Они имеются, как правило, в смолах и асфальтенах,

содержание которых возрастает при переходе от легких ньютоновских нефтей к высоковязким нефтям с неньютоновским поведением. Именно их присутствие является причиной структурообразования в нефтяных дисперсных системах (НДС) и их нелинейного поведения, особенно в условиях фазовых превращений. Поэтому состав нефти и ее физико-химические свойства необходимо изучить до начала эксплуатации.

Согласно современным естественнонаучным представлениям нефть является дисперсной системой [3–6], содержащей в качестве дисперсной фазы надмолекулярные образования – сложные структурные единицы (ССЕ). Согласно гипотезе З.И. Сюняева [5], диспергированные частицы ССЕ находятся в маловязкой дисперсионной среде низкомолекулярных углеводородов и состоят из ядер, образованных из молекул высокомолекулярных парафинов или из крупных молекул асфальтенов с высоким значением соотношения С/Н. Ядра окружены сольватными оболочками из нефтяных смол. Эти представления, основанные на работах П.А. Ребиндера, получили подтверждение в исследованиях Унгера Ф.Г. и его сотрудников по электронному парамагнитному резонансу нефтяных дисперсных систем [1, 6]. При рассмотрении нефти и продуктов ее переработки как дисперсных систем рядом авторов [1] экспериментально

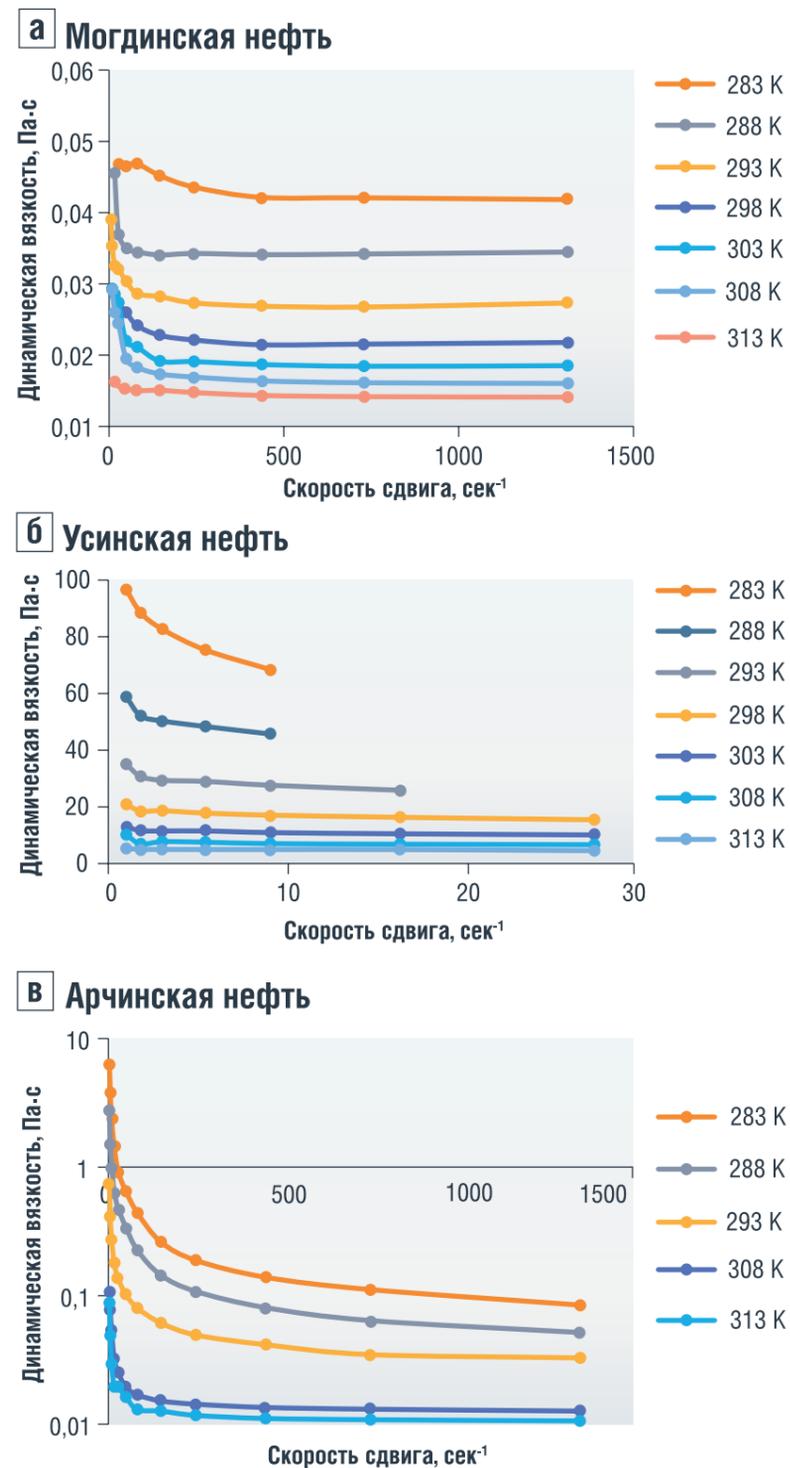
установлено, что размеры дисперсных частиц изменяются как при температурных колебаниях, так и под действием сдвиговых деформаций среды. Такое поведение нефтяных дисперсных систем можно объяснить разрушением части внешней оболочки (внешнего сольватного слоя) в поле сдвига, что влечет за собой зависимость вязкости от характерного размера частиц [1, 4]. Таким образом, зная механизм структурообразования в нефтяных системах, можно управлять их реологическими и структурно-механическими свойствами [2].

Высокое содержание асфальтенов (А), смол (С) и парафинов (П) в нефтях различных месторождений придает им аномальные свойства и вследствие этого нефти обладают реологическим своеобразием, отличающим их друг от друга. Поэтому в качестве объектов исследования в работе использованы нефти Усинского, Арчинского и Могдинского месторождений, каждая из которых имеет свои особенности в компонентном и групповом составе (таблица 1).

Исследования реологических свойств нефти методом ротационной вискозиметрии проводили на приборах «RheoStress 600» производства Германия и Viscotester iQ фирмы HAAKE. Приборы позволяют исследовать реологические свойства неньютоновских жидкостей при различных скоростях сдвига ($\dot{\gamma}$, с⁻¹) и напряжениях сдвига (τ , Па) в широком диапазоне температур (Т), а затем рассчитывать значения динамической вязкости (η , Па·с) по формуле Ньютона $\eta = \frac{\tau}{\dot{\gamma}}$ (рис. 1).

Из данных зависимостей закономерно следует (рис. 1), что максимальной вязкостью при 10 °С обладает нефть Усинского месторождения с высоким содержанием смол и асфальтенов (АС).

РИСУНОК 1. Зависимость динамической вязкости от скорости сдвига для нефти в температурном диапазоне от 10 °С до 40 °С: а) Могдинская нефть; б) Усинская нефть; в) Арчинская нефть



В работе [4] полученные экспериментальные результаты были обработаны с использованием известного уравнения Освальда де Вилля $\eta = K \cdot \gamma^{(n-1)}$, в соответствии с которым могут быть рассчитаны индексы текучести (n) при различных температурах и

максимальная вязкость (η_{max}). Для смолистой (С) нефти η_{max} составила 1,01 Па·с, для (АС) нефти $\eta_{max} = 97,1$ Па·с и для АСП нефти $\eta_{max} = 11,5$ Па·с. Также из рисунков следует, что образец Арчинской нефти обладает заметными неньютоновскими

свойствами, вязкость которого резко уменьшается при повышении скорости сдвига во всем диапазоне температур от 283 К до 313 К. Образцы Могдинской и Усинской нефти, в которых практически отсутствуют парафины, при повышенной температуре становятся ньютоновскими жидкостями, потому что рыхлые асфальтосмолистые структуры их ССЕ разрушаются до молекулярных размеров. У Арчинской нефти в исследованном диапазоне температуры от 283 К до 313 К кристаллики их парафиновых ядер еще не плавятся и не разрушаются.

При слоистом течении, вследствие разных скоростей смежных слоев жидкости дисперсной системы между ними возникает сила трения (напряжение сдвига), аналитически описываемая формулой Ньютона $\eta = \tau \cdot \gamma$, т.е. чем больше скорость сдвига (γ), тем больше напряжение сдвига (τ – сила, разрушающая рыхлый сольватный слой). Вязкость (η) жидкости является следствием действия межмолекулярных сил. Таким образом, чтобы привести в движение систему, необходимо приложить некоторую избыточную энергию, которая согласно активационной теории Аррениуса – Френкеля – Эйринга называется энергией активации вязкого течения (W). Уравнение Аррениуса – Френкеля – Эйринга (АФЭ) может быть записано следующим образом:

$$\eta = B \cdot \exp\left(\frac{W}{RT}\right), \quad (1)$$

где W – энергия активации вязкого течения моля жидкости [Дж/моль]; T – абсолютная температура [К]; $R = 8,31$ Дж/К·моль – газовая постоянная; B – предэкспоненциальный множитель [Па·с], зависящий от физико-химической природы и размеров частиц (молекул или их ассоциатов).

После логарифмирования левой и правой частей выражения уравнения АФЭ можно получить линейную зависимость

$$\ln \eta = \ln B + \frac{W}{R} \cdot \frac{1}{T}. \quad (2)$$

Используя линейное уравнение (2) для количественной обработки результатов вискозиметрических экспериментов и после графического их представления в декартовых координатах $\ln \eta - 1/T$, определили величины W и B для

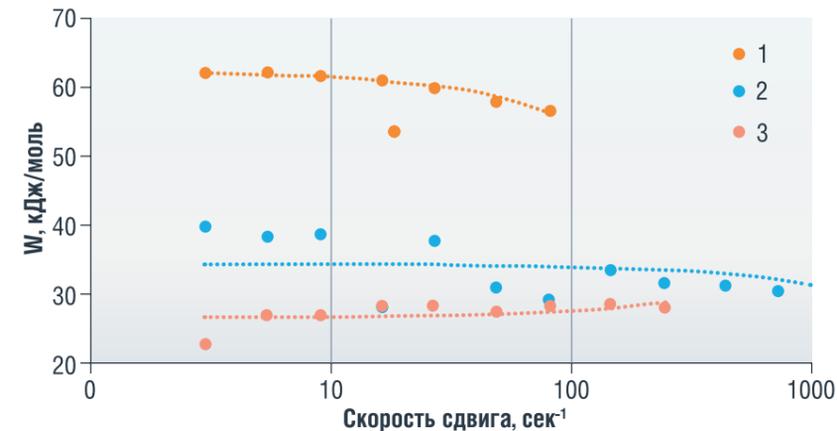
нефтей конкретных месторождений, которые имеют различную физико-химическую природу (рис. 2).

В работе [4] теоретическим путем получена и экспериментально обоснована формула для расчета радиусов частиц (ассоциатов):

$$r = \left(\frac{3kT}{16\pi \cdot \rho}\right)^{1/5} \cdot \left(\frac{B}{\tau}\right)^{2/5}. \quad (3)$$

Таковыми ассоциатами являются сложные структурные единицы (ССЕ), преимущественно имеющие форму близкую к сферической, построенные из компонентов нефти и способные существовать при конкретных термодинамических условиях (P, T). В составе ССЕ различают относительно упорядоченную внутреннюю область (ядро), состоящую из высокомолекулярных алканов (парафинов) или полиареновых углеводородов и других высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых соединений. Ядро ССЕ, радиус которого (r), окружено достаточно рыхлой сольватной оболочкой с толщиной (h), состоящей из смолисто-асфальтеновых соединений невысокой молекулярной массы, а поэтому менее способных к межмолекулярному взаимодействию и построению упорядоченных структур. При высоком содержании асфальтенов ядро ССЕ формируется из высокомолекулярных асфальтенов и оно является менее прочным по сравнению с парафиновым.

РИСУНОК 2. Зависимость энергии активации вязкого течения W нефти от скорости сдвига: 1 – Усинская нефть; 2 – Арчинская нефть; 3 – Могдинская нефть



Рассчитанные по формуле (3) размеры ССЕ для исследуемых месторождений приведены в таблицах 2 и 3.

Согласно таблицам, для данных образцов нефти при увеличении скорости сдвига и при постоянной температуре размеры ССЕ нефтяной системы уменьшаются, что свидетельствует о разрушении сложных структурных единиц нефти в процессе слоистого трения при повышенных значениях напряжения сдвига. При постоянной скорости сдвига и увеличении температуры вследствие уменьшения вязкости и, соответственно, при уменьшении напряжения сдвига происходит снижение разрушающей силы трения, поэтому ассоциаты ССЕ имеют большие размеры.

Сравнивая размеры частиц дисперсной фазы исследуемых

нефтей между собой, нужно отметить, что ССЕ нефти Могдинского месторождения обладают самыми крупными размерами и, например, при 308 К происходит уменьшение размеров практически на порядок (от 110,2 до 8,9 нм) в диапазоне изменения скорости сдвига от 9 до 1312 с⁻¹.

Анализируя изменения радиусов частиц Арчинской нефти при 308 К, мы наблюдаем снижение размеров примерно в четыре раза (от 21,7 до 5,9 нм) в диапазоне изменения скорости сдвига от 9 до 1312 с⁻¹. Эти данные еще раз подтверждают гипотезу о том, что ядра ССЕ, состоящие из высокомолекулярных парафинов, обладают высокой прочностью и при действии силы трения при слоистом течении нефти не подвергаются интенсивному разрушению.

ТАБЛИЦА 2. Радиусы частиц (r) дисперсной фазы нефти Могдинского месторождения при различных скоростях сдвига и температуре

№	Скорость сдвига, с ⁻¹	16,2	27	81	145,8	243	729	1312	τ_{1312} с ⁻¹ , Па
1	r , нм – при 298 К	104,3	42,6	23,5	17,5	16,5	8,9	7,8	28,56
2	r , нм – при 303 К	100,4	42,8	23,6	18,9	17,6	9,6	8,4	24,29
3	r , нм – при 308 К	110,2	49,2	26,81	19,7	18,5	10,1	8,9	21,03
4	r , нм – при 313 К	133,6	53,9	27,36	21,3	19,7	10,7	9,4	18,50

ТАБЛИЦА 3. Радиусы частиц (r) дисперсной фазы нефти Арчинского месторождения при различных скоростях сдвига и температуре

№	Скорость сдвига, с ⁻¹	9	27	81	146	243	729	1312	τ_{1312} с ⁻¹ , Па
1	r , нм – при 298 К	18,0	9,8	9,1	7,2	5,6	4,9	4,7	27,9
2	r , нм – при 308 К	21,7	11,9	11,2	9,1	7,1	6,1	5,9	16,6
3	r , нм – при 318 К	27,5	16,4	13,7	10,6	8,4	7,1	6,8	11,7
4	r , нм – при 328 К	25,7	16,6	14,1	12,4	9,2	8,0	7,1	8,9

Также для определения размеров частиц в дисперсной системе, находящейся в покое после действия сдвигового напряжения в ротационном приборе и в процессе их роста в режиме реального времени, использовали метод фотонной корреляционной спектроскопии (ФКС) или метод динамического рассеяния света.

Метод ФКС состоит в определении коэффициента диффузии D коллоидных частиц за счет измерения автокорреляционной функции флуктуаций интенсивности рассеяния света. Если форму частиц принять сферической, их радиус R может быть рассчитан по формуле Стокса-Эйнштейна [8]:

$$R = \frac{k_B \cdot T}{6 \cdot \pi \cdot \eta \cdot D}, \quad (4)$$

где k_B – константа Больцмана, T – абсолютная температура и η – сдвиговая вязкость среды [8].

Для измерения размера ассоциатов и изучения процесса агрегации использована система PhotoCor Complex [7, 8]. Прибор позволяет измерять размеры частиц в диапазоне от 0,5 нм до 6 мкм.

Из рисунка 3 видно, что коллоидные частицы покоящейся смолистой нефти Могдинского месторождения, определенные методом ФКС, с течением времени восстанавливают свои размеры.

Рисунок 4 подтверждает полученные расчетным путем сведения об уменьшении размеров частиц при снижении температуры для нефти Арчинского месторождения.

РИСУНОК 4. Радиусы частиц предварительно нагретой нефти Арчинского месторождения, определенные методом ФКС, при охлаждении от 50 °С до 25 °С

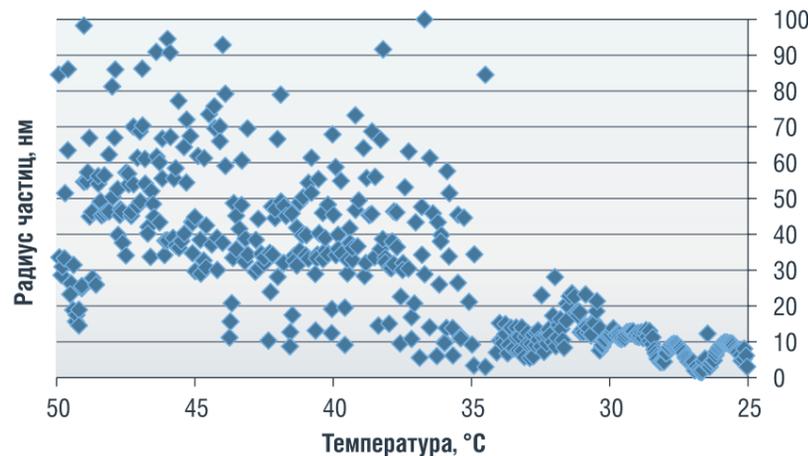
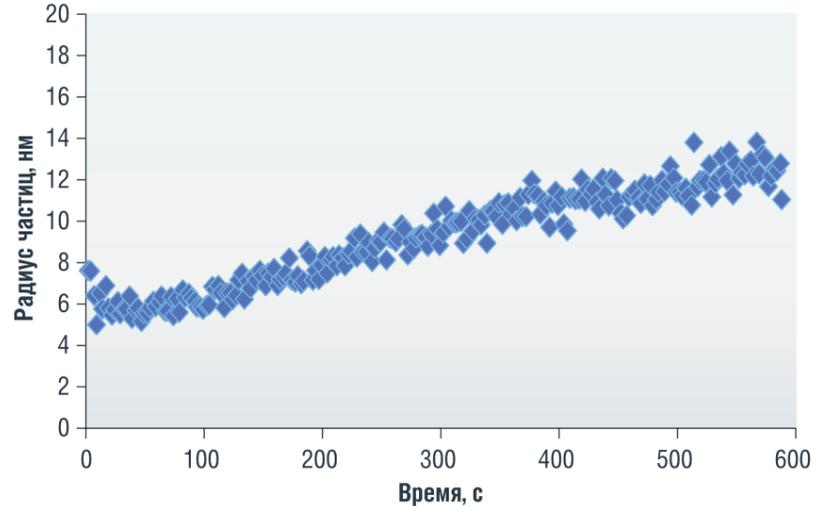


РИСУНОК 3. Изменение радиусов частиц нефти Могдинского месторождения, находящейся в покое после ротационного воздействия, определенных методом ФКС



Выводы

- Закономерности структурообразования в нефтяных системах и их реологическое поведение вытекают из физико-химического и структурно-механического состава нефтяной дисперсной системы.
- Теоретическим путем получена формула для расчета размеров коллоидных частиц в нефтяных дисперсных системах и подтверждена результатами экспериментальных исследований нефти различных месторождений.
- При увеличении скорости сдвига в ротационном приборе и сопутствующем росте напряжения сдвига между слоями деформируемой жидкости происходит уменьшение

размеров сложных структурных единиц (ССЕ) исследуемых нефтей при постоянной температуре.

- При повышении температуры и сопутствующем уменьшении напряжения сдвига при постоянной скорости сдвига наблюдается увеличение размеров ССЕ для исследуемых образцов нефти. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИХН СО РАН, финансируемого Министерством науки и высшего образования РФ (НИОКТР № 121031500048-1).

Литература

1. Гиниятуллин В.М. К вопросам о механизме изменения вязкости нефтяных дисперсных систем / В.М. Гиниятуллин, Э.Г. Теляшев, С.Ф. Урманчев // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1997. – № 3. – С. 18–20.
2. Малкин А.Я. Реология нефти и нефтепродуктов. Теория и практика: учебник / А.Я. Малкин, Р.З. Сафиева. – Санкт-Петербург: Профессия, 2019. – 172 с.
3. Манжай В.Н. Нефтяные дисперсные системы / В.Н. Манжай, Л.В. Чеканцева, – Томск: Изд.-во НИ ТПУ. 2016. – 148 с.
4. Манжай В.Н. Состав и структура высоковязких нефтей различных месторождений / В.Н. Манжай, С.Г. Кульшикина, Л.В. Чеканцева, И.Г. Яценко // Известия вузов. Нефть и газ. – 2018. – № 1. – С. 112–118.
5. Сюняев З.И. Нефтяной углерод / З.И. Сюняев. – М.: Химия, 1980. – 270 с.
6. Унгер Ф.Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф.Г. Унгер, Н.Г. Андреева. – Новосибирск: Наука: РАН, 1995. – 185 с.
7. Mal'tseva E.V., Gorshkov A.M., Chekantseva L.V., Shishmina L.V. and Yudina N.V. 2013 Influence of aggregation of asphaltenes on the rheological properties of oil Russian Journal of Applied Chemistry. 86 1370–75.
8. Photocor [сайт производителя], URL: – Режим доступа: www.photocor.ru/dls-instrument/.

KEYWORDS: oil, viscosity, asphaltenes, resins, paraffins, complex structural units, photon correlation spectroscopy, temperature.

БИОДЕГРАДАЦИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА В МОДЕЛЬНОЙ ПОЧВЕННОЙ СИСТЕМЕ при использовании современных биопрепаратов

ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ИЗУЧЕНА ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БИОПРЕПАРАТА «ЛЕНОЙЛ»®-NORD, СХП ДЛЯ ОЧИСТКИ ПОЧВ ОТ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕНИЙ В УСЛОВИЯХ АРКТИКИ И ДАНА ОЦЕНКА ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ. ИСПЫТАНИЯ БИОПРЕПАРАТА ПРОВОДИЛИ В МОДЕЛЬНОЙ ПОЧВЕННОЙ СИСТЕМЕ В КАМЕРАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ, А ТАКЖЕ В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ НА ТЕРРИТОРИИ НОРИЛЬСКОГО ПРОМЫШЛЕННОГО РАЙОНА. БЫЛО УСТАНОВЛЕНО, ЧТО В КАМЕРАЛЬНЫХ ИСПЫТАНИЯХ СТЕПЕНЬ ДЕСТРУКЦИИ ЗА 60 СУТ. ПРИ РАЗНЫХ ДОЗАХ ВНЕСЕННОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА (1% И 5%) СОСТАВИЛА 67% И 86% СООТВЕТСТВЕННО. В ПОЛЕВОМ ЭКСПЕРИМЕНТЕ ЗА 38 СУТ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОЧИСТКИ СОСТАВИЛА 53%. ПРИ ЭТОМ ПРОИЗОШЛИ ИЗМЕНЕНИЯ И В ГРУППОВОМ СОСТАВЕ ПОЧВЕННЫХ ЭКСТРАКТОВ, В КОТОРЫХ ЗНАЧИТЕЛЬНО СНИЗИЛАСЬ ДОЛЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ, И В СТРУКТУРНО-ГРУППОВОМ СОСТАВЕ, В КОТОРОМ ПОСЛЕ ОЧИСТКИ ВОЗРОСЛО СОДЕРЖАНИЕ КИСЛОРОДСОДЕРЖАЩИХ СОЕДИНЕНИЙ. ТАКИЕ ИЗМЕНЕНИЯ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О БИОХИМИЧЕСКОМ ОКИСЛЕНИИ НЕФТЯНЫХ СТРУКТУР. СЛЕДУЕТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО ЗА 38 СУТ. ЭКСПЕРИМЕНТА ОСТАТОЧНОЕ СОДЕРЖАНИЕ НП В ПОЧВАХ ВСЕ ЕЩЕ ОСТАВАЛОСЬ ВЫСОКИМ 12 430 МГ/КГ, ЧТО ТРЕБУЕТ ПРОДОЛЖЕНИЯ ОЧИСТНЫХ РАБОТ И ДАЛЬНЕЙШЕГО МОНИТОРИНГА ЗА ПРОЦЕССАМИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ АРКТИЧЕСКИХ ПОЧВ

USING GEOCHEMICAL METHODS IN THE PROCESS OF EXPERIMENTAL RESEARCH, THE POSSIBILITY OF USING THE BIOLOGICAL PREPARATION "LENOIL"®-NORD, SHP FOR CLEANING SOILS FROM OIL POLLUTION IN THE ARCTIC CONDITIONS WAS STUDIED. THE EFFECTIVENESS OF THE BIOLOGICAL PREPARATION WAS ASSESSED. TESTS OF THE BIOLOGICAL PREPARATION WERE CARRIED OUT IN A MODEL SOIL SYSTEM UNDER LABORATORY, ALSO FIELD CONDITIONS ON THE TERRITORY OF THE NORILSK INDUSTRIAL REGION. IT WAS ESTABLISHED THAT IN TESTS THE DEGREE OF DESTRUCTION IN 60 DAYS AT DIFFERENT CONCENTRATIONS OF ADDED DIESEL FUEL (1% AND 5%) WAS 67% AND 86%, RESPECTIVELY. IN A FIELD EXPERIMENT FOR 38 DAYS THE CLEANING EFFICIENCY WAS 53%. CHANGES OCCURRED IN THE GROUP COMPOSITION OF SOIL EXTRACTS: THE PROPORTION OF HYDROCARBON COMPONENTS DECREASED SIGNIFICANTLY, THE CONTENT OF RESINS AND ASPHALTENES INCREASED, AND THE AMOUNT OF OXYGEN-CONTAINING COMPOUNDS IN THEIR CHEMICAL STRUCTURE INCREASED. SUCH CHANGES INDICATE BIOCHEMICAL OXIDATION OF PETROLEUM COMPONENTS. IT WAS ESTABLISHED THAT IN 38 DAYS THE RESIDUAL OIL PRODUCTS CONTENT IN SOILS REMAINED HIGH AT 12430 MG/KG. THIS REQUIRES CONTINUED CLEANUP WORK AND FURTHER MONITORING OF THE REMEDIATION OF OIL-CONTAMINATED ARCTIC SOILS

Ключевые слова: Арктика, нефтезагрязнение, почва, углеводороды, биопрепарат, биодegradация.

УДК 550.88:578.085.1:502.55:665.6(98)



Глянцева Юлия Станиславовна
и.о. завлабораторией геохимии каустобилитов, ведущий научный сотрудник, Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр СО РАН», обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа СО РАН, к.х.н.



Янченко Зоя Анатольевна
директор Научно-исследовательского института сельского хозяйства и экологии Арктики (НИИСХ и ЭА ФКНЦ СО РАН), филиал ФГБНУ «Федеральный исследовательский центр, «Красноярский научный центр Сибирского отделения Российской академии наук» (ФИЦ КНЦ СО РАН), к.б.н.



Львова Ольга Степановна
инженер, Федеральный исследовательский центр «Якутский научный центр СО РАН», обособленное подразделение Институт проблем нефти и газа СО РАН, аспирант



Попова Ньургустаана Ивановна
инженер-исследователь, Федеральный исследовательский центр, «Якутский научный центр СО РАН, обособленное подразделение, Институт проблем нефти и газа СО РАН

Разливы нефтепродуктов (НП) в Арктике происходят довольно часто при добыче углеводородного сырья, при его транспортировке и хранении [6, 11–13]. По данным МЧС России, за последние 5 лет около 20% чрезвычайных ситуаций в Арктической зоне, связаны с разливами нефти и НП [9]. Известно, что мерзлотные почвы характеризуются низким потенциалом самоочищения [4]. Нефтезагрязнения при низких арктических температурах труднодоступны для бактериального разложения, поэтому скорость трансформации нефтяных углеводородов (УВ) очень медленная [10, 14, 15]. Вследствие этого важной задачей является разработка наиболее эффективных методов восстановления нарушенных земель, что позволит сократить срок восстановления почв и минимизировать негативные последствия влияния антропогенного воздействия на окружающую среду Арктики. Наиболее безопасным способом очистки

почв считается биологический способ очистки нефтезагрязненных почв с применением биопрепаратов на основе микроорганизмов-нефтедеструкторов. Наряду с преимуществами данный способ имеет и ряд ограничений, основное из которых это низкая эффективность в районах с холодным климатом. На сегодняшний день уже разработано несколько биопрепаратов на основе криофильных бактерий, способных разлагать и утилизировать нефтяные УВ в условиях низких положительных температур [2, 3, 7, 8].

Целью работы было изучение возможности применения биопрепарата Ленойл®–NORD, СХП [7] для очистки нефтезагрязненных арктических почв и оценка его эффективности по результатам геохимических исследований.

Биопрепарат торговой марки Ленойл®–NORD, СХП, в состав которого входят клетки штамма *Pseudomonas sp.*, по результатам исследований [7] предназначен для биологической обработки нефтезагрязненных почв, грунтов при температуре от +2 °С, что позволяет сократить сроки биорекультивации, это особенно ценно в районах с коротким вегетационным периодом.

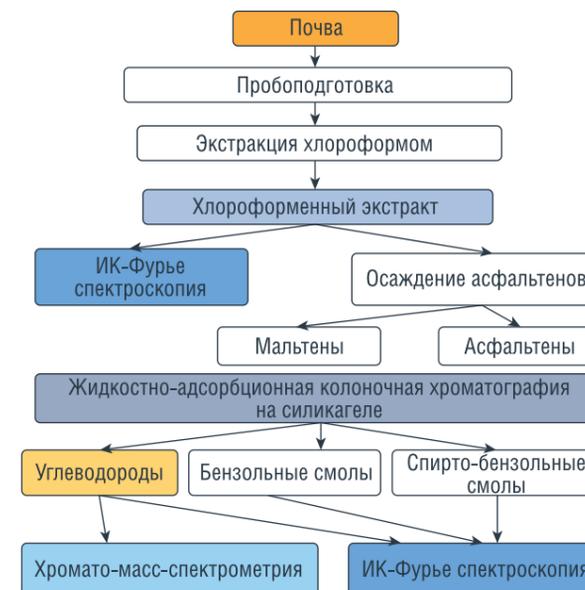
Испытания биопрепарата проводили в модельной почвенной системе в камеральных и полевых условиях. Для камеральных опытов была использована чистая фоновая почва, отобранная на территории Норильского промышленного района, относящегося к Арктической зоне РФ. Почвы были искусственно загрязнены дизельным топливом (ДТ) в концентрациях 1% и 5% от массы почвы и обработаны биопрепаратом в виде суспензии. Сосуды с почвой находились в помещении при постоянной температуре +15 °С. Температура была выбрана с учетом средней температуры летних месяцев, характерной для Норильска. Время экспозиции биопрепарата составило 60 сут.

РИСУНОК 1. Опытные участки по испытанию биопрепарата в полевых условиях (г. Норильск)



Полевые опытные участки для испытания биопрепарата проводили на специальном полигоне в районе г. Норильска (рис. 1). Участки были расположены на типичной для района бугристой лесотундре северной экспозиции. Почвы криометаморфические, по гранулометрическому составу среднесуглинистые. Схема испытаний была аналогичной, продолжительность эксперимента составила 38 сут.

РИСУНОК 2. Схема аналитических исследований



Для определения остаточного содержания НП в почвах и изучения изменения химического состава нефтезагрязнения, почвы отбирали в первые сутки эксперимента (до внесения в почвы биопрепарата), на 30-е и 60-е сутки. Все испытания проводили в сравнении с контрольным опытом, в почвы которого добавляли ДТ в тех же дозах, но обработка биопрепаратом не проводилась.

Комплекс аналитических методов исследования включал: извлечение органических веществ из почв методом холодной экстракции в хлороформе; изучение структурно-группового состава хлороформенных экстрактов (ХЭ) методом ИК-Фурье спектроскопии; определение группового компонентного состава ХЭ методом жидкостно-адсорбционной колоночной хроматографии, определение индивидуального состава насыщенных УВ методом хромато-масс-спектрометрии [5]. Схема исследований представлена на рис. 2.

Для оценки эффективности биопрепарата используют показатель остаточного содержания НП ($C_{НП}$) в почве по отношению к исходному загрязнению и называют его эффективностью очистки или степенью деструкции ($K_{дестр.}$). При этом следует учитывать, что общее снижение содержания НП обусловлено не только процессами биодegradации, но и испарением ДТ, фотоокислением, растворением и другими физико-химическими факторами. Как видно из приведенных данных (рис. 3, табл. 1), на протяжении всего эксперимента наблюдается выраженная динамика уменьшения концентрации НП в почвах как при 1%-ной, так и при 5%-ной добавке ДТ. Степень деструкции за 60 сут. эксперимента составила 67% и 86% соответственно по сравнению с контрольным вариантом, где степень деструкции составила 14 и 21% (табл. 1). Вероятнее всего, в контрольном варианте уменьшение концентрации НП происходило в основном за счет испарения легких фракций ДТ.

Снижение содержания НП сопровождалось изменениями в структурно-групповом составе почвенных экстрактов, свидетельствующие о биодegradации нефтезагрязнения. В химической

РИСУНОК 3. Динамика изменения остаточного содержания НП в почвах камерального эксперимента

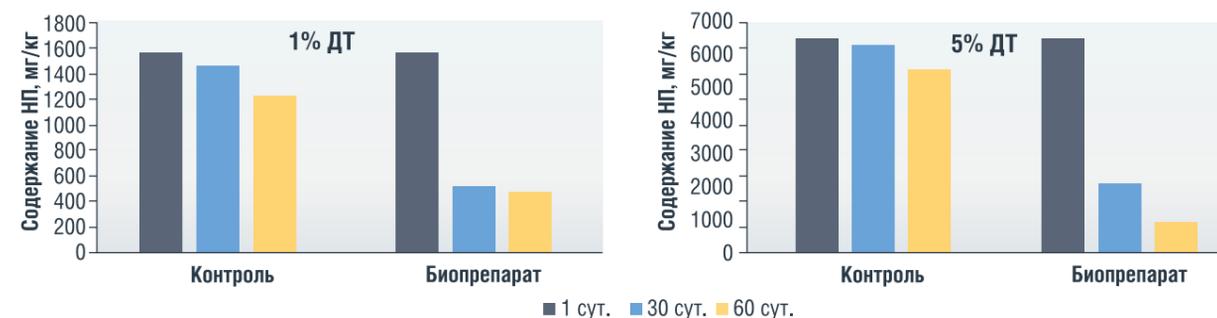


ТАБЛИЦА 1. Динамика изменения состава почв в процессе камеральных испытаний биопрепарата

Параметры	Варианты опытов					
	Исходное загрязнение	Контроль	Биопрепарат	Исходное загрязнение	Контроль	Биопрепарат
Добавка ДТ	1% ДТ			5% ДТ		
Время, сут.	1	60	60	1	60	60
СНП, мг/кг	1564	1230	465	6352	4598	496
$K_{дестр.}$, %		21	67		14	86
УВ, %	96,51	89,59	48,72	97,64	82,10	55,93
Бензольные смолы, %	1,00	1,12	8,92	1,01	4,61	11,03
Спирто-бензольные смолы, %	2,12	5,99	34,19	0,88	9,95	28,41
Аасфальтены, %	0,37	3,31	3,34	0,97	3,34	4,63

РИСУНОК 4. ИК-спектры ХЭ почв при 5%-ной добавке ДТ в контрольном опыте (а) и с применением биопрепарата (б)

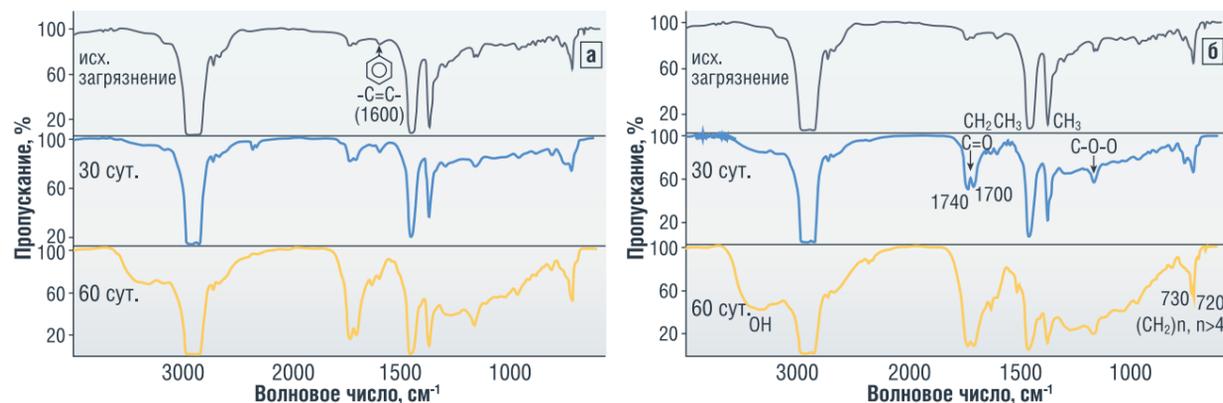
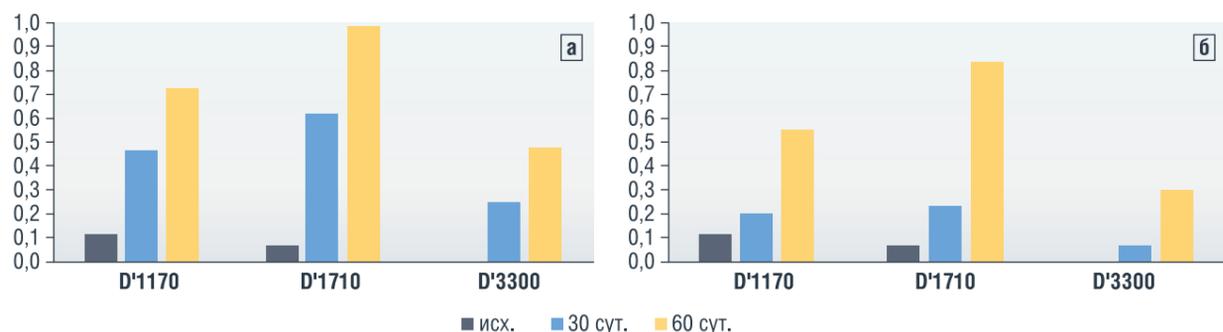


РИСУНОК 5. Изменение относительных коэффициентов поглощения кислородсодержащих соединений в процессе биоремедиации: при 1%-ной добавке ДТ (а) и при 5%-ной (б)



структуре исходной загрязненной почвы в первые сутки эксперимента преобладали соединения с метильными и метиленовыми группами (полоса поглощения (п.п.) 1460, 1380, 720 см⁻¹), с участием ароматических циклов (п.п. 750, 810 и 1600 см⁻¹) (рис. 4а, б), присущих НП, в данном случае ДТ. После обработки почв биопрепаратом в составе ХЭ обозначились определенные изменения. Отмечено постепенное увеличение количества карбонильных групп (п.п. 1710 см⁻¹), эфирных связей (п.п. 1170 см⁻¹), гидроксильных групп (п.п. 3300–3400 см⁻¹) (рис. 4б). Это отражает процессы окисления нефтяных УВ с образованием карбоновых кислот и сложных эфиров. В контрольном опыте эти изменения менее выражены (рис. 4а).

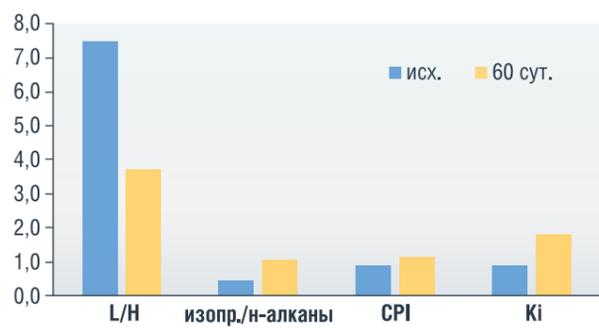
О процессах биodeградации нефтяных УВ можно судить по относительным коэффициентам поглощения кислородсодержащих групп и связей ХЭ почв. При 1%-ной добавке ДТ на 30 сут. в почвах в четыре раза увеличилось количество эфирных связей – D'1170 и в 6,6 раза на 60 сут. по сравнению с исходным загрязнением (рис. 5а). В 16 раз возросло количество карбонильных групп – D'1710, и появились гидроксильные группы в области 3300 см⁻¹ (рис. 5а). При 5% ДТ в 5 раз возросло содержание эфирных связей и в 13 раз – карбонильных групп (рис. 5б). Также было высокое содержание гидроксильных групп D'3300 по сравнению с контролем, в котором гидроксильные группы отсутствовали на протяжении всего эксперимента.

В групповом компоненте составе за 60 сут. эксперимента в почвах в два раза снизилось содержание углеводородных компонентов и увеличилось

содержание смолисто-асфальтеновых, главным образом за счет новообразования спирто-бензольных смол (табл. 1). Такая тенденция наблюдается как при 1% ДТ, так и при 5%. В контрольном опыте изменения незначительные и обусловлены главным образом, процессами испарения ДТ с поверхности почвы.

В составе алифатических УВ также произошли изменения, указывающие на биodeградацию нефтяных УВ. В два раза уменьшилось содержание относительно низкомолекулярных n-алканов, о чем свидетельствует значение коэффициента $L/N = (\sum n.k. - C_{20}) / (\sum C_{21-k.k.})$ (рис. 6). В 2,5 раза увеличилось содержание изопреноидов, индекса нечетности CPI и в два раза – коэффициента микробной деградации $K_i = (Pr + Ph) / (C_{17} + C_{18})$.

РИСУНОК 6. Изменение геохимических показателей алифатических УВ



Испытания биопрепарата в условиях открытой экосистемы показали, что всего за 38 сут. удалось снизить концентрацию НП в почвах опытных участков в два раза, степень деструкции составила 53% (табл. 2). Можно предположить, что какая-то часть ДТ, добавленного в опытные участки, испарилась с поверхности почвы уже в первые сутки. Наряду с уменьшением концентрации НП в почвах произошли изменения в химическом составе почвенных экстрактов, в котором незначительно снизилась доля углеводородных компонентов – с 87% до 73%, возросло содержание кислородсодержащих соединений, что выражается в увеличении спектральных коэффициентов – количество карбонильных групп возросло в 4,5 раза, эфирных связей в три раза, появились гидроксильные группы (табл. 2). Все это указывает на направленные процессы микробной деструкции нефтяных УВ.

ТАБЛИЦА 2. Геохимическая характеристика почв в процессе биологической очистки в полевых условиях

Параметры	Исходное загрязнение до очистки	Опытный участок после очистки
	1 сут.	38 сут.
СНП, мг/кг	26 616	12 430
К дестр., %		53
УВ, %	87,44	73,00
Бензольные смолы, %	1,45	2,72
Спирто-бензольные смолы, %	7,06	12,76
Асфальтены, %	4,05	11,52
D'1170	0,11	0,33
D'1700	0,09	0,41
D'3300	0,00	0,09

Применение биопрепарата-нефтедеструктора «Ленойл»®–NORD позволило значительно снизить концентрацию НП в почвах как в камеральном опыте (при разных уровнях загрязнения эффективность очистки за 60 сут. составила 67% и 86%), так и в естественных условиях (за 38 сут. 53%). Результаты геохимических исследований по оценке эффективности применения биопрепарата позволили установить признаки биохимического окисления нефтяных структур. После очистки произошли изменения в составе нефтезагрязнения: в групповом составе почвенных экстрактов значительно снизилась доля углеводородных компонентов, в структурно-групповом составе возросло содержание кислородсодержащих соединений. Несмотря на происходившие процессы биodeградации нефтезагрязнения, следует отметить, что в полевом эксперименте за 38 сут. остаточное содержание НП в почвах все еще оставалось высоким 12 430 мг/кг, в два раза превышающим региональный норматив допустимого остаточного содержания НП в почвах после проведения восстановительных работ, который для криоземов территории г. Норильска составляет 5800 мг/кг [1]. Это требует продолжения очистных работ с повторной обработкой почв биопрепаратом и дальнейшего мониторинга за

процессами восстановления почв. В результате проведенных исследований показана способность биопрепарата «Ленойл»®–NORD, СХП повысить эффективность биоразложения НП в почве, что позволяет рекомендовать его применение для очистки арктических почв. ●

Результаты работы получены в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ №122011200369-1 с использованием научного оборудования ЦКП ФИЦ ЯНЦ СО РАН.

Литература

1. Постановление Правительства Красноярского края от 17 декабря 2021 г. № 902-П «Об утверждении региональных нормативов допустимого остаточного содержания нефти и продуктов ее трансформации в почвах после проведения рекультивационных и иных восстановительных работ на земельных участках, подверженных загрязнению в результате аварийного разлива нефти и нефтепродуктов, на территории Таймырского Долгано-Ненецкого муниципального района и г. Норильска». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://base.garant.ru/403259790/>.
2. Патент № 2565549 С2 Российская Федерация, МПК В09С 1/10, В01J 20/16, С09К 17/40. Биопрепарат для биоремедиации нефтезагрязненных почв для климатических условий Крайнего Севера: заявл. 17.12.2013: опубл. 20.10.2015 / Ерофеевская Л.А., Глязнецова Ю.С.
3. Патент № 2539148 Российская Федерация, МПК В09С 1/10, С12N 1/20, С12R 1/38. Способ очистки почв от нефти в условиях низких положительных температур психротолерантными бактериями *Pseudomonas* sp. ИБ-1.1: заявл. 20.08.2013: опубл. 10.01.2015 / ЗАО НП «Биомедхим», ФГБУН ИБ УНЦ РАН.
4. Геннадиев А.Н. Карты устойчивости почв к загрязнению нефтепродуктами и полициклическими ароматическими углеводородами: метод и опыт составления / А.Н. Геннадиев, Ю.И. Пиковский // Почвоведение. – 2007. – № 1. – С. 80–92.
5. Глязнецова Ю.С. Нефтезагрязнение почвогрунтов и донных отложений на территории Якутии (состав, распространение, трансформация) / Ю.С. Глязнецова, И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, С.Х. Лифшиц – Якутск: Асхаан, 2010. – 160 с.
6. Диагностический анализ состояния окружающей среды Арктической зоны Российской Федерации / В.В. Гордеев, А.А. Данилов, А.В. Евсеев [и др.]; Программа ООН по окружающей среде (ЮНЕП); Глобальный экологический фонд (ГЭФ). – Москва: Глобальный экологический фонд, 2011. – 1260 с.
7. Коршунова Т.Ю. Токсикологическая оценка биопрепарата-нефтедеструктора «Ленойл»® – NORD, СХП / Т.Ю. Коршунова, О.Н. Логинов // Токсикологический вестник. – 2017. – № 3 (144). – С. 58–60. – DOI 10.36946/0869-7922-2017-3-58-60.
8. Маркарова М.Ю. Использование углеводородокисляющих бактерий для восстановления нефтезагрязненных земель в условиях Крайнего Севера: специальность 03.02.03 «Микробиология»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата биологических наук / Маркарова Мария Юрьевна. – Пермь, 1999.
9. МЧС связало каждую пятую ЧС в Арктике с разливами нефти или нефтепродуктов // Арктика в зеркале СМИ. Информационно-аналитический центр Государственной комиссии по вопросам развития Арктики. Дайджест 26.05.2023 г. – С. 7.
10. Обороин А.А. Нефтезагрязненные биоценозы / А.А. Обороин, В.Т. Хмурчик, С.А. Иларионов, М.Ю. Маркарова, А.В. Назаров. – УрО РАН; Перм. гос. ун-т; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2008. – 511 с.
11. Трошко К.А. Наблюдение загрязнений реки Амбарной, возникших в результате аварии на ТЭЦ-3 города Норильска 29 мая 2020 г. / К.А. Трошко, П.В. Денисов, О.Ю. Лаврова [и др.] // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. – 2020. – Т. 17, № 3. – С. 267–274. – DOI 10.21046/2070-7401-2020-17-3-267-274.
12. Юркевич Н.В. Техногенное воздействие на окружающую среду в Российской Арктике на примере Норильского промышленного района / Н.В. Юркевич, И.Н. Ельцов, В.Н. Гуреев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 12. – С. 230–249. – DOI 10.18799/24131830/2021/12/3207.
13. AMAP (Arctic Monitoring and Assessment Programme). Ch. 4. Sources, Inputs and Concentrations of Petroleum Hydrocarbons, Polycyclic Aromatic Hydrocarbons, and other Contaminants Related to Oil and Gas Activities in the Arctic. – Oslo, 2007. – AMAP. – 87 p.
14. Lifshits S., Glyaznetsova Yu., Erofeevskaya L., Chalaya O., Zueva I. Effect of oil pollution on the ecological condition of soils and bottom sediments of the arctic region (Yakutia) // Environmental Pollution. – 2021. – Vol. 288. – <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2021.117680>.
15. Margesin R., Schinner F. Biodegradation and bioremediation of hydrocarbons in extreme environments // Applied Microbiology and biotechnology. – 2001. – V. 56. – № 5–6. – pp. 650–663.

KEYWORDS: Arctic, oil pollution, soil, hydrocarbons, biopreparation, biodegradation.

ОЦЕНКА БИОДЕГРАДИРОВАННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СКОПЛЕНИЙ

в зонах гипергенеза на основе нефтехимических исследований

ОСНОВНАЯ ЗАДАЧА НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО АСПЕКТА ИЗУЧЕНИЯ НАФТИДОГЕНЕЗА – ЭТО ВОЗМОЖНОСТЬ ПО ХАРАКТЕРУ СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ (УВ) И МИКРОЭЛЕМЕНТОВ (МЭ) РЕКОНСТРУИРОВАТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ФОРМИРОВАНИЯ СКОПЛЕНИЙ УВ ПРИ МНОГОСТАДИЙНЫХ ЭТАПАХ ИХ ГЕНЕРАЦИИ, МИГРАЦИИ, АККУМУЛЯЦИИ И РАЗРУШЕНИЯ. ОБОБЩЕНЫ И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ТРАНСФОРМАЦИИ СОСТАВА НАФТИДОВ (НЕФТИ И БИТУМОВ) В РАЗЛИЧНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНАХ (НГБ) ПРИ ГИПЕРГЕННЫХ ПРОЦЕССАХ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ ИХ ХАРАКТЕРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ДЛЯ БОЛЕЕ ТОЧНОГО ПРОГНОЗА СОХРАННОСТИ ЗАЛЕЖЕЙ, А ТАКЖЕ ТОВАРНЫХ КАЧЕСТВ НЕФТИ КАК УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ, ОБОГАЩЕННОГО ПРОМЫШЛЕННО ЗНАЧИМЫМИ, НО ТОКСИЧНЫМИ МЕТАЛЛАМИ

THE MAIN OBJECTIVE OF THE PETROCHEMICAL ASPECT OF STUDYING NAPHTHIDOGENESIS IS THE ABILITY TO RECONSTRUCT GEOLOGICAL CONDITIONS AND CHEMICAL PROCESSES OF FORMATION OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS DURING MULTI-STAGE STAGES OF THEIR GENERATION, MIGRATION, ACCUMULATION AND DESTRUCTION BASED ON THE NATURE OF THE COMPOSITION OF HYDROCARBONS (HC) AND MICROELEMENTS (ME). THE STUDIES ON THE TRANSFORMATION OF THE COMPOSITION OF NAPHTHIDES (OIL AND BITUMEN) IN VARIOUS OIL AND GAS BASINS (OGB) DURING HYPERGENE PROCESSES ARE SUMMARIZED AND ANALYZED IN ORDER TO IDENTIFY THEIR CHARACTERISTIC FEATURES FOR A MORE ACCURATE FORECAST OF THE SAFETY OF DEPOSITS, AS WELL AS THE COMMERCIAL QUALITIES OF OIL AS A HYDROCARBON RAW MATERIAL ENRICHED WITH INDUSTRIALLY SIGNIFICANT BUT TOXIC METALS

Ключевые слова: нефтехимические исследования, биодegradация, зоны гипергенеза, углеводороды, тяжелые нефти, природные битумы, микроэлементы, газовая хроматография.

**Пуанова
Светлана Александровна**
главный научный сотрудник
Института проблем нефти
и газа РАН, д.г.-м.н.

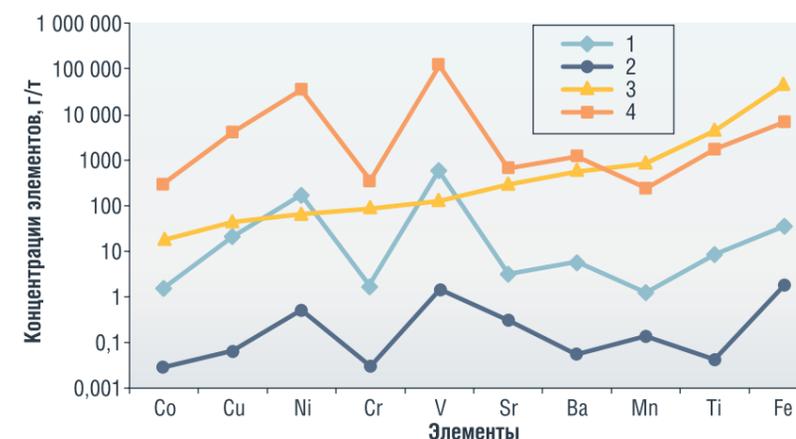
**Каюкова
Галина Петровна**
ведущий научный сотрудник
Института органической
и физической химии
им. А.Е. Арбузова ФИЦ
КазНЦ РАН, д.х.н.

Геохимические и нефтехимические методы исследования УВ флюидов являются в настоящее время приоритетным направлением, способствующим наращиванию ресурсной базы России. Этому направлению науки придается огромное значение, так как с его внедрением связано повышение эффективности и снижение затрат на поиски, разведку, добычу и переработку УВ. Эти разработки способны изучать и учитывать весь спектр как генетических факторов,

контролирующих образование месторождений – от очага генерации до залежи, так и промышленных задач при процессах разработки и переработки сырья [1–4].

Образование вторично измененной нефти, залегающих на относительно небольших глубинах (как правило, до 2 км), связано с процессами современного или древнего гипергенеза, при которых в результате интенсивных восходящих движений нефти подвергаются действиям

РИСУНОК 1. Содержание элементов в нефти месторождений Афгано-Таджикской впадины, подвергшихся гипергенезу (1) и нефтях из кайнозойских отложений, не подвергшихся гипергенезу (2), глинах (3) и золе гипергенно преобразованной нефти (4) [3]



физического выветривания, окисления, вымывания водами (промывания), биодegradации и осернения. Наиболее измененные нефти встречаются также в зонах активного водообмена, на водонефтяных контактах (ВНК). При гипергенезе под влиянием перечисленных процессов изменяются как физико-химические свойства нефти и их УВ состав, так и содержание МЭ и их соотношения. Состав нефти трансформируется, изменяясь от легкой, парафиновой, низкосернистой до тяжелой, асфальто-смолистой нафтеновой.

Для оценки углеводородных скоплений зоны гипергенеза (биодegradированных), обобщены исследования по трансформации состава нафтидов при гипергенных процессах в различных регионах с целью выявления их характерных особенностей: в Волго-Уральском и Тимано-Печорском НГБ,

на Бузачинском своде (Казахстан) и Афгано-Таджикской впадине (Таджикистан). Кроме того, был проработан большой аналитический материал по нефти и твердым битумам НГБ России, Америки, Канады, Бразилии, Венесуэлы и Нигерии.

Особенности состава нефти зоны гипергенеза

Рассмотрим наиболее характерные примеры изменения УВ и МЭ составов нефти различных регионов при их биодegradации.

Нефти палеогеновых отложений Афгано-Таджикской впадины, генетически связанные с карбонатной толщей бухарских слоев палеоцена Сурхандарьинской и Вахшской синклинирных зон и южной частью Кафирниганской антиклинальной зоны, характеризуются как тяжелые

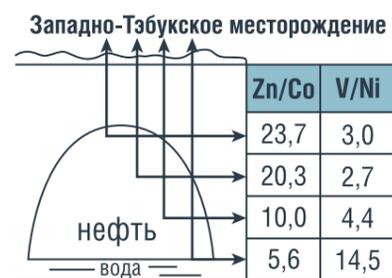
(плотность 0,970 г/см³), вязкие, смолисто-асфальтеновые (сумма смол и асфальтенов составляет 43,2%), сернистые (S = 5,2%), испытавшие интенсивное и длительное воздействие гипергенных факторов. Эти нефти содержат повышенные промышленные концентрации большинства элементов. При особенно активном проявлении гипергенных процессов они переходят в мальты и далее в асфальты (Сурхандарьинская зона). На рис. 1 показано распределение десяти металлов в нефти и золе нефти из месторождений Афгано-Таджикской впадины в сравнении с распределением элементов в глинистых породах (кларковые содержания по А.П. Виноградову) и нефтях из отложений кайнозойского возраста Восточного Предкавказья, Азербайджана, Ферганы, Туркмении и Сахалина (по усредненным данным), не подвергшихся вторичным гипергенным преобразованиям. Порядок расположения элементов на графике ранжирован по их содержанию в глинах. Нефти и особенно золе нефти Афгано-Таджикской впадины обогащены относительно кларковых содержаний V (в тысячу раз), Ni и Cu (в 100 раз), Co (в 10 раз), Cr (в 5 раз).

Нефти Бузачинского свода Туранской плиты на территории Республики Казахстан являются гипергенно измененными. Они характеризуются как тяжелые (0,920–0,940 г/см³), высокоциклические, высокосмолистые (18–30%), сернистые (до 2%), высоковязкие (до 500 мПа·с), с температурой

ТАБЛИЦА 1. Микроэлементный состав и физико-химические свойства нефти месторождений Бузачинского свода [4]

Месторождение	№ скв.	Возраст	Глубина, м	Физико-химические свойства				
				ρ, г/см ³	S, %	ΣC+A, %		
Северные Бузачи	35	J2	470	0,940	1,9	24,4		
Каражанбас	108	J2	370	0,920	1,5	20,1		
Каражанбас	206	K1	267	0,920	1,7	21,2		
Месторождение	№ скв.	Содержание микроэлементов, г/т						
		Fe	V	Ni	Cr	Cu	Mn	V/Ni
Северные Бузачи	35	660	240	29	3,8	2,2	1,3	8,3
Каражанбас	108	450	70	45	2,4	0,8	0,1	1,5
Каражанбас	206	1300	190	130	8,5	0,3	0,5	1,5

РИСУНОК 2. Изменение микроэлементных соотношений в нефти при приближении к зоне ВНК [8]



застывания – (20–27°C), недонасыщенные газом в пластовых условиях (табл. 1). Эти параметры возрастают от свода структур к контурам залежей. Особенностью нефти является повышенное содержание МЭ, имеющих промышленное значение.

Ярким примером существенной трансформации МЭ отношений в гипергенно измененных нефтях являются нефти Западно-Тубукского месторождения Тимано-Печорского НГБ, залегающие под поверхностью древнего размытая верхней части карбонатного комплекса девона (рис. 2). По мере приближения к зоне ВНК, где усиливаются процессы гипергенеза, отношение Zn/Co значительно уменьшается, а V/Ni возрастает. При сопоставлении нефти терригенной толщи девона на месторождениях наиболее глубокого залегания пластов (месторождение Джьер) в сторону их выхода на поверхность (месторождение Ярега) по мере усиления процессов гипергенеза отчетливо наблюдается закономерное снижение отношения Zn/Co (табл. 2). Пониженные значения Zn/Co связаны с вымыванием Zn в воду, а повышенные величины V/Ni – с существенным увеличением V из-за активной хемосорбции. По нашим наблюдениям, аналогично в процессе биодегradации изменяется соотношение Zn/Co (от 8,2 до 0,8) в нефтях Бразилии [7].

Выполненное нами моделирование в лабораторных условиях взаимодействия нефти с водами низкой минерализации, характерными для зон гипергенеза, подтвердило процесс вымывания из нефти Zn и поглощение нефтью МЭ, в частности V и Fe из контактирующих вод; концентрации последних увеличивались в 1,3–12 раз [8].

ТАБЛИЦА 2. Изменение Zn/Co в нефти Тимано-Печорского НГБ в зависимости от глубины нефтеносного горизонта [8]

Месторождение	Глубина нефтяного пласта, м	Zn/Co
Джьер	1562–1507	15,5
Нижняя Омра	1007–960	7,5
Верхняя Омра	947–938	4,4
Нибель	923–911	4,0
Вой-Вож	730–718	3,3
Ярега	250–200	1,2

Дифференциация и корреляция нафтидов Маракайбского бассейна Венесуэлы различной стадии гипергенеза были нами проведены (по материалам [9]) на основе физико-химических свойств и содержаний V и Ni. Плотность нефти достигает 0,991 г/см³, содержание серы – 5,54%, содержание асфальтенов – 18% (месторождение Тиа-Хуана). На рис. 3 четко обособлены две зоны – Мара и Западная Мара. Нефти месторождений области Западная Мара классифицируются как очень тяжелые и тяжелые, с очень высокими содержаниями серы (5,6–6,2%), V (954–999 г/т) и Ni (91–96 г/т). Нефти области Мара – среднетяжелые, с более низким содержанием серы (2,5–3,0%), V (206–260 г/т) и Ni (14–24 г/т). Проявляется высокая корреляция между содержанием V и Ni как в нефти в целом, так и в ее фракциях – смолах и асфальтенах [9]. Геохимические данные по содержанию биомаркеров свидетельствуют о том, что нефти обеих областей генетически едины, связаны с морским типом исходного

ОВ, а наблюдаемые различия в физико-химических свойствах и содержании МЭ объясняются процессами биодегradации, которые с большим размахом проявились на площади Западной Мары.

Изменение содержаний V и Ni в нефтях в процессе гипергенеза происходит согласованно с изменением некоторых УВ показателей. Выявлена обратная зависимость между суммой 2- и 3-метилфенантронов (2MP+3MP) и содержанием V и Ni в нефтях Нигерии [10]. По этим параметрам обособляются области биодегradированной нефти с повышенным содержанием V и Ni и низкими значениями 2MP+3MP и не преобразованной нефти с низкими значениями V и Ni и высоким содержанием 2MP+3MP. Прямую корреляционную зависимость МЭ с биомаркерными показателями при биодегradации проявляют величины отношений Ni/V (замеры в полярных фракциях) и гопанов H35/H34: в биодегradированных нефтях месторождений Бразилии эти два показателя возрастают [7].

РИСУНОК 3. Изменение содержания V, Ni и S в нефти месторождений Венесуэлы Западная Мара (ЗМ) и Мара (М) [5] (по аналитическим данным [9])

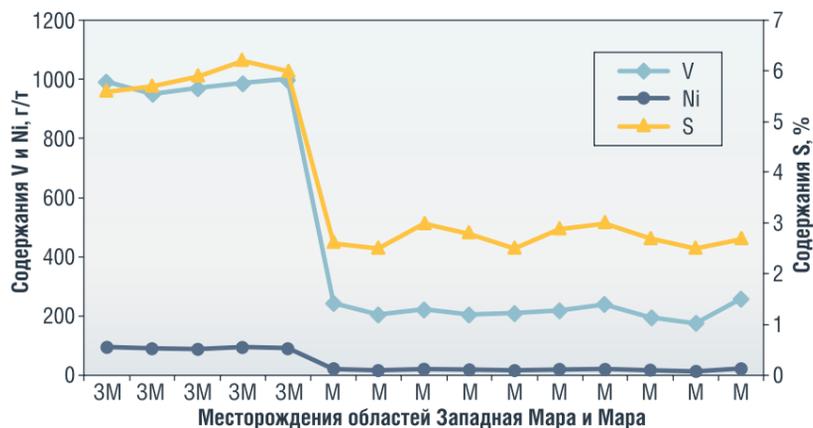
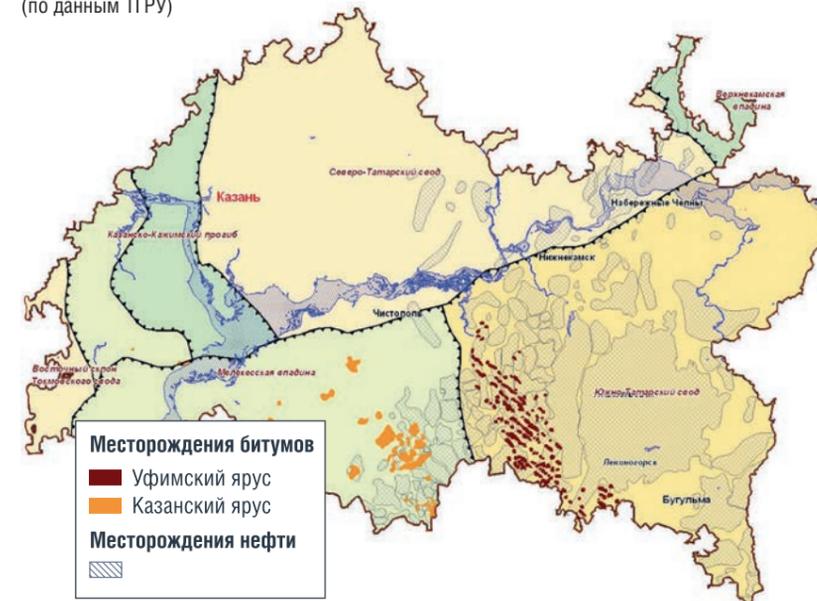


РИСУНОК 4. Схема размещения месторождений тяжелой нефти и природных битумов в отложениях уфимского и казанского ярусов пермской системы на территории Татарстана (по данным ТГРУ)



Геохимические особенности нефтеносности продуктивных пластов пермских отложений на территории Татарстана

На территории Татарстана в отложениях пермской системы сосредоточены большие запасы высоковязкой тяжелой нефти и природных битумов [11–13], освоение которых представляется важной и актуальной задачей в плане укрепления сырьевой базы УВ в республике. Большинство разведанных залежей высоковязкой нефти и природных битумов на территории Татарстана сосредоточены в казанском и уфимском ярусах пермской системы и связаны с присводовой частью и западным склоном Южно-Татарского свода (ЮТС) и восточным бортом Мелекесской впадины (рис. 4).

Песчаники шешминского горизонта образуют ловушки, которые можно объединить в своеобразные зоны с определенными условиями их формирования, историей развития и особенностями строения, что и определило в дальнейшем условия залегания, закономерности размещения и соотношения распределения в них пластовых флюидов – тяжелой

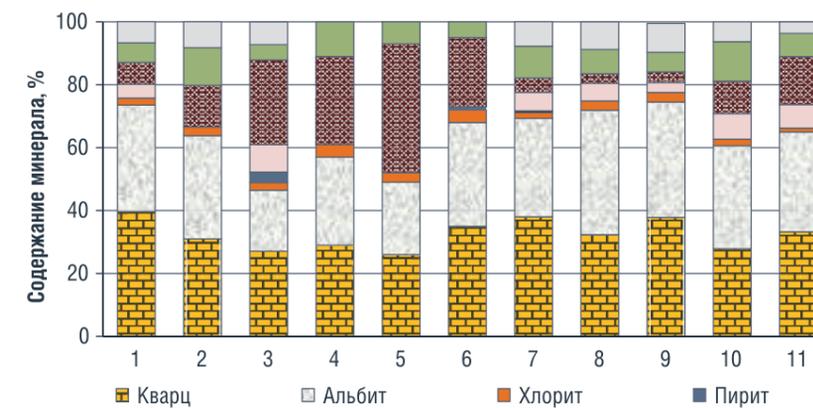
реакционной диабатической калориметрии) выявлены геохимические особенности нефтеносности продуктивных пластов пермских отложений в интервале глубин 117–188,6 м по разрезу отдельных скважин Ашальчинского месторождения. Ашальчинское месторождение, одно из крупнейших месторождений тяжелой нефти на территории Татарстана, которое разрабатывается с применением модифицированной технологии SAGD. Добычу ведет компания ПАО «Татнефть» с применением как вертикальных, так и горизонтальных скважин. Добываемая нефть характеризуется высокой динамической вязкостью (до 4100 мП·с при 20°C) и повышенной плотностью (до 966 кг/м³ при 20°C), высоким содержанием серы (4,8%), смол и асфальтенов. Массовая доля парафина 1,0–1,6%. Температура застывания изменяется от минус 5 до минус 12°C.

В геологическом отношении месторождение относится к Волго-Уральскому НГБ и считается сложным, насчитывая в разрезе семь продуктивных горизонтов, продуктивными отложениями которых являются терригенные пласты-коллекторы девона (H = 1698 м) и нижнего карбона (H = 1061,7–1064,4 м), а также карбонатные породы девона (H = 1068,6 м) и среднего карбона (H = 769,1–795,6 м). На этом месторождении в пермских отложениях на глубинах от 0–400 м выявлены значительные запасы

нефти, битумов и пластовых вод. Условия залегания месторождений тяжелой высоковязкой нефти и природных битумов на данной территории во многом определяют их состав и характер насыщения породы битумом, а в конечном итоге от этого зависит выбор направлений геолого-разведочных работ и способов их разработки [14, 15].

В работе [16] с применением комплекса физико-химических методов (термического и рентгеноструктурного анализа, жидкостно-адсорбционной и газовой хроматографии,

РИСУНОК 5. Диаграмма минерального состава образцов пород из пермских отложений Ашальчинского месторождения



Интервалы глубин отбора образцов, м: 1) 117,5–118,5; 2) 121,5–123,5; 3) 129–132; 4) 141,6–148,6; 5) 148,1–149,7; 6) 152,9–154,9; 7) 174,4–177,6; 8) 187–188,6; 9) 176,5–178; 10) 181–182,7; 11) 185–187

РИСУНОК 6. Зависимость между содержанием ОВ в породах и содержанием в них кальцита

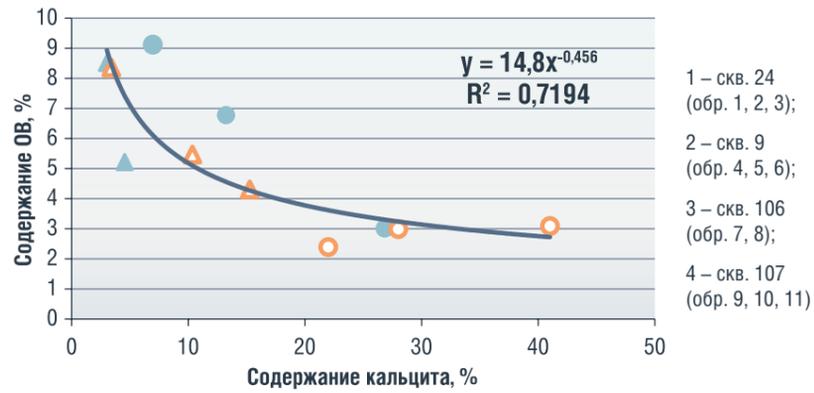


ТАБЛИЦА 3. Групповой состав (SARA анализ) экстрактов из нефте- и битумсодержащих пород пермских отложений Ашальчинского месторождения

№ п/п	Интервал отбора, м	Выход экстракта мас. %	Групповой состав, мас. %			
			НУ	АС	Смолы	Асф.
Скважина 24						
1	117,5–118,5	7,43	35,33	36,20	21,72	6,75
2	121,5–123,5	5,52	30,35	34,84	20,54	14,27
3	129–132	0,95	33,42	31,96	19,58	15,04
Скважина 9						
4	141,6–148,6	2,27	39,79	25,56	14,20	20,45
5	148,1–149,7	2,63	39,97	31,34	14,17	14,52
6	152,9–154	1,66	41,68	33,74	12,53	12,05
Скважина 106						
7	174,4–177,6	4,71	35,80	33,48	24,58	6,14
8	187,7–188,6	3,30	44,74	32,73	19,72	2,81
Скважина 107						
9	176,5–178	6,96	37,86	39,95	15,98	6,21
10	181–182,7	3,35	37,48	36,73	17,49	8,30
11	185–187	3,38	39,21	32,03	19,61	9,15

* НУ – насыщенные углеводороды, АС – ароматические соединения, Асф. – асфальтены

тяжелой сверхвязкой нефти и природных битумов.

Исследование вещественного состава пород, отобранных из интервала глубин от 117 до 188,6 м разных скважин продуктивных пластов пермских отложений Ашальчинского месторождения показало, что породы неоднородны по своему минеральному составу (рис. 5), и их нефтегенерационный потенциал зависит от содержания и качества органического вещества (ОВ) в породах и извлекаемой из пород нефти.

Содержание ОВ в исследованных образцах пород из разных скважин изменяется от 2,39 до 9,12%.

После экстракции из породы свободных УВ в ней остается ОВ до 2% тяжелой органики, которая не извлекается органическими растворителями и подвергается лишь деструкции в основном в температурном интервале 400–600 °С. Прослеживается зависимость с коэффициентом корреляции $r = 0,72$ между содержанием ОВ в породах и содержанием в них кальцита

(рис. 6), а именно, с увеличением содержания кальцита в породах нижних интервалов продуктивных пластов снижается содержание ОВ по сравнению с породами верхних нефтенасыщенных интервалов, обогащенных глинистыми минералами.

Сравнительное исследование группового состава экстрактов из пород по разрезу отдельных скважин Ашальчинского месторождения подтверждает точку зрения, что в отдельных зонах пласта протекают окислительные процессы, приводящие к разрушению УВ залежей (табл. 3). В образцах пород вниз по разрезу из исследованных скважин снижается содержание свободных углеводородов, о чем свидетельствует меньший выход из них экстрактов и заметные изменения в их групповом составе. Так, в экстрактах из образцов пород из более глубоких интервалов отбора 129–132 м и 185–187 м увеличивается содержание асфальтенов.

Согласно установленным фактам, наиболее контрастная дифференциация природных битумов и сверхвязкой тяжелой нефти по физико-химическим свойствам в пермских отложениях на территории Татарстана связана с различными геохимическими условиями их залегания относительно уровней воды в долинах рек – базисов эрозии. Дело в том, что от этих условий в значительной степени зависит гидрогеологический режим залежей и интенсивность воздействующих на углеводороды химических и биохимических процессов, приводящих к их разрушению. Залежи битумов контролируются ловушками сводового типа, которые образуются либо поднятиями третьего и второго порядков современного структурного плана пермских отложений, либо положительными структурными формами седиментационной природы. Наблюдаются также поверхности раздела между битумной залежью и водоносной частью резервуара, аналогичные водонефтяным контактам, что также приводит к размыву битуминозных пластов и окислению битумов. Поэтому даже в одном и том же стратиграфическом горизонте

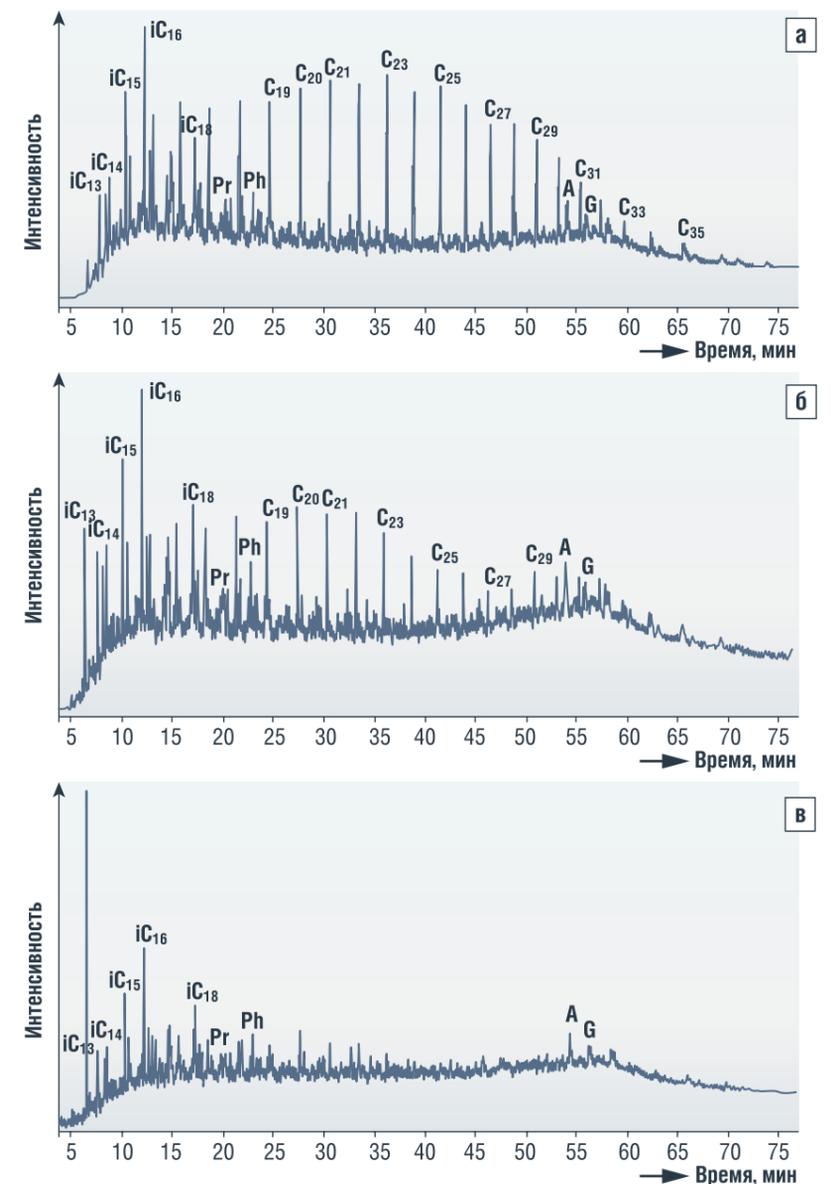
залежи тяжелой нефти и битумов оказываются в различных геохимических условиях и подвергаются в различной степени воздействию гипергенных факторов.

По химической классификации Ал.А. Петрова, экстракты из пород можно отнести в основном к нефтям трех химических типов: А¹, А² и Б², отличающихся молекулярно-массовым распределением алканов нормального и изопреноидного строения, что указывает на различные стадии их геохимической деградации. Особенно это заметно на примере экстрактов из образцов пород скважины 107 (рис. 7). В экстрактах из пород в интервале глубин 176,5–178 м еще присутствуют в заметных концентрациях n-алканы, но в более глубоких отложениях в интервале глубин 185–187 м их концентрация заметно снижается. В минеральном составе образца породы из данного интервала глубин присутствуют минералы: пирит, кальцит и др., которые указывают на возможность протекания вторичных процессов, приводящих к разрушению нефтяной залежи.

Анализ экстрактов из нефте- и битумсодержащих пород Ашальчинского месторождения показал, что неоднородный их групповой и углеводородный составы находят свое отражение в изменении их вязкостно-температурных характеристик.

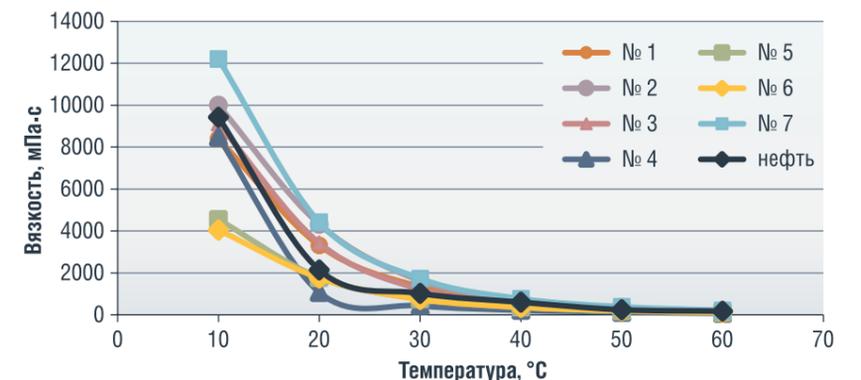
Присутствие в исследуемых образцах нефти и битумсодержащих пород тяжелых металлов влияет на процессы добычи и переработки, возникающих при их добыче и применении в промышленности. Добыча высоковязкой нефти и природных битумов методом паротеплового воздействия и внутрипластового горения сопровождается значительными потерями металлов [17, 18, 19]. В асфальтенах нефти и битумосодержащих образцах пород Ашальчинского месторождения определены МЭ. Во всех образцах присутствуют S, V, Ni, Fe, Са. В отдельных образцах пород определены К, Zn и Си. В наибольших концентрациях по усредненным данным

РИСУНОК 7. Хроматограммы насыщенных фракций экстрактов из образцов пород (скв. 107) из интервала глубин



а) 176,5–178 м; б) 181–182,7 м; в) 185–187 м

РИСУНОК 8. Изменение вязкостно-температурных характеристик экстрактов из пород Ашальчинского месторождения



1 – нефть; скважины: 2 – скв. 24 (117,5–118,5 м); 3 – скв. 24 (121,5–123,5 м); 4 – скв. 9 (152,9–154,9 м); 5 – скв. 106 (187–188,6 м); 6 – скв. 107 (176,5–178 м); 7 – скв. 107 (181–182,7 м); 8 – скв. 107 (185–187 м)

ТАБЛИЦА 4. Изменение содержаний V, Ni и МПК (ванадилпорфиринов Vp и никельпорфиринов Nip) в нефти и битумах в процессе гипергенеза [5]

Тектоническая характеристика бассейна	Объект исследования	Возраст продуктивных отложений	Значение показателей на примере не преобразованной нефти, г/т		Значение показателей на примере преобразованной нефти, г/т		Нефтегазоносные бассейны (НГБ), нефтегазоносные области (НГО)
			V *(Vp)	Ni *(Nip)	V *(Vp)	Ni *(Nip)	
Бассейны древних плит (краевые системы платформ, граничащие с выходами фундамента или примыкающие к складчатым областям)	нефть	PR, D ₃ , C ₁₋₂ , P, J ₃ , K ₁	70–120 (198–2000)	35–70 (15–35)	110–900 (187–4000)	70–140 (38–600)	Волго-Уральский НГБ (Татарский свод, Мелекесская впадина), Тима-но-Печорский НГБ, Лено-Тунгусский НГБ, Западно-Канадский НГБ, Юта, округ Карбон, Оклахома, Вайоминг (НГБ США), Восточно-Венесуэльский НГБ («Ориноковский битуминозный пояс»)
	битум (мальта, асфальт)		–	–	470–1092	87–170	
	асфальтиты	C, P ₁₋₂ , K, палеоген-неоген	–	–	1092–3640	160–640	
Бассейны молодых плит (эпипалеозойские)	нефть	J ₂ –K ₁	20–50 (75)	30–90 (10,5)	70–384 (550)	50–164 (24)	Южно-Мангышлакская НГО (Бузачинский свод)
Впадины эпиплатформенных орогенов	нефть	кайнозой, бухарские слои	210	80	570 (2250)	170 (720)	Сурхан-Вахшский НГБ (Афгано-Таджикская впадина)
Межскладчатые области (альпийские подвижные пояса)	нефть	K ₁ , палеоген	130,0	29,5	216–1000 (2270 Vp + Nip)	96	Западно-Венесуэльский НГБ (Маракайбский)
	битум	палеоген					
Бассейны континентальных окраин	нефть	K ₁	3,7	5,4	13,8	25	НГБ Потигуар (Бразилия)
		палеоген-неоген	**11,0	**26,3	**29,7	**144	Бассейн в дельте р. Нигер (Нигерия)

Примечание. * Данные (Белоконь, 1987) по МПК указаны в скобках; ** данные (Duysck et al., 2008) по V и Ni приведены в ppb (г/т×10⁻³).

детерминированы ванадий (4,25%) и Ni (0,81%) [18]. Отношение V/Ni, важный генетический параметр микроэлементного состава нефти, составляет 5,2. В зависимости от этой величины различают типы металлогенической специализации бассейнов.

Если содержание ванадия превышает содержание никеля в нефти (V/Ni > 1), то НГБ относится к ванадиевому типу, если содержание ванадия меньше содержания никеля в нефти (V/Ni < 1), то НГБ относится к никелевому типу [20].

Таким образом, изученные нефтиды пермской системы Ашальчинского месторождения относятся к ванадиевому типу, так как по разрезу всех скважин отношение V/Ni > 1.

Заключение

На основе собственных исследований и обобщения литературных источников по нефтегазоносным бассейнам ряда стран – Бразилии, Венесуэлы, Нигерии, России, Казахстана и Туркмении – выявлены и охарактеризованы предельные значения микроэлементных показателей вторичных процессов преобразования нефти в залежах и на путях миграции.

Показано, что наиболее информативными геохимическими показателями, способными выявить принципиальные отличия гипергенных нефтидов от скоплений УВ другого генезиса, являются концентрация и соотношения металлов,

таких как V, Ni, Co, Zn, Fe и др. и металлопорфириновых комплексов (МПК). Диапазон изменения выбранных показателей определяется степенью биодеградации. Гипергенные процессы, протекающие на путях миграции, в залежах, на ВНК значительно увеличивают диапазон дифференциации концентраций МЭ в нефтидах месторождений разных по тектоническим условиям НГБ.

Анализ результатов исследований по воздействию гипергенеза на МЭ состав нефтидов позволил нам сгруппировать регионы с учетом их тектонической принадлежности и показать пределы изменения содержаний наиболее изученных элементов

(V и Ni) и МПК в нефтях, затронутых и не затронутых преобразованием, а также в природных битумах, являющихся продуктами максимального проявления действия гипергенеза. Контрастность изменения МЭ показателей гипергенеза нефти и диапазон обогащения нефти и битумов микроэлементами определяется изначально различным их МЭ составом.

Проведенная типизация вторично измененных гипергенных нефтидов показала, что они встречаются в широком стратиграфическом диапазоне (протерозой-неоген, наиболее часто приурочены к коллекторам пермско-каменноугольного возраста) в НГБ различного геоструктурного типа, чаще на пограничных территориях древних платформ и выходов кристаллических щитов, либо связаны с коллекторами мезо-кайнозойского возраста в тектонически подвижных областях при орогенических движениях (табл. 4). Нефтиды (нефти и природные битумы), имеющие рудные концентрации МЭ, например V, U, Re, Mo, Ni, Co и др., являются промышленно металлоносными и представляют большой интерес как комплексное сырье для добычи УВ сырья и промышленно значимых металлов.

В контексте современных методов преобразования тяжелой нефти и природных битумов непосредственно во вмещающей породе, на примере изучения вещественного состава нефте- и битумсодержащих пород из интервала глубин 117,5–188,6 м по разрезу отдельных скважин пермских отложений Ашальчинского месторождения показано, что породы из продуктивных пластов пермских отложений неоднородны по своему минеральному составу и отличаются составом и содержанием ОВ в породах, что характеризует их разный нефтегенерационный потенциал.

По молекулярно-массовому распределению n-алканов экстракты из пород представляют собой тяжелые нефти, которые могут быть классифицированы по трем химическим типам, включающих: тип А¹, в котором преобладают высокомолекулярные n-алканы, и типы А² и Б², в которых n-алканы в различной степени

разрушены под воздействием микробной деструкции, что свидетельствует о протекании в зонах их распространения различных по интенсивности биохимических процессов окисления, приводящих к увеличению в составе нефти смолисто-асфальтеновых компонентов и увеличению ее вязкости. Можно полагать, что высокомолекулярные битуминозные компоненты могут быть наиболее полно извлечены из пород вследствие их термической деструкции с образованием более легких УВ при тепловом воздействии на пласт, а также в результате более полного охвата тепловым воздействием неоднородных продуктивных пластов как с низким, так и высоким содержанием ОВ, независимо от его фракционного состава.

Комплексное использование органических (УВ состав и биомаркеры) и неорганических (МЭ состав) критериев вторично преобразованных флюидов позволяет прогнозировать товарные качества нефти, как углеводородного сырья и их металлоносность, а также более обоснованно проводить оценку перспектив нефтегазоносности регионов, выявляя плохую сохранность и деградацию залежей и одновременно обогащение нефтидов промышленно значимыми, но токсичными металлами. ●

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуару осадочного чехла» 122022800253-3 и Института органической и физической химии им. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН.

Литература

- Гордадзе Г.Н. Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика. М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 559 с.
- Weihang Yang, Yongjun Gao, John F. Casey. Determination of Trace Elements in Crude Oils and Fuel Oils: A Comprehensive Review and New Data. In book: Solution Chemistry: Advances in Research and Applications. 2018. 48 p.
- Пуланова С.А. Оценка микроэлементного состава нефтидов – необходимый этап нефтехимических исследований // Деловой журнал «Neftegaz.RU». 2022. № 2 [122]. Стр. 56–63.
- Пуланова С.А., Михайлова А.Н. Нефтехимические исследования при разработке сланцевых формаций: особенности микроэлементного

- состава и экологические риски // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 5. С. 70–80.
- Пуланова С.А. Гипергенно преобразованные нефтиды: особенности микроэлементного состава // Геохимия. 2014. № 1. С. 64–75.
- Нукенов Д.Н., Пуланова С.А., Агафонова З.Г. Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 2001. 77 с.
- Duysck C., Miekeley N., Fonseca T.C.O., Sztatmari P., Neto E.V. Trace element distributions in biodegraded crude oils and fractions from the Potiguar Basin, Brazil // Journal of the Brazilian Chemical Society. 2008. 19(5). P. 978–986.
- Пуланова С.А. Прикладная металлогения нефтидов. Актуальные проблемы нефти и газа, 2017. 2(17). <http://oilgasjournal.ru/>.
- Lopez L., Lo Monaco S., Galarraga F. et al. V/Ni ratio in maltene and asphaltene fractions of crude oils from the west Venezuelan basin: correlation studies // Chemical Geology. 1995. V. 119. № 1–4. P. 255–262.
- Akinlua A., Torto N., Ajayi T.R., Oyekuenle J.A.O. Trace Metals Characterization of Niger Delta Kerogen // Fuel. 2007. V. 86. № 10–11. P. 1358–1364.
- Маганов Н.У., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Америкханов М.И., Зарипов А.Т. Инновационные решения для разработки запасов тяжелой нефти // Георесурсы, Геоэнергетика, Геополитика. 2014. № 2 (10). С. 12.
- Хисамов Р.С., Абдулмзитов Р.Г., Зарипов А.Т., Ибатуллина С.И. Этапы освоения залежей битума в Республике Татарстан // Нефтяное хозяйство 2007. № 7. С. 43–45.
- Зарипов А.Т., Ибатуллина С.И., Гадельшина И.Ф. Освоение залежей сверхвязких нефтей шешминского горизонта // Нефть и наука. 2009. № 3. С. 40–42.
- Каюкова Г.П., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Якубов К.И. Технологические качества природных битумов Татарстана в зависимости от геохимических характеристик их состава // Нефтяное хозяйство. 2008. № 1. С. 22–27.
- Каюкова Г.П., Петров С.М., Успенский Б.В. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. – М.: ГЕОС, 2015. 343 с.
- Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Kosachev I.P., Emelyanov D.A., Varfolomeev M.A., Uspensky B.V., Vakhin A.V. The oil-bearing capacity of the Permian productive strata of the Ashal'cha oil field depending on the content, composition and thermal transformations of organic matter in the rocks // Geofluids. 2020. Volume 2020. Article ID 6304547, 19 p. <https://doi.org/10.1155/2020/6304547>.
- Пуланова С.А., Родкин М.В. Промышленные опасности при массивной добыче углеводородов: анализ ситуации, рекомендации // Безопасность труда в промышленности. 2024. № 9. С. 89–96. DOI: 10.24000/0409-2961-2024-9-89-96.
- Kayukova G.P., Kiyamova A.M., Nigmedzyanova L.Z., Morozov V.I., Khramchenkova R.Kh., Khramova E.V. Transformations of natural bitumens at hydrothermal processes // Oil industry. 2007. № 2. P. 105–109.
- Pulanova S.A., Nukenov D. The Question of Environmental Consequences at Horizontal Drilling of Shale Formations in Connection with Their Enrichment with Microelements // Georesursy. 2017. Vol. 19. № 3. Part 1. P. 239–248. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.15>.
- Пуланова С.А. Микроэлементы нефтидов нефтегазоносных бассейнов // ДАН. 2019. Т. 488. № 5. С. 104–107.

KEYWORDS: petrochemical research, biodegradation, hypergenesis zones, hydrocarbons, heavy oils, natural bitumen, trace elements, gas chromatography.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

применения методов увеличения нефтеотдачи

ПРОВЕДЕН ОБЗОР ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (МУН). ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, ЗАКАЧКИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА (CO₂) И ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. ПРОВЕДЕННЫЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МУН ПОДТВЕРДИЛ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ, НЕСМОТРИ НА ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ. ДЛЯ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, ЗАКАЧКИ CO₂ И ПАРОТЕПЛООВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРЕДСТАВЛЕНЫ ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭТИХ РАСХОДОВ

THE ARTICLE PRESENTS A REVIEW OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC EFFICIENCY OF USING ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) METHODS. THE ARTICLE PRESENTS ESTIMATES OF THE EFFICIENCY OF THERMAL GAS TREATMENT, CARBON DIOXIDE (CO₂) INJECTION, AND STEAM-THERMAL TREATMENT. THE ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF EOR CONFIRMED THE FEASIBILITY OF THEIR USE FOR DEVELOPING HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES, DESPITE SIGNIFICANT ADDITIONAL CAPITAL INVESTMENTS AND OPERATING COSTS. THE MAIN AREAS OF THESE COSTS ARE PRESENTED FOR THERMAL GAS TREATMENT, CO₂ INJECTION, AND STEAM-THERMAL TREATMENT

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы нефти, технико-экономическая эффективность, эксплуатационные расходы, капитальные вложения, чистый дисконтированный доход, налоги.

**Сарданашвили
Ольга Николаевна**

к.т.н., с.н.с.

**Богаткина
Юлия Геннадьевна**

к.т.н., в.н.с.

**Лындин
Виктор Николаевич**

Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина (РГУ им. И.М. Губкина), доцент, к.э.н.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН)

На современном этапе развития нефтегазового комплекса РФ наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте запасов трудноизвлекаемой нефти. Средняя конечная нефтеотдача пластов в РФ снизилась до 35–38%. В связи с этим одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение современных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу.

Сейчас в мире насчитывается более сотни различных видов соответствующих технологий. Однако в РФ использование современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН), к сожалению,

не увеличивается. Ежегодная добыча нефти с применением МУН на различных месторождениях РФ в настоящее время составляет всего 2,0–2,5 млн т. Отметим, что в США дополнительная добыча нефти на месторождениях с применением МУН в последние годы составляет примерно 30–35 млн т [1]. Одной из ключевых причин того, что новейшие МУН не находят полномасштабного применения в России, является отсутствие необходимого стимулирования со стороны государства.

Большинство современных МУН внедряются в основном на старых месторождениях и разделяются на следующие группы:

- газовые методы (закачка двуокиси углерода (CO₂), азота, метана или других газов);
- физико-химические методы – закачка химреагентов (щелочь, поверхностно-активные вещества (ПАВ) или полимеры);
- тепловые методы – закачка пара, термогазовое воздействие (ТГВ);
- гидродинамические методы;
- физические методы.

Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами в РФ представлены в табл. 1 [2].

ТАБЛИЦА 1. Потенциальные возможности увеличения нефтеотдачи пластов различными методами

Методы	Увеличение нефтеотдачи, %
Газовые	5–15
Тепловые	15–30
Химические	25–35
Гидродинамические	7–15
Физические	9–12

Выбор МУН для условий конкретного месторождения определяется критериями применимости, которые подробно рассмотрены в [3, 4 и др.]. Промышленное внедрение современных МУН обосновывается их технико-экономической эффективностью, которая оценивается на основе действующих нормативных документов [5, 6]. Основными оценочными критериями являются дополнительный чистый дисконтированный доход (ЧДД) недропользователя и государства (ЧДДГ).

Для оценки этих показателей необходимо оценить расходы на внедрение МУН, которые входят в нормативы капитальных и эксплуатационных затрат по закачке рабочих агентов.

Применение термогазового воздействия

Одним из перспективных МУН, который применяется для трудноизвлекаемых запасов нефти, является термогазовое воздействие (ТГВ). Данный метод разработан в России, имеет широкую область применения и высокую эффективность. В основе

метода лежит закачка воздуха (водовоздушной) смеси в пласт и его трансформация в эффективные вытесняющие агенты за счет внутрипластовых окислительных процессов. Лабораторные и опытно-промышленные экспериментальные исследования, проведенные как в России, так и за рубежом, подтвердили его высокую эффективность [7, 8 и др.]. В состав дополнительных капитальных затрат для этого метода входят затраты по следующим элементам:

- бурение и обустройство дополнительных эксплуатационных и нагнетательных скважин для закачки водовоздушной смеси;
- затраты на подготовку скважин для проведения ТГВ (термоизоляция насосно-компрессорных труб, установка дополнительных пакеров, аварийные задвижки, специальное оборудование устья скважин, контрольно-измерительная аппаратура;
- затраты на специальное оборудование для ТГВ (воздушные компрессоры первой и второй ступеней компримирования, воздушный ресивер, насосы для закачки воды);
- затраты на нематериальные активы (лицензии на использование патентов на технологии, программные продукты, научно-техническое сопровождение);
- затраты на экологию.

В состав дополнительных эксплуатационных расходов входят следующие направления:

- затраты на обслуживание дополнительных эксплуатационных скважин;
- затраты на обслуживание воздушнонагнетательных скважин;
- затраты на закачку водовоздушной смеси;
- затраты на сбор, транспорт, технологическую подготовку дополнительно добытых нефти и газа;
- затраты на электроэнергию по добыче дополнительной нефти;
- амортизационные отчисления специального оборудования для ТГВ;
- амортизационные отчисления нематериальных активов.

Применение данного метода осуществлялось для нефтяных объектов Приобского

месторождения. Запасы маловязкой нефти Приобского месторождения относятся к категории трудноизвлекаемых в связи с тем, что промышленная нефтеносность приурочена к низкопроницаемым песчано-глинистым отложениям. Эффективное извлечение таких запасов возможно только при использовании современных методов повышения нефтеотдачи. Для геолого-промышленных условий этого месторождения было обосновано применение термогазового метода воздействия (ТГВ) на пласт [9–11]. Недропользователем месторождения является ООО «Нефтяная компания Сибнефть-Югра», которая с 2014 года проводит на ряде участков этого месторождения опытно-промышленные испытания ТГВ.

Все технологические и технико-экономические показатели определены на основе исходной информации недропользователя.

В состав затрат входят: капитальные вложения на бурение скважин и их обустройство; эксплуатационные затраты (условно-переменные и условно-постоянные), амортизация, налоги и платежи в составе себестоимости и вне эксплуатационных затрат [12]. Месторождение разрабатывается при налоговом режиме с применением НДС. Были проведены расчеты для двух вариантов: заводнение и применение ТГВ. Основные показатели технико-экономической эффективности представлены в табл. 2 [13].

Динамика ЧДД для двух рассмотренных вариантов представлена на рис. 1.

Анализ результатов исследований показал, что применение заводнения является убыточным, а применение ТГВ на опытном участке Приобского месторождения позволяет эффективно его разрабатывать.

Для повышения заинтересованности инвестора в разработке трудноизвлекаемых запасов Приобского месторождения были проведены расчеты технико-экономической эффективности при налоговом режиме с использованием налога на дополнительный доход (НДД). Результаты расчетов представлены в табл. 3.

УДК: 004.330.322.622.276



ТАБЛИЦА 2. Основные технико-экономические показатели Приобского месторождения

Технико-экономические показатели	Заводнение	Применение ТГВ
Добыча нефти, тыс. т	291	876
Капитальные вложения, млн руб.	474	474
Эксплуатационные расходы без амортизации, млн руб.	4623	10 710
Налоги в составе себестоимости, млн руб.	3042	8903
Налоги вне себестоимости, млн руб.	1728	5587
Себестоимость, руб./т	17 525	12 767
Чистый доход инвестора, млн руб.	-821	1332
Чистый дисконтированный доход инвестора, млн руб.	-448	425
Срок окупаемости, лет	25	4
Внутренняя норма рентабельности, %	0	32
Индекс доходности, ед.	1	2
Доход государства, млн руб.	4769	14 490
Дисконтированный доход государства, млн руб.	2585	6585

РИСУНОК 1. Динамика ЧДД недропользователя при заводнении и ТГВ



ТАБЛИЦА 3. Соотношение ЧДД недропользователя и ЧДД государства в структуре выручки

Налоговый режим	ЧДД недропользователя, %	ЧДД государства, %
НДПИ	7	80
НДД	16	71

Анализ результатов, представленных в табл. 3, показывает, что применение налогового режима НДД повышает ЧДД недропользователя более чем в два раза, при этом доход государства снижается только на 9%.

Таким образом, применение этого режима существенно повышает заинтересованность недропользователя в освоении трудноизвлекаемых запасов месторождения.

Применение закачки углекислого газа

Другой эффективный газовый метод – закачка углекислого газа (CO₂) в пласт. Данный метод основан на способности углекислого газа растворяться как в нефти, так и воде. За счет этого снижается вязкость нефти, увеличивается ее подвижность и обеспечивается режим смешивающего вытеснения. Показано, что наиболее целесообразна чередующаяся

закачка CO₂ и H₂O. При этом рекомендуемый размер первой порции CO₂ составляет 2,5–5,0% порового объема пласта, а суммарный объем закачки CO₂ – 20–30%. По сравнению с закачкой воды чередующаяся закачка CO₂ и воды приводит к росту коэффициента вытеснения на 10–15% [14]. Результаты промышленной закачки CO₂ за рубежом имеют относительно высокий процент успешности. Например, коэффициент успешности проектов, реализованных в США, Венгрии, Франции – 0,46–0,75 [15]. Работы по закачке CO₂ успешно проводились в Татарии, Башкирии, в Краснодарском крае, в Оренбургской области, Казахстане, Западной Сибири и др. Повышение конечной нефтеотдачи при использовании этого метода по сравнению с обычным заводнением составило 5–10%. Данный метод требует оснащения нефтепромыслов дополнительным специальным оборудованием. Наиболее капиталоемкими являются компрессорные станции большой производительности и внутрискважинное оборудование нагнетательных скважин, обеспечивающее смешивание воды и газа при высоком давлении. Дополнительные капитальные и эксплуатационные затраты необходимы по следующим направлениям затрат [16]:

- строительство компрессорных станций (КС);
- строительство газопроводов низкого давления;
- строительство газопроводов высокого давления;
- строительство пунктов осушки газа;
- стоимость дозаторных установок;
- стоимость CO₂, закачиваемого в пласт;
- текущие расходы на обслуживание КС, газопроводов и др.;
- затраты на электроэнергию для закачки в пласт воды и добычи дополнительной нефти насосным способом;
- амортизационные отчисления дополнительного оборудования (КС, газопроводов, дозаторных установок и др.)

Рассмотрим технико-экономическую эффективность данного метода для месторождения Алиан (Сирия) [17]. На этом месторождении применение обычного заводнения из-за низкой проницаемости коллекторов

ТАБЛИЦА 4. Основные технико-экономические показатели разработки месторождения Алиан

Основные показатели	Заводнение	Закачка CO ₂
Фонд дополнительных добывающих скважин для разработки месторождения при закачке CO ₂ , шт.	0	22
Фонд дополнительных нагнетательных скважин для разработки месторождения при закачке CO ₂ , шт.	0	11
Срок разработки, год	37	37
Срок окупаемости, год	0	2
Коэффициент нефтеотдачи, д.е.	0,078	0,185
Суммарные дополнительные капитальные вложения, тыс. \$	0,000	26 834,228
Суммарные эксплуатационные затраты, тыс. \$	25 083,000	178 144,310
Себестоимость добычи нефти, тыс. \$	41,000	44,000
Чистый дисконтированный доход, тыс. \$	20 779,000	95 234,244
Внутренняя норма рентабельности, %	30	54
Индекс доходности, ед.	3	7

неэффективно. Однако заводнение было рассмотрено как базовый вариант разработки месторождения. Разработка месторождения ведется с 2005 года. Все показатели и нормативы определялись на основе данных, представленных ООО «Зарубежнефть». Основные показатели технико-экономической эффективности представлены в табл. 4, а динамика ЧДД для двух вариантов разработки – на рис. 2.

На основе анализа результатов расчетов, а также анализа динамики ЧДД установлено, что при использовании закачки нагнетательных скважин для разработки месторождения при закачке CO₂, существенно повышаются все основные показатели технико-экономической эффективности разработки месторождения Алиан:

- суммарная выручка увеличилась на 85%;
- чистый дисконтированный доход увеличился на 70% за весь срок разработки;
- индекс доходности увеличился более чем в два раза;
- внутренняя норма рентабельности повысилась на 24%.

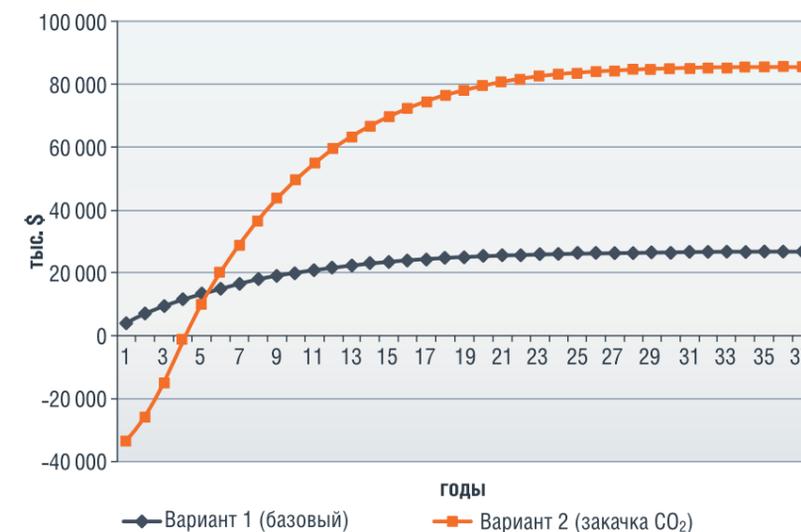
Применение паротеплового воздействия

Для разработки трудноизвлекаемых запасов месторождений, которые содержат вязкую, парафинистую или смолистую нефть, применяются

теплые МУН. Рассмотрим применение паротеплового воздействия на месторождении Тишрин (Сирия). Месторождение Тишрин содержит высоковязкую нефть, основные запасы которой сосредоточены в трещиноватых коллекторах, характеризующихся крайне низкой проницаемостью. Разработка месторождений такого типа на естественном режиме обычно сопровождается низкой нефтеотдачей.

При паротепловом воздействии пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура

РИСУНОК 2. Динамика накопленного ЧДД по варианту с заводнением и по варианту с закачкой CO₂



нефтеиспользованию. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. В состав капитальных затрат по закачке пара входят следующие элементы:

- арматура устья для герметизации позволяет проводить исследовательские работы по стволу скважины и на забое;
- лубрикатор устьевого предназначен для спуска в скважину глубинных измерительных приборов;
- термостойкие пакеры герметизируют затрубное пространство скважины при нагнетании пара в пласт;
- компенсаторы теплового расширения НКТ могут быть конструктивно объединены с пакером либо устанавливаются отдельно;
- парогенераторная установка для подготовки воды и ее подогрева, которая имеет блок водоподготовки, деаэрации и парогенератор;
- оборудование для прогрева ствола скважин, которое включает паровые передвижные установки и электрические нагреватели;
- оборудование для поджога пласта, которое включает топливные горелки, электрические нагреватели, химические реагенты.

Экономические расчеты и оценка эффективности освоения остаточных запасов нефти и газа месторождения Тишрин проведена по технологическим вариантам, базовому – с 5%-ным годовым падением уровней добычи и вновь проектируемому варианту с применением паротеплового воздействия [18]. Все показатели были определены на основе информации ООО «Зарубежнефть». Как было отмечено выше, в составе капитальных вложений учтены затраты на бурение новых горизонтальных скважин, их оборудование под эксплуатацию, подключение к системе сбора и транспорта, хранения нефти и газа, затраты на бурение боковых стволов в вертикальных скважинах, затраты на расширение и реконструкцию действующих промысловых объектов, так и новое строительство, затраты на расширение системы сбора, транспорта, подготовки и хранения нефти и газа, а также учтены дополнительные затраты на ЛЭП, КИП, автоматизацию, на строительство внутрипромысловых дорог (подъездов) к новым скважинам, ДНС, КСП к базам обслуживания, а также капитальные затраты на парогенераторы (3 штуки), паропроводы, водоснабжение и др. Налоговые отчисления соответствовали действующему в Сирии налоговому режиму. Основные показатели оценки технико-экономической эффективности представлены в табл. 5.

Анализ результатов расчетов показал, что ЧДД недропользователя относительно базового варианта увеличится на 45%, а дисконтированный доход государства увеличится на 39%. Таким образом, применение паротеплового воздействия на пласт позволяет значительно повысить эффективность разработки месторождения.

Таким образом, проведенный анализ результатов технико-экономической оценки МУН подтвердил целесообразность их применения для разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов, несмотря на значительные дополнительные капитальные вложения и эксплуатационные затраты. Для ТГВ, закачки CO₂ и паротеплового воздействия представлены направления этих расходов. ●

ТАБЛИЦА 5. Техничко-экономическая оценка разработки месторождения Тишрин

Показатели	Базовый вариант	Применение паротеплового воздействия
Фонд добывающих скважин (шт.)	75	167
Добыча нефти (тыс. т)	4614	12 602
Добыча газа (млн м ³)	551	1696
Суммарная выручка от реализации нефти и газа (млн \$)	729	2141
Капитальные вложения (млн \$)	0	156
Эксплуатационные расходы без амортизации (млн \$)	267	658
Себестоимость (\$/т)	63	56
Поток денежной наличности (млн \$)	300,59	862,39
Чистый дисконтированный доход инвестора (млн \$)	171,60	382,85
Срок окупаемости (лет)	0	1
Внутренняя норма рентабельности (%)	50	50
Индекс доходности (ед.)	3	4
Доход государства (млн \$)	268,51	773,19
Дисконтированный доход государства (млн \$)	151	384

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи в России: важно не упустить время. Эрнст энд Янг (СНГ) Б.В. – М., 2013 – 24 с.
2. Обзор современных методов повышения нефтеотдачи пластов. [Электронный ресурс]. URL: <https://tegaz.ru/company/press/407/?ysclid=m14wpdhu5a518789079>.
3. Сургучев М.П. «Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи». М.: Недр, 1985. 308 с.
4. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.
5. ФЗ РФ от 21.02.1992 г. № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL: <https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-p-2395-1-o/> (дата обращения: 20.08.2024).
6. Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г. [Электронный ресурс]. URL: <https://palod.darant.ru/fns/nk/> (дата обращения: 20.08.2024).
7. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 37–45.
8. Кокорев В.И., Дарищев В.И., Ахмадеишин И.А. и др. Результаты промысловых испытаний и перспективы

9. Приобское месторождение [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosneft.ru/press/news/item/207323/> (дата обращения: 10.08.2024).
10. Термогазовое воздействие [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mysnared.ru/slide/138230/> (дата обращения: 10.08.2024).
11. Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12 (624). – С. 37–45.
12. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
13. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Оценка технико-экономической эффективности применения термогазового воздействия на Приобском месторождении // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2024. – № 1. – С. 618–628.
14. Рузин Л.М., Морозюк О.А. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Учеб. пособие – Ухта: УГТУ, 2014. – 127 с.
15. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – Краснодар: Советская Кубань, 2000. – 464 с.
16. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах // М.: Наука, 2006 г., 134 с.
17. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. Оценка технико-экономической эффективности разработки месторождений при использовании закачки газа (на примере месторождения Аллан) // Известия Тульского университета. Науки о Земле. – 2021. – № 2. – С. 441–452.
18. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н. ТЭО разработки месторождения Тишрин с применением паротеплового воздействия // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2024. – № 5. – С. 76–80.

KEYWORDS: enhanced oil recovery methods, hard-to-recover oil reserves, technical and economic efficiency, operating costs, capital investments, net present value, taxes.



Авторские туры ITM club

Путешествие

– это бесконечное богатство,
которое всегда растёт в цене!



itmgroup.ru

РЕКЛАМА

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПОЛИТИКА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ РОССИИ:

современное состояние и стратегические перспективы

В СТАТЬЕ ИССЛЕДОВАНЫ ВОПРОСЫ СОСТОЯНИЯ И НАПРАВЛЕНИЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ В НГК НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ КОНСТИТУЦИОННОМУ ЗАКРЕПЛЕНИЮ ВЕРХОВЕНСТВА НАЦИОНАЛЬНОГО ПРАВА НАД МЕЖДУНАРОДНЫМ, РАСПРЕДЕЛЕНИЮ ПОЛНОМОЧИЙ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ОБЯЗАННОСТЕЙ В СТРУКТУРЕ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ, СОГЛАСОВАННОСТИ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ПРИОРИТЕТОВ ГОСУДАРСТВА И ПРОГРАММНО-ЦЕЛЕВЫХ ДОКУМЕНТОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ, КОРРЕКТИРОВКЕ УСЛОВИЙ ЗАКЛЮЧЕННЫХ ВНЕШНЕТОРГОВЫХ КОНТРАКТОВ. РЕАЛИЗАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ МОЖЕТ ПРЕДУСМАТРИВАТЬ ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ ОСОБЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ, ПРИНЯТИЕ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ МЕР НАЛОГОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ, РАСШИРЕНИЕ КООПЕРАЦИОННЫХ И ИНТЕГРАЦИОННЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ НА БАЗЕ БРИКС, ВТО, ЕАЭС, ШОС И ИНЫХ МЕЖДУНАРОДНЫХ ИНСТИТУТОВ. В УСЛОВИЯХ УЖЕСТОЧЕНИЯ ВНЕШНЕГО ДАВЛЕНИЯ И САНКЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ ОТМЕЧЕНЫ НЕОБХОДИМОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ БЮДЖЕТНО-НАЛОГОВОЙ СИСТЕМЫ, ОРГАНИЗАЦИИ НОВЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ И ИНФРАСТРУКТУРНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ В СВЯЗАННЫХ С НГК ОТРАСЛЯХ, ПЕРЕСМОТРА НЕСООТВЕТСТВИЙ НОРМ НАЦИОНАЛЬНОГО И МЕЖДУНАРОДНОГО ПРАВА, РАСШИРЕНИЯ ВНЕШНЕЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ С ДРУЖЕСТВЕННЫМИ СТРАНАМИ. ОДНОЙ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ТЕНДЕНЦИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ВЫСТУПАЕТ ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ЭКОЛОГИЧНОСТИ НГК ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАПАСОВ, ВНЕДРЕНИЯ НОВЕЙШИХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, УВЕЛИЧЕНИЯ ГЛУБИНЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕПРОДУКТОВ, ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА И РАСШИРЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ ИХ ЭКСПОРТА

IN ARTICLE ARE RESEARCHING THE ISSUES OF THE STATE AND DIRECTIONS OF IMPROVING STATE POLICY IN THE OIL AND GAS COMPLEX AT THE CURRENT STAGE OF ECONOMIC DEVELOPMENT. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE CONSTITUTIONAL CONSOLIDATION OF THE SUPREMACY OF NATIONAL LAW OVER INTERNATIONAL LAW, THE DISTRIBUTION OF POWERS AND FUNCTIONAL RESPONSIBILITIES IN THE STRUCTURE OF GOVERNMENT STATES, THE COORDINATION OF STRATEGIC PRIORITIES OF THE STATE, PROGRAM AND TARGET DOCUMENTS OF OIL AND GAS COMPANIES, AND THE ADJUSTMENT OF THE TERMS OF CONCLUDED FOREIGN TRADE CONTRACTS. THE IMPLEMENTATION OF ENERGY PROJECTS MAY PROVIDE FOR THE PROVISION OF SPECIAL ECONOMIC CONDITIONS, THE ADOPTION OF INDIVIDUAL TAX REGULATION MEASURES, THE EXPANSION OF COOPERATION AND INTEGRATION INTERACTIONS ON BASIS OF BRICS, WTO, EAEU, SCO AND OTHER INTERNATIONAL INSTITUTIONS. IN THE CONTEXT OF TIGHTENING EXTERNAL PRESSURE AND SANCTIONS POLICY, ARE NOTED THE NEED TO INCREASE THE SUSTAINABILITY OF THE BUDGET AND TAX SYSTEM, ORGANIZE NEW PRODUCTION AND INFRASTRUCTURE AREAS IN SECTORS RELATED TO OIL AND GAS COMPLEX, REVISE INCONSISTENCIES IN NATIONAL AND INTERNATIONAL LAW, AND EXPAND FOREIGN ECONOMIC RELATIONS WITH FRIENDLY COUNTRIES. ONE OF THE KEY TRENDS IN ENSURING ENERGY SUSTAINABILITY IS THE INCREASE IN THE LEVEL OF ENVIRONMENTAL FRIENDLINESS OF THE OIL AND GAS COMPLEX DUE TO THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES, THE INTRODUCTION OF CURRENT TECHNOLOGICAL SOLUTIONS, AN INCREASE IN THE DEEP OF PROCESSING OF PETROLEUM PRODUCTS, CONSUMPTION OF NATURAL GAS AND THE EXPANSION OF THEIR EXPORT ROUTES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, промышленность, углеводородные ресурсы, цифровые технологии, экономическая интеграция, национальная безопасность, энергетическая безопасность.

Трофимов Сергей Евгеньевич

профессор Академии военных наук, эксперт Совета по развитию цифровой экономики Совета Федерации ФС РФ, к.э.н.

Крайне неравномерное распределение запасов нефти и газа предполагает наличие как энергоизбыточных, так и энергодефицитных регионов. Значительные расхождения в оценке запасов и ресурсов углеводородов на государственном балансе и непосредственно в нефтегазовых компаниях могут быть обусловлены заинтересованностью в привлечении

инвесторов, различиями в информационно-аналитических данных, экономико-технологическом обосновании реализации энергетических проектов. Разработка нефтегазовых запасов учитывает правовое урегулирование спорных вопросов в отношении прав собственности на участки недр в рамках национального законодательства и норм международного права.

УДК 338.45:622.3(470)

Проведение комплекса регулирующих мер направлено на отстаивание государственных позиций, планомерное освоение ресурсной базы, увеличение проведения ГРП и интенсификацию извлечения углеводородов, охватывает все регионы добычи, в т.ч. перспективные участки шельфовых акваторий, права на территориальную принадлежность которых оспариваются некоторыми странами. Углеводороды являются одной из основ экономического процветания государства и финансового благополучия субъектов Федерации, требуют максимально прагматичного государственного распоряжения, отсутствия излишней раздробленности за счет искусственно неравномерного распределения доходов и социально-экономического развития регионов. Колоссальные площади на территории России являются перспективными с позиции нефтегазоносности; в настоящее время по-прежнему не открыты множество месторождений и участков, некоторые провинции, способные впоследствии стать крупными энергетическими центрами. Улучшение геологической изученности территорий позволяет уточнить запасы месторождений, повышает вероятность открытия новых залежей, которые впоследствии заменят старые и истощенные в структуре общей добычи. Заключение экспортных нефтегазовых контрактов содействует развитию металлургической отрасли, благоприятно отражается на структуре национального ВВП и устойчивости экономической системы.

НГК как ключевая отрасль производства воздействует на все сферы деятельности

населения и предприятий во множестве государств; его значение обуславливается в т.ч. степенью близости к центру принятия решений. Важнейшими задачами ГР выступают сглаживание отрицательной фазы экономического цикла, обращение неблагоприятных аспектов в платформу для устойчивого развития НГК, осуществление контроля за надежностью энергообеспечения, в т.ч. в отношении технической и сервисной составляющих. Распределение дополнительных нефтегазовых доходов должно приводить не к стагнационным явлениям, а содействовать развитию энергетической инфраструктуры, которая связывает различные отрасли. Экономическая ситуация напрямую отражается на основных показателях функционирования НГК и промышленного производства, предоставлении сервисных услуг, требуемых объемах инвестиций и субсидирования различных проектов, распределении межбюджетных трансфертов между федеральным центром и регионами. Своевременное отражение экономических реалий в нормативно-правовой базе, ее соответствие поставленным задачам служит фактором повышения инвестиционной привлекательности российских нефтегазовых проектов [2, 16].

Государственная политика в НГК на современном этапе экономического развития

Взаимосвязь экономической и энергетической государственной политики находит отражение в преодолении кризисных явлений во всех отраслях промышленного производства,

контроле за внутренним спросом и предложением на углеводороды, их прагматичным расходованием и экспортом. Изменения в структуре органов ГР НГК характерны в отношении как Министерства энергетики РФ, так и прочих государственных ведомств, координирующих в своей деятельности нефтегазовое направление, затрагивают вопросы распределения функциональных обязанностей между заместителями министра, департаментами, подведомственными организациями, прямой ответственности исполнителей и контрольных органов за принимаемые решения.

В силу излишней монополизации различных сегментов ТЭК, равные условия ведения экономической деятельности и предоставления мер поддержки для нефтегазовых компаний частного сектора и с государственным участием в уставном капитале позволяют не допустить снижения общей эффективности. Это достигается за счет установления справедливых цен на углеводороды и конечную продукцию на национальном рынке, их равномерного распределения в соответствии с внутренним спросом, ответственности профильных органов ГР НГК и исполнителей, дополнительного контроля за состоянием энергетической инфраструктуры, разработки предложений по ее развитию. Строительство новых маршрутов трубопроводов обеспечивает увеличение пропускных возможностей транспортной

системы, расширение действующих производственных мощностей, открытие доступа к различным рынкам сбыта. Привнесение зарубежными предприятиями передового опыта в практическую реализацию нефтегазовых проектов содействует уменьшению различных рисков, укреплению прав собственности и, в целом, повышению транспарентности отрасли [15].

Законодательное закрепление долгосрочного повышения эффективности в НГК находит последующее отражение во внутрикорпоративных документах, программах развития предприятий. При обсуждении поправок в Конституцию РФ в 2020 г. неоднократно вносились предложения о целесообразности верховенства национального права над международным. Предпочтение российского законодательства имеет важнейшее юридическое значение в вопросах соблюдения международных НПА, которые были заключены и ратифицированы Россией, предопределяет некоторые процессы в национальном НГК, в частности:

- «дело ЮКОСа»: вопросы правовой невозможности возмещения компенсации его бывшим собственникам в силу того, что Россия не подписала Договор об Энергетической хартии, отдельные положения которой противоречат Конституции РФ, российскому законодательству и национальным интересам;
- расставляет правовые акценты в вопросах принадлежности арктического и континентального шельфа;
- корректирует вопросы реализации крупных международных нефтегазовых проектов с прямым участием российских предприятий, в т.ч. в отношении диверсии на «Северных потоках» в сентябре 2022 г.

Защита прав и интересов участников нефтегазовых отношений, понимание экономических и административных мотивов, установление степени ответственности, изучение их деятельности на предмет содействия устойчивому развитию отечественного НГК находят отражение в отраслевых НПА. Необходимость ограничения числа зарубежных участников проектов

обусловлена недопущением угрозы национальной и энергетической безопасности государства. Их следует рассматривать в качестве стратегических партнеров, способных к разделению рисков, привнесению новейших технологий и иных преимуществ, понимать структуру собственности и конечных бенефициаров, взвешивать возможности и недостатки от долгосрочного сотрудничества.

Предпочтение российского законодательства имеет важнейшее юридическое значение в вопросах соблюдения международных НПА, которые были заключены и ратифицированы Россией

Оценка доли в общей структуре добычи углеводородов и производстве конечной продукции, осуществленной при непосредственном участии иностранного капитала, на соответствие национальным стратегическим целям и задачам позволяет законодательно устранить отдельные неэффективные практики ГР и заменить их передовыми решениями.

Выверенные регулирующие меры позволяют реализовать нефтегазовые проекты наиболее экономически эффективно как предприятиям, так и государству. Это относится к освоению запасов не только континентальной части, но и капиталоемкой шельфовой зоны, подразумевает комплексное изучение экономических преимуществ и рисков, использование наиболее современных технологических решений и управленческих практик, результативность которых возможно определить по прошествии некоторого времени. Предприятия могут одновременно заниматься разработкой нескольких месторождений, подключать зарубежные компании и институты, изучать международную практику отраслевых взаимодействий. Обеспечение безопасности транзита углеводородов, добытых в приграничных странах, через территорию России касается не только системы трубопроводов, железнодорожного транспорта, но и других видов экспортного сообщения.

Постепенный рост мировой добычи и потребления углеводородов,

изменение спроса и предложения частично обусловлены сокращением энергоемкости глобальной экономики. Фактически каждый крупный энергетический проект способен внести определенные коррективы в структуру ТЭБ, предполагает строительство и технологическое обновление сопряженных с ним объектов инфраструктуры. Отдельные из них не были реализованы в связи

с возникновением не выявленных ранее обстоятельств. Подобный опыт привел к разработке альтернативных проектов, формированию новых маршрутов трубопроводов и поставок углеводородов, необходимости полного импортозамещения в энергетическом производстве с целью освоения перспективных районов континентальной части и шельфа. Вследствие этого структура крупнейших производителей и потребителей углеводородов на внутреннем рынке также претерпевает определенные изменения.

Регулирование ценовой политики на конечную продукцию НГК в отдаленных и труднодоступных районах выступает значимым фактором экономического развития. Например, для относительно небольших сбытовых компаний важна своевременность оплаты счетов и коммунальных услуг за поставляемую энергию; для этого они уделяют внимание проведению информационной работы среди населения. Выработка государственной нефтегазовой политики предполагает расстановку приоритетов, концентрацию на первоочередных целях и задачах, их последовательную практическую реализацию. Принятие регулирующих решений требует учета форс-мажорных факторов, таких как возможный разрыв кооперационных связей между поставщиками и потребителями. Комплексное развитие нефтегазовой инфраструктуры содействует социально-экономическому развитию регионов, улучшению

экологической ситуации, повышению энергоэффективности всех сегментов производства, обеспечению внутреннего энергетического спроса, сокращению различных издержек и непроизводительных расходов в связанных сегментах экономики. Это привносит определенную долю в увеличение добавленной стоимости продукции и прибыли предприятий. Одним из целевых ориентиров выступает исполнение жестких административных актов в отношении переработки отходов и утилизации ПНГ.

Расширение экспортного потенциала связано с государственным содействием в достижении отраслевых показателей, финансированием строительства инфраструктуры, осуществлением поставок по перспективным направлениям сбыта, изучением факторов воздействия на реализацию крупнейших проектов, обладающих в силу масштабов большей рентабельностью. В рамках одной страны возможна ситуация, при которой из энергоизбыточных районов углеводороды экспортируются, а из энергодефицитных – импортируются. Это может быть обусловлено не только экономическими причинами, но и взятыми международными политическими обязательствами. Для России подобная ситуация нехарактерна: внутреннее энергообеспечение полностью осуществляется за счет собственных ТЭР, разрабатываются государственные меры по предупреждению их возможного дефицита.

Реализация нефтегазовых проектов может предусматривать законодательное закрепление особых экономических условий в вопросах налогового регулирования, доступа к МСБ и рынкам сбыта, транзита через территорию сопредельных стран. Отдельные участки действующей трубопроводной системы включены в состав более крупных экспортных маршрутов. Это содействует обеспечению энергетической безопасности государства, позволяет укрепить взаимодействия с внутренними и международными институтами, например на базе БРИКС, ЕАЭС, ШОС, с особыми условиями ВТО и др. [4].

Экономически устойчивое развитие национального НГК связано с пониманием внутреннего энергетического спроса, потребностей зарубежных стран и корпораций, учетом их позиций, долгосрочных интересов и перспектив. Отдельные сопредельные государства стремятся развивать собственные энергетические проекты и инфраструктуру независимо от России, заключать долгосрочные экспортные контракты. Множество нефтегазовых компаний занимаются реализацией проектов, расширением кооперационных и интеграционных взаимодействий в отраслях, опосредованно связанных с НГК. Так, экспорт углеводородов по ценам ниже среднемировых может содействовать значительному увеличению товарооборота в прочих хозяйственных сферах, способствует решению социально-экономических и политических вопросов, показывает приоритет стратегических преимуществ над краткосрочной выгодой.

Законодательное обеспечение добычи на истощенных месторождениях с учетом анализа взаимодействий между нефтегазовыми компаниями, особенностей проводимой ими политики в условиях изменения конъюнктуры выступает основой наращивания экономического потенциала связанных отраслей, создания производств и внедрения современных технологий

Законодательное обеспечение добычи на истощенных месторождениях с учетом анализа взаимодействий между нефтегазовыми компаниями, особенностей проводимой ими политики в условиях изменения конъюнктуры выступает основой наращивания экономического потенциала связанных отраслей промышленности, создания производств и внедрения современных технологий. Это позволяет рентабельно осваивать разведанные запасы углеводородов, разрабатывать перспективные участки в отдаленных районах со сложными условиями добычи, нивелировать трансформации на глобальном энергетическом рынке, просчитывать дальнейшие действия экономических партнеров.

Не следует переоценивать значение крупнейших нефтегазовых контрактов для национальной экономики: изменения конъюнктуры, военно-политические факторы, противодействия других стран могут способствовать их расторжению. Альтернативные позиции и противоположные действия участников энергетических отношений должны способствовать повышению энергоэффективности производств, устойчивости к появлению неучтенных рисков, позволяют не допустить разрозненности при проведении национальной нефтегазовой политики. Один из подобных рисков заключается в неисполнении решений, принятых на различных уровнях государственного управления. Последовательность регулирующих действий при практической реализации нефтегазовых соглашений содействует комплексному социально-экономическому развитию регионов. Многие страны не обладают запасами,

достаточными для удовлетворения внутреннего энергетического спроса. Соответственно, с целью снижения собственной зависимости от внешних поставок в условиях контрактов прописываются конкретные меры, механизмы и технологии в рамках различных направлений НГК.

Взаимодействие между участниками нефтегазовых отношений осуществляется в рамках действующего законодательства в соответствии с выбранными принципами, подходами и методами ГР НГК. Его основные направления обсуждаются благодаря использованию ресурсов и возможностей институтов, промышленных и технологических платформ. Следование нормам, предписаниям и распоряжениям профильных органов государственной власти и их подразделений способствует

внесению предложений по совершенствованию их деятельности. Так, происходит перераспределение полномочий и сферы ответственности, корректируются ключевые положения НПА и условия заключенных международных контрактов. Это позволяет воссоздавать утраченные, организовывать новые производственные и инфраструктурные цепочки, связанные в т.ч. с вопросами вертикальной интеграции, координации с прочими отраслями экономики.

Расширение экономических отношений с зарубежными государствами и компаниями в различных регионах, в т.ч. на континентальном шельфе, затрагивает вопросы несоответствия национального законодательства и международных НПА, пересмотра или разрыва в одностороннем порядке заключенных соглашений. В силу того, что лицензионные участки являются предметом правового регулирования, не должно возникнуть территориальных споров за право пользования и распоряжения конкретными участками недр, каждый из которых регулируется в отдельном порядке. Реализация энергетических проектов может требовать принятия правовых актов, направленных на развитие внутренней системы трубопроводов, инфраструктуры в прибрежных нефтегазовых районах, контроль незаконных врезок с помощью современных технологий. Прагматичный государственный подход предполагает создание индивидуальных условий их реализации, установление ответственности участников в случае неисполнения взятых обязательств, содействие развитию металлургической промышленности, направлен на соответствие наивысшим стандартам качества, связывание различных отраслей экономики в единую производственно-сбытовую цепь [8].

Долгосрочные приоритеты экономически устойчивого развития НГК

Российские компании активно покупают активы, наращивают экономический потенциал и присутствие на зарубежных рынках, осуществляют взаимодействие

с иностранными предприятиями и местными органами власти, определяющими условия вхождения в нефтегазовые проекты, их финансирования и распределения прибыли на долевой основе. В свою очередь, транзитные поставки сопредельных государств через территорию России осуществляются через внутреннюю систему трубопроводов, первоначально сформированную в качестве единой в масштабах бывшего СССР [6].

Уникальная транспортная развязка на стыке Европы и Азии, соединяющая нефтегазовые потоки, обеспечивает внутренние потребности в углеводородной продукции по приемлемым обоснованным ценам. Открытие новых месторождений в различных регионах, их ввод в промышленную эксплуатацию, внедрение новейших российских технологий, доля которых на внутреннем рынке значительно увеличилась в условиях антисанкционной политики, учитывает дополнительные меры государственной поддержки, направленные на повышение инвестиционной привлекательности НГК. Извлечение нефти должно не подрывать дебиты скважин, а быть рассчитанным на наиболее длительный срок эксплуатации месторождений с учетом постоянной корректировки разведанных объемов запасов.

При реализации нефтегазовых проектов следует учитывать заинтересованность зарубежных участников энергетического и финансового секторов экономики, которая может проявляться не только в обеспечении приемлемой нормы прибыли на вложенный капитал, но и получении права собственности над месторождениями и российскими предприятиями. Ограниченность запасов углеводородов предполагает ориентированный на максимизацию стратегических преимуществ подход к их освоению, добыче и распределению. ТЭБ государства должен отражать устойчивость к различным форс-мажорным факторам, устранение в кратчайшие сроки их последствий. Условия экспортных контрактов на поставку углеводородов и продукцию их переработки – отвечать национальным интересам, вытекать из существующей конъюнктуры. Это возможно достигнуть при обеспечении надежности поставок, исполнении

обязательств сторонами, их ответственности, в т.ч. по срокам, объемам экспорта, качеству продукции.

Анализ потребительского рынка, стратегических программ энергетических предприятий, их финансового состояния, минерально-сырьевых запасов, решения инфраструктурных вопросов центров производства и потребления позволяет проводить скоординированную работу между органами государственной власти, выполняющими контрольную функцию, и субъектами законодательной инициативы. Взаимовызывание долгосрочных и тактических положений нефтегазовой политики предполагает органичное сочетание НПА различных государственных ведомств. Законодательное закрепление места и роли НГК в структуре национальной экономики охватывает весь комплекс регулирующих действий и процессов, содействует стабильному и предсказуемому налогообложению. Разработка отраслевых норм и регламентов отражает полноту факторов воздействия, особенности экономических и административных методов нефтегазовой политики, конкретные действия и механизмы, отсутствие неурегулированных аспектов и правовых пустот с возможностью различных юридических толкований, установление сроков реализации проектов и ответственности исполнителей за нарушение технологических процессов. В силу того, что контрольный пакет акций множества нефтегазовых компаний находится на государственном балансе, особое внимание уделяется процессу перехода прав собственности на участки недр.

Прагматичное задействование имеющихся в распоряжении сырьевых, инфраструктурных и географических возможностей позволяет оказывать воздействие на глобальные энергетические процессы. Строительство маршрутов нефтегазопроводов и их ответвлений в новые регионы сопряжено с расширением пропускной способности существующих энергетических потоков, разработкой и сравнением альтернативных вариантов, способствует увеличению промышленного производства. Масштабы программы газификации

страны учитывают, что отдаленные, северные районы, а также некоторые субъекты Федерации с преобладанием других источников потребления энергии в структуре регионального ТЭБ нецелесообразно полностью переводить на газоснабжение: значительно рентабельнее осуществлять завоз энергоносителей, учитывая структуру внутреннего спроса.

Переработка углеводородов связана с уровнем развития инфраструктуры: расширение промышленных мощностей направлено на увеличение объемов производства, позволяет обеспечить доступ к новым регионам и рынкам сбыта, получить административные, финансово-инвестиционные и социальные преимущества

Это относится, например, к Кемеровской области, которая потребляет уголь собственного производства. Тем не менее одним из трендов в российской энергетике выступает повышение уровня ее экологичности благодаря увеличению потребления природного газа и глубины переработки нефтепродуктов [3, 12].

Значимость транзитных стран для поставщиков и сопредельных регионов заключается в распоряжении объектами инфраструктуры (порты, терминалы, нефтегазохранилища, различные виды транспортных сообщений), задействовании институциональных возможностей, заключении международных договоров, энергетических контрактов. Постоянное проведение мониторинга объектов инфраструктуры, их загрузки, объемов и ассортимента продукции позволяет выявлять закономерности на внешних энергетических рынках, исследовать динамику потребностей в углеводородах, возможности строительства перерабатывающих производств, создания рабочих мест, исполнения взятых социальных обязательств по развитию регионов, расширения взаимодействий с поставщиками оборудования и развития высокотехнологических направлений. Это обеспечивает высвобождение мощностей, увеличение нефтегазовых

доходов бюджета, появление дополнительных инвестиционных ресурсов предприятий.

Увеличение транзита углеводородов через территорию России связано с расширением транспортных маршрутов с сопредельными странами, внутренним энергообеспечением, строительством и прокладкой новых ответвлений трубопроводов, сокращением связующих звеньев

между субъектами нефтегазовой деятельности, снижением рисков одностороннего изменения и разрыва энергетических контрактов. Это способствует осуществлению совместных предприятий, перспективных энергетических проектов, соединяющих центры добычи с потребителями. Переработка углеводородов взаимосвязана с уровнем развития инфраструктуры: расширение промышленных мощностей направлено на увеличение объемов производства, позволяет обеспечить доступ к новым регионам и рынкам сбыта,

Монопольное положение энергетических корпораций призвано обеспечить потребности населения и предприятий, выполнение социальных обязательств, а не выступать барьером при реализации государственных целей и задач

приобрести административные, финансово-инвестиционные и социальные преимущества.

Анализ мирового нефтегазового рынка, внутреннего энергетического спроса, товарооборота и объемов поставок по различным маршрутам, технологического состояния трубопроводной системы характеризует множество связанных показателей функционирования НГК. Структура региональных ТЭБ и экспортных рынков сбыта позволяет предупредить возможный

энергодефицит в отдельных районах, уточнить ход реализации действующих проектов, заключить новые соглашения в различных сегментах НГК.

Отдельные приграничные государства реализуют собственные экономические задачи исключительно за счет транзита российских энергоресурсов. Это предоставляет дополнительные возможности двустороннего экономического и административного давления по различным направлениям. Регулирование количества государственных и частных предприятий в структуре различных сегментов нефтегазового производства содействует укреплению отраслевой конкуренции, развитию относительно небольшого количества компаний. Монопольное положение энергетических корпораций призвано обеспечить потребности населения и предприятий, выполнение социальных обязательств, а не выступать барьером при реализации государственных целей и задач. Оно находит выражение в показателях экспорта, заключенных контрактах, совершенствовании недропользования, получении доступа к инфраструктуре и институциональным возможностям, реализации направлений устойчивого развития. Накопленный экономический эффект является показателем, характеризующим технологический и инвестиционный

потенциал НГК, в т.ч. в рамках взаимодействий между российскими и иностранными нефтегазовыми компаниями.

Одной из задач нефтегазотранспортной системы выступает соединение внутренних районов и экономически перспективных зарубежных рынков сбыта с учетом особенностей реализации энергетических проектов, условий строительства, технологического обслуживания трубопроводов

и обновления инфраструктуры. Отдельные проекты могут быть не реализованы по экономическим и политическим причинам: это относится, например, к разработке уникального Штокмановского месторождения на арктическом шельфе или невозможности строительства газопроводов в Европу в результате действий Украины и диверсий зарубежных стран. Увеличение экономической отдачи от совместных проектов в НГК и связанных отраслях с участием зарубежных инвесторов возможно благодаря расширению торгово-экономических взаимодействий, учету рисков изменения политической ситуации. При неблагоприятной рыночной конъюнктуре сроки введения в промышленную эксплуатацию данных проектов могут быть отложены. Россия выступает ведущим экономическим партнером для зарубежных государств и предприятий, что также открывает дополнительные возможности устойчивого развития НГК [6, 9].

Совместные действия государства и предприятий направлены на ускорение сроков реализации энергетических проектов, обеспечение их выхода на проектную мощность за счет мобильности, быстрой адаптации к изменениям, роста рентабельности производств. Заинтересованность иностранных корпораций проявляется в расширении взаимодействий с отечественными компаниями в условиях санкционной политики. Отдельные риски возможно предупредить за счет учета интересов участников энергетического рынка; в частности, это относится к странам, через территорию которых осуществляется транзит российских углеводородов. Прибыль от реализации совместных проектов может быть выражена в справедливом распределении доходов при долевым участии или фиксированном выражении, заключаться в увеличении товарооборота, предоставлении различных административных преференций и экономических льгот.

Отсутствие фиксированного курса национальной валюты и свободное ценообразование на продукцию НГК для внутреннего потребителя могут привести к резким инфляционным процессам, при этом способствовать заключению контрактов в связанных

отраслях экономики. Расширение внешнеторговой деятельности российских нефтегазовых предприятий экономически обосновано в условиях относительно слабой национальной валюты и необходимости увеличения экспортной выручки. Это позволяет в большей степени задействовать инвестиционный, кадровый и технологический потенциал.

Следует предусмотреть ответные меры на противодействие со стороны зарубежных государств в отношении практической реализации нефтегазовых проектов. Ими могут выступать экономические преимущества, а не административные санкции: потребители, в т.ч. транзитеры, предпочитают

Усиление энергетической зависимости зарубежных стран от России благоприятствует укреплению внешнеэкономических и административных взаимодействий, направлено на повышение устойчивости НГК, обеспечивает синергетический эффект.

закупать углеводородную продукцию высокого качества по приемлемым или льготным ценам у надежных поставщиков. Предложения сторонних производителей, предлагающих цены выше рыночных, расходятся с национальными интересами и долгосрочными задачами. При этом значимым фактором выступают личные интересы руководителей государств и корпораций.

По территории нескольких приграничных государств проходят трубопроводы, связанные с реализацией нефтегазовых проектов без участия России. Данные проекты заключаются в разработке месторождений, финансируемых за счет международных организаций, членом которых Россия не является, направлены на экономическое противодействие. Разрешение значимых отраслевых вопросов заключается в осуществлении проектов, связанных с энергообеспечением множества потребителей, определении новых маршрутов поставок, урегулировании взаимоотношений с различными институтами, в т.ч. экологической сфере. Реализация нефтегазовых проектов связана

со значительными экологическими рисками, возможностью нанесения ущерба окружающей среде. Опыт в истории российского НГК включает разработку сахалинских проектов в 1990-е гг., угрозы их срыва в результате недостатка источников финансирования, невыполнения другими участниками обязательств.

Создание совместных предприятий правительством РФ и отечественными нефтегазовыми корпорациями для реализации стратегически значимых проектов связано с расширением экспорта продукции глубокой переработки, строительством промышленных производств, увеличением товарооборота в ТЭК. Усиление энергетической зависимости зарубежных стран от России благоприятствует укреплению

внешнеэкономических и административных взаимодействий, направлено на повышение устойчивости НГК, обеспечивает синергетический эффект. Устранение межведомственных противоречий, последствий искусственных внешних барьеров и экономического шпионажа иностранных предприятий позволяет расширить комплекс проводимых энергетических мероприятий. В силу того, что зарубежные страны и корпорации используют сложившиеся условия для отстаивания собственных интересов, следует выделить риски изменения конъюнктуры, недопустимость внешнего воздействия при решении внутренних вопросов НГК, в частности сделанных политических заявлений, извлекать преимущества из непрофессиональных действий, усугубления противоречий в рамках отдельных направлений [11, 13].

Взаимодействия крупнейших производителей и потребителей углеводородов оказывают непосредственное воздействие на национальный НГК; в отдельных случаях они не могут быть спрогнозированы на долгосрочную перспективу.

В частности, это относится к осознанному противодействию и совместным мерам зарубежных стран, направленным в т.ч. на дестабилизацию экономической ситуации в России и на внутреннем энергетическом рынке; одной из задач ГР выступает их своевременное предупреждение. Фактически торгово-экономические отношения накладываются на комплекс социальных связей, ретроспективно характеризующих глубину взаимодействий. Например, в СНГ повсеместно распространена практика трудоустройства местных граждан в России, а в странах Аравийского полуострова – финансовой поддержки и выплат населению; подобные меры воздействуют на социально-экономическую ситуацию и развитие внутренних проектов.

В основу долгосрочного развития и устойчивости национальной экономики закладываются стабильно функционирующие бюджетно-налоговая система и финансово-инвестиционная платформа. В силу того, что НГК является ключевой отраслью во множестве зарубежных стран, на государственном уровне уделяется внимание политике распределения нефтегазовых доходов бюджета и прибыли иностранных корпораций, стимулированию внутренних источников развития. При этом инвестиции в нефтегазовые проекты могут быть не только масштабными, но и точечными.

Заключенные контракты должны быть адекватны экономическому потенциалу, финансовому состоянию, административным возможностям сторон. Следует учитывать ситуацию, аналогичную выдаче в 2013 г. Украине кредита в размере 3 млрд долл. и последующего отказа от выплат, проанализировать юридическую практику зарубежных государств, уровень их правового развития, изменения и пробелы в нефтегазовых НПА, производить мониторинг платежеспособности предприятий и населения. Жесткий контроль за финансовыми обязательствами предусматривает обеспечение регулярных поступлений, отсутствие злоупотреблений, неоплаченных задолженностей за поставку углеводородов, ответственность за срыв сроков платежей.

Выстроенная экономическая платформа органично сочетает

различные отрасли и комплексы промышленного производства. Излишняя конкуренция между предприятиями может возникнуть ввиду изменения рыночной конъюнктуры или административных барьеров. Для разрешения ряда отраслевых вопросов необходима жесткая государственная позиция: она может быть выражена в функционировании различных институтов, создании комиссий, подотчетных о результатах деятельности, принятии решений и их практической реализации. Нефтегазовые проекты осуществляются в условиях административных факторов, в отдельных случаях – переориентируются на новые направления, комплексные стратегические взаимодействия в связанных отраслях промышленности.

Принятие выверенных мер к разработке льготных режимов налогообложения и экспортному ценообразованию основано на объективных критериях и справедливых механизмах их формирования, анализе долгосрочных экономических и административных преимуществ, состояния промышленности, возможных структурных перекосов. Подобная практика не может быть повсеместной; прозрачность механизмов государственной поддержки обеспечивает доверие населения и предприятий к принимаемым мерам регулирования в других отраслях экономики, обуславливает задействование институциональных ресурсов и возможностей компаний из различных сегментов. ГР НГК предусматривает меры противодействия деструктивным решениям западных стран и политическим противоречиям: ужесточение условий нефтегазовых контрактов включает их возможное расторжение, сворачивание прочих совместных проектов, преимущественно нерентабельных, долгосрочное повышение цен. Использование системы сдержек и противовесов при решении значимых отраслевых вопросов связано с изучением исходных причин формирования возникающих ситуаций, привлечением ведущих специалистов и экспертов.

Совершенствование законодательной базы НГК, преодоление различных толкований НПА возможно при развитии

институциональной платформы, снятии административных барьеров, реализации крупных энергетических и инфраструктурных проектов, осуществляемых при непосредственном участии или контроле со стороны государства. Соответствие методов, форм и инструментов ГР комплексному внедрению цифровых технологий содействует экономическому становлению нефтегазовых предприятий. Разработка государственных мер и механизмов по достижению долгосрочных ориентиров также взаимосвязана на региональном уровне.

Устойчивое развитие НГК происходит в результате совместных действий и экономической заинтересованности участников топливно-энергетического рынка, обеспечивающих скорейший переход на качественно новый уровень развития производства. Инициатива реализации нефтегазовых проектов может исходить не только от предприятий, но и непосредственно от государства. Ее поощрение в виде поддержки проведения дополнительных ГРР, геологического изучения и освоения перспективных участков, совокупности регулирующих действий, складывающихся из отдельных решений и мероприятий, приводят к качественным макроэкономическим изменениям [5, 7].

Крупные нефтегазовые контракты, при наличии экономических и административных рычагов реализации, способны обеспечить социально-экономическое развитие регионов. Российские предприятия заключают их напрямую с органами власти в районах базирования: в странах СНГ, Европы, Восточной Азии, Центральной и Южной Америки, Африки, Ближнего Востока. Уникальный опыт и компетенции отечественных специалистов, комплексный охват множества регионов и предложение оптимальных условий обеспечивают подписание новых соглашений, дополнительные доходы государственного бюджета. Сведение правовой платформы государств-участников к единому основанию обеспечивает ускорение сроков реализации проектов, преодоление различных рисков.

Совместные нефтегазовые предприятия могут затрагивать как несколько сегментов НГК, например

добычу и транспортировку, так и полный производственный цикл. Скоординированные действия предприятий и стран, на территории которых реализуются проекты, могут предполагать участие исключительно в качестве объекта капиталовложений. Значительный интерес проявляют предприятия из IT-сектора, электроэнергетики, иных отраслей промышленного производства. Подобная практика распространяется и на Россию, хотя первоочередное признание получила на зарубежных рынках. Отечественные предприятия заинтересованы в прямых поставках углеводородов иностранным потребителям, а также их реэкспорте из стран, проходящем транзитом через территорию России. Данным направлением занимаются несколько национальных компаний; здесь возможно принятие новых НПА с учетом зарубежного опыта ГР. В качестве формы взаимодействия выступает создание совместных предприятий с участием нескольких государств [1, 10].

Контрольная функция ГР связана с комплексным развитием производств во всех сегментах НГК, их вертикальной интеграцией. Органы управления предприятий ответственны не только за распределение прибыли, но и за социально-экономическое развитие регионов, сохранение и улучшение экологической ситуации. Функционирование нефтегазовых производств не должно сдерживаться ограничениями, связанными с доступом к перерабатывающим мощностям и системе транспортировки, в т.ч. в рамках экспортных поставок. Естественный ход развития национального НГК был связан с разрывом мирохозяйственных связей, приватизацией предприятий и месторождений. В ряде случаев государственные решения были нецелесообразны, принимались исходя из необъективных экономических критериев. Соответственно, на современном этапе предприятия стремятся своевременно предусмотреть финансовые ресурсы для технологического переоснащения и модернизации объектов производства и инфраструктуры.

Регулирующее воздействие на внутренние процессы в НГК не должно быть излишним, подрывать устойчивость его

функционирования, в значительной мере влияя на принимаемые управленческие решения. Следует осторожно подходить к оказанию финансовой или иной поддержки со стороны зарубежных правительств и институтов. Своей целью она предусматривает получение преференций в других секторах экономики, приобретение контроля над предприятиями и месторождениями, дестабилизацию политической и экономической ситуации, усложнение или разрыв

На структуру национального ТЭБ влияют рост внутреннего потребления и экспорта природного газа, разработка новых провинций и месторождений, освоение рынков сбыта углеводородов, принятие государственных и корпоративных решений, а также иные объективные причины развития НГК

взаимодействий с энергетическими партнерами, риски неисполнения контрактов и взятых обязательств, направлена на уязвимые позиции стратегических и относительно неустойчивых компаний. Страны СНГ обладают совместной с Россией нефтегазовой инфраструктурой с периода СССР; до отдельных внутренних районов поставки продолжают осуществляться автомобильным транспортом. На перевалочных пунктах в режиме реального времени производится их мониторинг и контроль объемов в разрезе видов, направлений следования и предприятий-экспортеров. Корректировка объемов экспортно-импортных операций влияет на проводимую государством нефтегазовую политику, законодательное обеспечение ее различных направлений. Доля предприятий в структуре экспорта может существенно измениться в течение короткого периода. Это обусловлено заключением контрактов, исполнением обязательств, изменением объемов поставок,

реорганизацией компаний и их структурных подразделений. В свою очередь, страны-импортеры стремятся расширить направления и виды поставок, развивать альтернативные способы получения энергии, осуществляют строительство внутренних производств.

Система контроля и оценки деятельности органов ГР НГК, исполняющих организующие функции, направлена на определение и достижение в обозначенные сроки целей и задач устойчивого развития, их дальнейшую корректировку, извлечение максимального экономического эффекта из любых условий конъюнктуры, воздействие на макроэкономические и отраслевые процессы. Практической реализации НПА способствуют

справедливые институты правовой и судебной системы, недискриминационный доступ предприятий к созданным ими возможностям, проработка вопросов недропользования. Их изменения должны быть продиктованы объективной действительностью, а не интересами отдельных предприятий, предусматривают устранение излишних временных лагов при принятии и исполнении регулирующих решений; например, некоторые из них могут быть признаны утратившими юридическую силу [16].

Выводы и рекомендации

На структуру национального ТЭБ влияют рост внутреннего потребления и экспорта природного газа, разработка новых провинций и месторождений, освоение рынков сбыта углеводородов, принятие государственных и корпоративных решений, а также иные объективные причины развития НГК. Проводимая реформа органов государственного управления и последующая корректировка механизма ГР НГК осуществляются сообразно политическим изменениям, экономическим и технологическим преобразованиям.

Государством определяется доля участия в акционерном капитале крупнейших компаний в НГК и связанных сегментах экономики, осуществляется их

прямое подчинение и координация правительством РФ в лице ответственных министерств и ведомств посредством участия его представителей в работе советов директоров и правлений. Опыт Третьего энергетического пакета ЕС показал разделение по отраслям, когда собственником одного проекта могут выступать несколько компаний. При этом как монополии, так и конкуренция в различных сегментах НГК призваны обеспечить долгосрочное повышение его эффективности. На особом государственном контроле находятся вопросы функционирования ПАО «Газпром» и ПАО «Транснефть», прокладки экспортных магистралей углеводородов и развития энерготранспортных артерий, соединяющих различные регионы.

Законодательная проработка совместного освоения нефтегазовых проектов содействует обеспечению регионов экономически рентабельной и экологически чистой энергией, разрешению экспортных вопросов. ГР внутреннего ценообразования на углеводороды позволяет предотвратить их необоснованное завышение в системе распределения, содействует повышению устойчивости национальной экономики. Государственный контроль поставок углеводородов в регионы со сложной военно-политической и финансово-экономической ситуацией осуществляется с учетом степени износа транспортных магистралей. Получение промышленных заказов на строительство и прокладку трубопроводов позволяет увеличить объемы нефтегазового производства, создавать совместные предприятия в зарубежных странах.

Понимание структуры собственников и конечных бенефициаров нефтегазовых компаний проистекает из степени участия в них иностранного капитала. Предприятия, деятельность которых подотчетна государству, обычно выполняют комплекс различных функций, что в определенной степени обеспечивает устойчивость экономики. Зарубежные страны определяют поставщиков энергоносителей, объемы внутреннего энергопотребления, что находит отражение в структуре ТЭБ.

Производители и потребители углеводородов обладают определенными полномочиями и обязанностями. Одна из задач ГР НГК сводится к принятию мер по ликвидации внутреннего долга для населения и предприятий, а также внешнего – за поставку углеводородов. Тем не менее для ускорения темпов роста в ряде рыночных вопросов НГК осуществляется экономическое саморегулирование.

Возможным следствием сбоев в работе нефтегазотранспортной системы приграничных стран выступает нарушение функционирования национальных экономик, срыв контрактов, разрушение хозяйственных связей в результате задолженностей по оплате. Отдельные участники энергетического рынка перестают функционировать в качестве самостоятельных юридических лиц. Различные способы и направления поставок способствуют развитию транспортной инфраструктуры, выводу российской продукции на новые рынки сбыта. Приграничные страны заинтересованы в увеличении транзита углеводородов через собственную территорию. Это выступает элементом обеспечения их энергетической безопасности, способствует дополнительным бюджетным поступлениям, появлению новых экономических возможностей, развитию промышленных производств, объектов энергетической инфраструктуры, системы хранения и сбыта продукции, увеличению загрузки внутренних резервов и мощностей. Мониторинг технологического состояния системы хранения актуален при ликвидации возможного дефицита топлива, в особенности в период пиковой загрузки.

Разрыв политических отношений и экономических связей с множеством западных стран способствовал задействованию промышленных и технологических резервов, ресурсного и географического потенциала роста, отразился на состоянии национальной экономики и социальной сферы. Строительство транспортной инфраструктуры в труднодоступных районах при прокладке нефтегазовых маршрутов, обеспечивающих энергией новые внутренние регионы, направлено на улучшение технологической

надежности трубопроводов, обеспечение экологической безопасности. Применение новейших технологий позволяет осуществлять рентабельную разработку наиболее сложных залежей, планомерно вводить в промышленную эксплуатацию крупные энергетические проекты с последующей реализацией продукции на рынках сбыта [14]. ●

Литература

1. Алекперов В.Ю. Нефть России: прошлое, настоящее и будущее / В.Ю. Алекперов. – М.: Креативная экономика, 2011. – 432 с.
2. Брагинский О.Б. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О.Б. Брагинский, К.Н. Милонидов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 424 с.
3. Бушуев В.В. Евразийская энергетическая цивилизация. К вопросу об «энергии будущего» / В.В. Бушуев [и др.]. – М.: Энергия, 2017. – 208 с.
4. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
5. Дементьев В.Е. Технологическое развитие и структурные изменения в экономике / В.Е. Дементьев // *AlterEconomics*. – 2022. – Т. 19. – № 1. – С. 116–130.
6. Жизнин С.З. Энергетическая дипломатия России: экономика, политика, практика / С.З. Жизнин. – М.: Ист Брук, 2005. – 638 с.
7. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. – Новосибирск: Наука, 2015. – 147 с.
8. Конторович А.Э. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации / А.Э. Конторович, Л. В. Эдер // *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*. – 2015. – № 5. – С. 8–17.
9. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России / А.А. Макаров // *Проблемы прогнозирования*. – 2020. – № 1. – С. 71–87.
10. Мартынов В.Г. Природный газ – основа устойчивого развития мировой энергетики / В.Г. Мартынов [и др.]. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2021. – 173 с.
11. Мастепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях / А.М. Мастепанов // *Энергетическая политика*. – 2017. – № 1. – С. 20–37.
12. Ресурсные регионы России в «новой реальности» / под ред. В. В. Кулешова. – Новосибирск: ИЗОПП СО РАН, 2017. – 308 с.
13. Телегина Е.А. Новое измерение глобальной энергетической безопасности / Е.А. Телегина // *Мировая экономика и международные отношения*. – 2015. – Т. 59. – № 11. – С. 5–16.
14. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
15. Эволюция мировых энергетических рынков и ее последствия для России / под ред. А.А. Макарова, Л.М. Григорьева, Т.А. Митровой. – М.: ИИЭИ РАН, АЦ при Правительстве РФ. – 2015. – 400 с.
16. Энергетика Евразии: новые тенденции и перспективы / отв. ред. С.В. Жуков. – М.: ИМЭМО РАН, 2016. – 186 с.

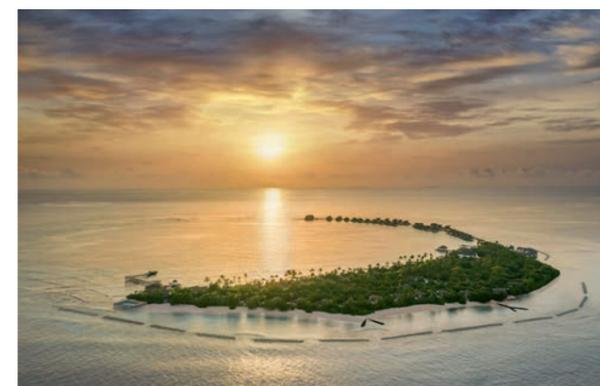
KEYWORDS: state regulation, oil and gas complex, industry, hydrocarbon resources, digital technologies, economic integration, national security, energy sustainability.

СТАНЬТЕ БЛИЖЕ Идеальный отпуск для всей семьи в JW Marriott Maldives Resort & Spa



Провести время с самыми близкими и одновременно побыть наедине с собой – вот формула идеального отдыха, воплощенная отелем JW Marriott Maldives Resort & Spa.

Этот курортный спа-отель, расположенный на живописном острове Мальдивского архипелага Вагару и окруженный теплыми водами Индийского океана, предлагает своим гостям на выбор 60 пляжных вилл, в которых можно понежиться в собственном бассейне, сделать потрясающее фото на фоне восходящего солнца или любоваться закатом с просторной террасы. А личный дворецкий позаботится о том, чтобы ваш отдых не нарушался мелкими хлопотами.



JW Marriott Maldives Resort & Spa, закрепивший за собой репутацию одного из лучших семейных курортов, предлагает тем, кто путешествует всей семьей, или отправился в романтическое путешествие, роскошные двухуровневые виллы с видами на океан. Вы можете выбрать одну из 12 надводных вилл Duplex Overwater Pool Villa площадью 274 кв.м с просторным частным бассейном и выходом в лагуну. Или одну из 13 тропических вилл Duplex Beach Pool Villa площадью 285 кв.м с двумя спальнями – главной и спальней с двумя отдельными кроватями, а также отдельными ванными комнатами и гостиной, идеально подходящую для всей семьи.



Комфорт, создаваемый интерьерами вилл, мягким золотым песком и теплыми водами лагуны, дополнен массой развлечений, не оставляющих равнодушными взыскательных путешественников.

Самых маленьких гостей отеля ждет огромный пиратский корабль, бассейн и творческие зоны в детском клубе JW Little Griffins Kids Club. Юных исследователей, без сомнения, завлечет новая программа, посвященная заботе об окружающей среде, благодаря которой, ребенок в игровой

форме узнает об экосистеме острова и защите окружающей среды. Программа включает прогулку по саду, сбор овощей и фруктов и приготовление из них оригинальных блюд на кухне. Участвуя в этом развлечении вместе, взрослые могут не только освоить навыки кулинарного искусства местной кухни, но и получить прекрасную возможность стать ближе со своими детьми.

Ребятам постарше тоже не придется скучать. Подростки найдут тех, кто разделяет их интересы в клубе Teen Lounge. Там можно играть в компьютерные игры, сразиться на бильярде и весело провести время со сверстниками.

Пока дети развлекаются в созданном специально для них фантастическом мире, взрослые получают возможность уделить время себе и посетить спа-центр Spa by JW. Фирменная пятидесятиминутная процедура на двоих Ultimate Aromatherapy сблизит вас еще больше.



Активный или расслабляющий отдых невозможен без гастрономических радостей. Рестораны отеля JW Marriott Maldives Resort & Spa предлагают своим гостям настоящее путешествие по кухням мира.

Ресторан на пляже Aailaa с потрясающими видами на океан предложит блюда мальдивской и интернациональной кухни. Ресторан у бассейна Fiamma – итальянские блюда, расположившийся под кронами пальм ресторан Kaashi порадует ценителей тайской кухни, а водный ресторан Hashi – тех, кто неравнодушен к японской кухне. Гурманы оценят блюда на гриле из морепродуктов и мяса в ресторане Shio и изысканные сочетания индийской и западной кухни в ресторане Riha.



Если после насыщенного дня вы захотите уединиться на вилле, то всегда сможете заказать туда доставку любимых блюд.

В отеле JW Marriott Maldives Resort & Spa продумали все до мелочей, чтобы каждый гость увез с собой незабываемые впечатления.

КРАСНАЯ КНОПКА СВАРЩИКА

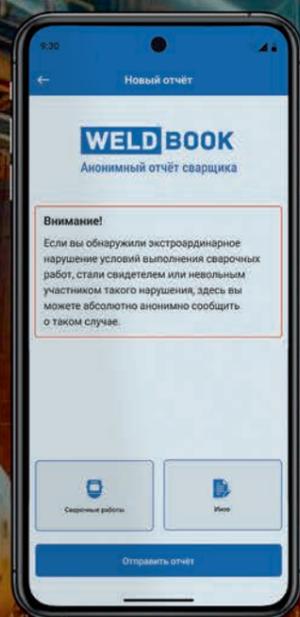
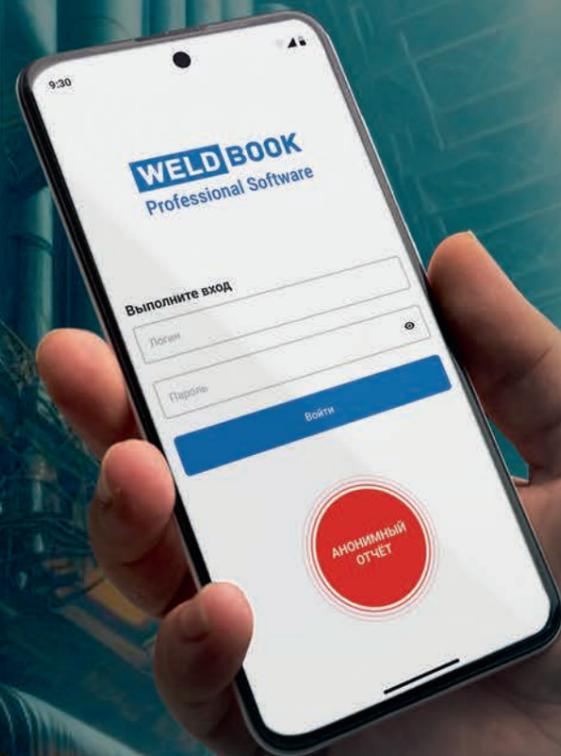
Операционный контроль за соблюдением технологического процесса – важная составляющая мониторинга качества сварочного производства на опасных промышленных объектах. Зачастую этому процессу не уделяется должное внимание со стороны организатора сварочного производства. Эта функция, как правило, делегирована линейному или полевому инженерно-техническому персоналу, а в реальности мы часто слышим, что в качестве сварки виноват сварщик. Не обеспечил себе рабочее место, не соблюдал режимы, не уследил за подготовкой сварного соединения и многое другое. Все напоминает анекдот про команду гребцов на лодке, где пять директоров и один гребец наказаны за плохие результаты в гонке. В жизни инженерный состав сварочного производства часто игнорирует и операционный контроль, и создание необходимых условий труда для сварщика.

Уже сегодня WELDBOOK обновляет свое мобильное приложение контроля качества сварки и предоставляет сварщику возможность отправки анонимного отчета о каком-либо несоответствии или нарушении условий труда и нарушении технологического процесса сварки.

Анонимность такой функции позволяет сварщику избежать возможного третирования со стороны ответственных сотрудников работодателя, а специалисты информационного центра WELDBOOK тщательно анализируют поступившие запросы и направляют их непосредственно высшему руководству работодателя, прилагая рекомендации по устранению несоответствий.

Таким образом, простой и понятный всем инструмент работает исключительно на повышение качества сварки на ответственных производствах и предоставляет руководству предприятий быть в курсе тягот и невзгод рабочего-сварщика, чья профессия, ее развитие, численность и компетентность удостоивается внимания не только руководителей крупных корпораций нефтегазохимической отрасли, но и высшего руководства Российской Федерации. **WB**

Любой сварщик может скачать приложение на weldbook.ru



+7 831 429 07 07
www.weldbook.ru
wb@weldbook.ru

РЕКЛАМА

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

А. Миллер: доля СПГ на мировом рынке газа достигла 30%. Больше она меняться не будет

В октябре 2014 г. глава Газпрома А. Миллер заявил, что доля СПГ на мировом рынке газа достигла 30% и больше она меняться не будет, а роль США будет ограничена из-за недостаточной обеспеченности собственными ресурсами природного газа.



• Комментарий Neftegaz.RU

Последующее за этими прогнозами десятилетие ознаменовалось ростом международных поставок газа на 27%, при этом развитие международной торговли газом происходило в основном за счет СПГ.

В 2021 г. объем международных поставок газа превысил 1,2 трлн м³, поставки СПГ продолжают расти. Так, за 2000–2021 гг. объем торговли СПГ вырос в 3,7 раза. В результате доля СПГ в структуре мирового экспорта газа составила 42%.

Что касается газовых запасов США, минэнерго страны оценивает доказанные резервы в 19,7 трлн м³, американские компании планируют наращивать производство, но эти прогнозы ниже роста экспорта, по данным EIA, производство газа в стране вырастет на 180–200 млн м³ к 2030 году.



Строительство газоконденсатного завода на Таймыре обойдется Норникелю более чем в 100 млн долларов

В октябре 2014 г. Норникель оценил более чем в 100 млн долл. строительство газоконденсатного завода на Таймыре, где компания ведет разработку четырех месторождений – Пеляткинского, Северо-Соленинского, Южно-Соленинского ГКМ и Мессояхского газового месторождения.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2020 г. о планах построить крупнейший СПГ-проект на Таймыре заявила Роснефть. В 2023 г. принят закон, разрешающий экспорт СПГ с участков, расположенных севернее 67-го градуса северной широты, под действие которого попадают, в частности, месторождения НК Роснефть. Речь идет о реализации проекта «Таймыр СПГ» мощностью 35–50 млн тонн, который компания намерена запустить в 2030–2035 годах. Что касается планов Норникеля, то в том же 2023 году появилась информация, что компания инвестирует более 100 млрд руб. в резервуарное хозяйство на Таймыре.

Газпром может отказаться от проекта «Владивосток СПГ»

В октябре 2014 г. глава Газпрома А. Миллер сообщил, что компания рассматривает возможность отказа

от проекта «Владивосток СПГ» в пользу строительства МГП для поставки трубопроводного газа на экспорт. В случае принятия такого решения объемы газа, которые предусматривались для поставки на завод, будут направлены в Китай.

• Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня Газпром планирует строительство двух СПГ-заводов стоимостью 4 млрд долл. – «Черноморск СПГ» и «Владивосток СПГ». Проект «Владивосток СПГ» находится на прединвестиционной стадии. Газ на предприятие будет поступать с двух месторождений: Киринского, запасы которого оцениваются в 100 млрд м³ и Южно-Киринского с ресурсом 600 млрд м³. Завод будет поставлять газ в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, а также для бункеровки российских морских судов.



Сжижение газа будет производиться по немецкой технологии, представляющей многостадийный процесс на смешанном хладагенте, либо посредством еще не апробированной двухконтурной технологии Газпрома. ●

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОСЕТЕВОГО АНАЛИЗА

Пурицкис Янис Валдисович
специалист

Пурицкис Илья Владимирович
специалист

ООО «Тюменский
нефтяной научный
центр»

ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОСЛЕ ПЕРИОДА ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН ИЗ-ЗА НЕХВАТКИ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ ПЕРЕХОДЯТ НА МЕХАНИЗИРОВАННЫЕ СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ОДНИМ ИЗ ТАКИХ ВАРИАНТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗЛИФТНОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ. ПРИ ГАЗЛИФТНОМ СПОСОБЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ДЛЯ НАИБОЛЬШЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕОБХОДИМО ПОДОБРАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЙ ОБЪЕМ ГАЗА. СУЩЕСТВУЕТ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЕ ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ, КОТОРОЕ СПОСОБНО ПРИ ПОМОЩИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ОПРЕДЕЛЯТЬ ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ, НО У НЕГО ЕСТЬ РЯД ОГРАНИЧЕНИЙ, ТАКИЕ КАК ВОЗМОЖНОСТЬ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ВСЕХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ВОЗМОЖНОСТЬ ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕГО ОБЪЕМА ГАЗЛИФТА МЕЖДУ ВСЕМИ СКВАЖИНАМИ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБЩЕЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ИССЛЕДОВАТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ СОЗДАНИЯ МЕТОДИКИ И ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ И ВОЗМОЖНОСТИ РЕШЕНИЯ ПОЛНОЙ КОМБИНАТОРНОЙ ЗАДАЧИ

DEVELOPMENT OF OIL FIELDS AFTER THE PERIOD OF NATURAL FLOW WELLS OFTEN REQUIRES SWITCHING TO ARTIFICIAL LIFT METHODS TO ENHANCE OIL PRODUCTION DUE TO THE DEPLETION OF RESERVOIR ENERGY. ONE SUCH METHOD IS THE USE OF GAS LIFT TECHNOLOGY. IN GAS LIFT WELL OPERATIONS, IT IS CRUCIAL TO SELECT THE OPTIMAL VOLUME OF GAS FOR MAXIMUM EFFICIENCY. SPECIALIZED SOFTWARE EXISTS THAT CAN USE MATHEMATICAL CALCULATIONS TO DETERMINE THE OPTIMAL OPERATING MODE. HOWEVER, IT HAS CERTAIN LIMITATIONS, SUCH AS THE ABILITY TO OPTIMIZE THE PERFORMANCE OF ALL WELLS IN THE FIELD AND TO REDISTRIBUTE THE TOTAL GAS LIFT VOLUME AMONG ALL WELLS TO INCREASE OVERALL OIL PRODUCTION. THE GOAL OF THIS WORK IS TO EXPLORE THE POSSIBILITY OF CREATING A METHODOLOGY AND TOOL FOR QUICKLY DETERMINING THE OPTIMAL PRODUCTION WELL MODE AND SOLVING THE FULL COMBINATORIAL PROBLEM

Ключевые слова: газлифтный способ эксплуатации, динамическое программирование, оптимизация работы скважин.

УДК 004

Решение комбинаторных задач с помощью динамического программирования можно применять в задачах оптимизации скважин. На сегодняшний день для месторождений, где при разработке после периода фонтанирования скважин из-за нехватки пластовой энергии, переходят на механизированные способ эксплуатации скважин для увеличения добычи нефти.

Для оптимизации работы скважин используется специализированное программное обеспечение, в котором отсутствует возможность учета всей истории работы скважины, учета технологических ограничений для отдельной скважины и в целом по месторождению.

Альтернативным методом для оптимизации работы скважин может выступать алгоритм, основанный на решении комбинаторной задачи.

Газлифтный способ эксплуатации

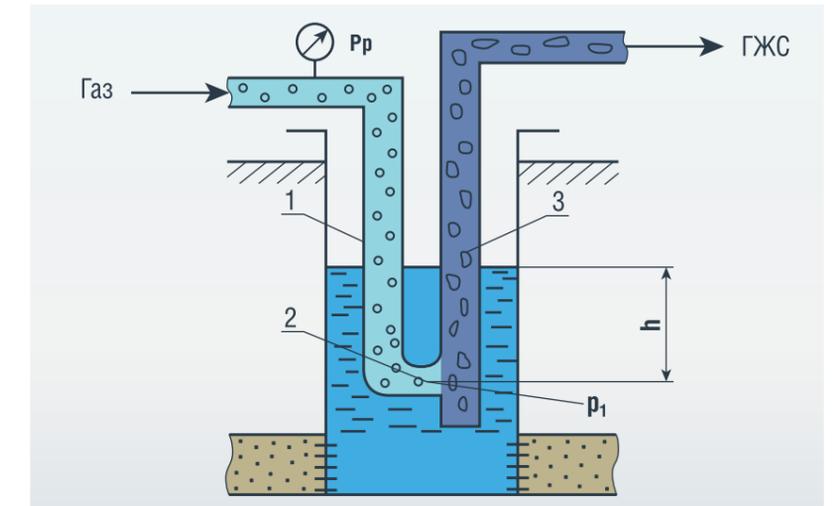
Одной из ключевых проблем при эксплуатации нескольких газлифтных скважин является различие в производительности между ними при одинаковом расходе подаваемого газа. Это различие приводит к необходимости оптимизации общего объема добычи с учетом индивидуальных характеристик каждой скважины и соответствующего подбора параметров работы газлифтной системы.

Данную задачу можно представить как задачу нелинейного программирования, где целью является максимизация суммарного дебита жидкости при наличии ограничений на объем подаваемого газа.

Технологический процесс газлифтной добычи выглядит следующим образом. Рабочий газ, чаще всего это прорывной или сухой газ, поступает по специальной трубной колонне в точку соединения с подъемной колонной, где происходит его смешивание с пластовым флюидом. Затем образовавшаяся газожидкостная смесь поднимается на поверхность [1].

Газлифтный метод характеризуется простотой в эксплуатации скважинного оборудования

РИСУНОК 1. Принципиальная схема работы скважины при газлифтном способе эксплуатации



и последующего обслуживания, а также высокой надежностью работы, даже при проявлении песка.

Также требуется сложная и металлоемкая система распределения сжатого газа по скважинам. В общем объеме применения методов эксплуатации доля газлифта составляет около 5%.

Основная цель применения данного метода заключается в возможности регулирования дебита в широком диапазоне за счет изменения режима подачи газа. На нефтегазоконденсатных месторождениях со временем наблюдается увеличение газового фактора, что связано с достижением давления насыщения, равного начальному пластовому давлению. В таких условиях

газлифтный способ оказывается более эффективным по сравнению с использованием ЭЦН [2].

Повышение газового фактора происходит при снижении забойного давления ниже давления насыщения, в результате чего газ начинает выделяться из пластовой жидкости вблизи скважины.

На сегодняшний день настройка моделей добывающих скважин выполняется через адаптацию параметров, рассчитанных с помощью программного обеспечения Petroleum Experts Prosper, к фактическим данным на момент актуализации.

Оптимальный режим работы скважины при газлифтном способе – это такой режим, при котором достигается максимальный дебит нефти.

РИСУНОК 2. Зависимость дебита нефти от газа газлифта



ТАБЛИЦА 1

Параметры	Месторождения			
	1	2	3	4
Фонд скважин	> 25 ед.	> 20 ед.	< 25 ед.	< 5 ед.
Средняя обводненность	65,3%	37,3%	12,5%	35,5%
Средний ГФ	5351 м ³ /м ³	3482 м ³ /м ³	851 м ³ /м ³	1365 м ³ /м ³

РИСУНОК 3. Зависимость дебита нефти от газлифта для первой группы

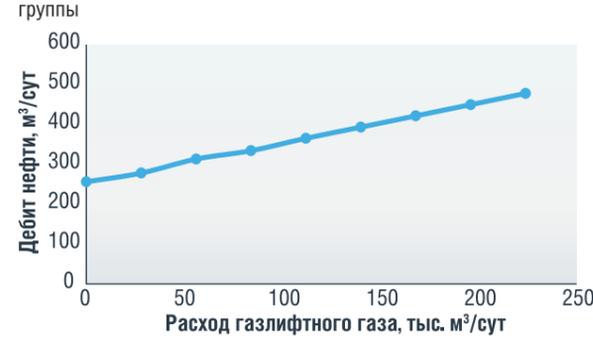


РИСУНОК 4. Зависимость дебита нефти от газлифта для второй группы

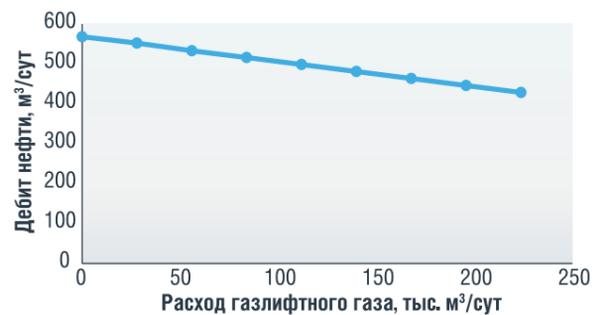


РИСУНОК 5. Зависимость дебита нефти от газлифта для третьей группы

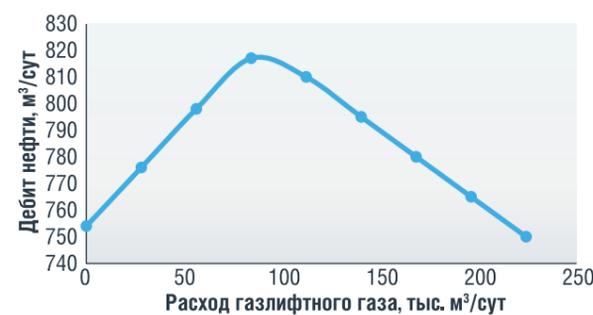


РИСУНОК 6. Результаты для первого месторождения



РИСУНОК 7. Результаты для второго месторождения

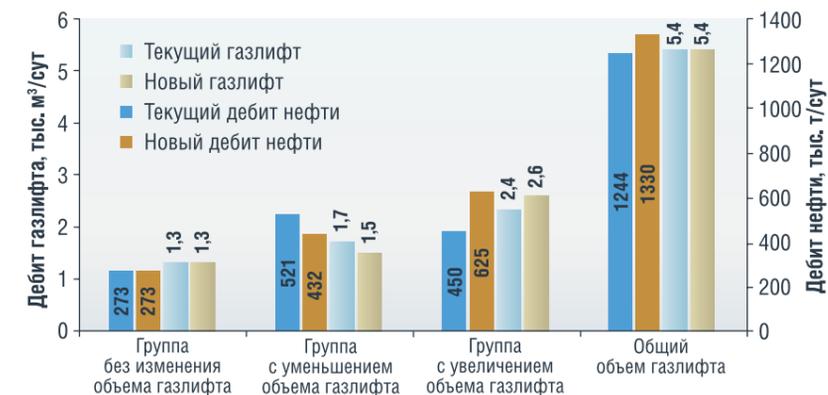


РИСУНОК 8. Результаты для третьего месторождения

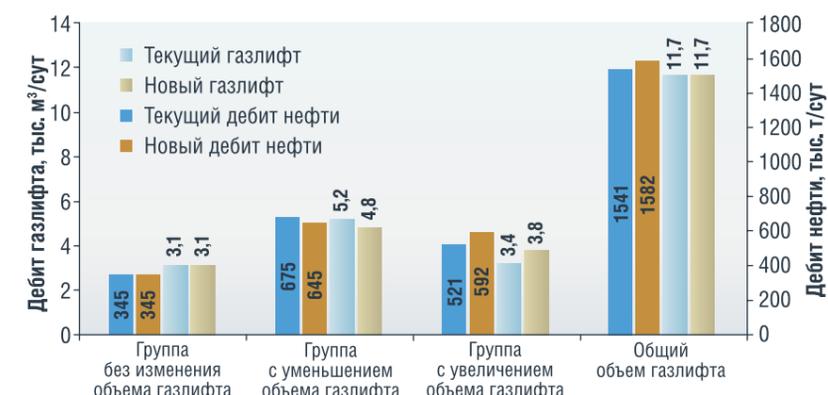


РИСУНОК 9. Результаты для четвертого месторождения



Для третьей группы были учтены скважины, у которых при увеличении или уменьшении дебита газлифта дебит нефти всегда уменьшается. Считается, что такие скважины работают в оптимальном режиме и в ходе работы алгоритма не подвергались изменениям.

Разработанный алгоритм был протестирован для четырех месторождений, главным условием было, чтобы общий объем газлифта для месторождений оставался неизменным.

Для первого месторождения удалось получить прирост дебита нефти 47 м³/сут.

Для второго месторождения прирост составил 86 м³/сут.

Для третьего и четвертого месторождений прирост составил 41 м³/сут и 35 м³/сут соответственно.

Заключение

В ходе выполнения данной работы были достигнуты все цели и поставленные задачи. Был разработан метод оптимизации работы добывающих скважин с помощью решения полной комбинаторной оптимизационной задачи. Суммарный эффект для всех месторождений составил 209 м³/сут.

Результаты исследования позволяют сделать вывод о том, что данный подход может выступать альтернативным решением задач по определению оптимального режима работы скважины.

Литература

1. А.Г. Молчанов, В.Л. Чичерин. Нефтепромысловые машины и механизмы. Недра 2013 г. 79 с.
2. А.В. Левитин. Алгоритмы. Введение в разработку и анализ – М.: Вильямс, 2006. – С. 160–163. – 576 с.
3. В.Н. Бурков, Горгидзе И.А., Ловецкий С.Е. Прикладные задачи теории графов / под ред. А.Я. Горгидзе – Тбилиси: Вычислительный центр АН СССР, 1974. – 231 с.
4. И.М. Муравьев. Эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов / А.П. Муравьев, Л. Крылов. Гостехиздат, 1949. 365 с.
5. Маскет М., 2004. Течение однородных жидкостей в пористой среде / М. Маскет. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 628 с.

KEYWORDS: gas lift method of operation, dynamic programming, optimization of well operation.

На рисунке 2 представлена типичная зависимость дебита нефти и газа для газлифтного процесса.

Для определения оптимального режима работы скважины в специализированном программном обеспечении необходимо подгрузить информацию о текущем режиме работы.

Описание алгоритма

Как говорилось ранее в данной работе, основным инструментом решения задачи было использование задачи о рюкзаке.

Задача о рюкзаке формулируется следующим образом: имеется рюкзак, который может вместить предметы с ограниченным общим весом W . Также имеется набор предметов, каждый из которых обладает определенным весом w_i и ценностью v_i . Необходимо выбрать такие предметы, чтобы максимизировать суммарную ценность, не превышая при этом допустимого веса рюкзака.

В наших условиях весом выступало ограничение по подаче общего газлифтного газа для всего месторождения. Ценностью служил дебит жидкости.

Существует несколько методов решения задачи: классическим

перебором или с помощью динамического программирования. Основным отличием между ними является скорость решения. В задаче использовался второй способ, далее рассмотрим его.

Метод динамического программирования позволяет решать задачу о рюкзаке с полиномиальной сложностью относительно количества предметов и веса рюкзака. Для этого вводится таблица $dp[i][w]$, где i – индекс предмета, а w – текущий вес рюкзака. Элемент таблицы $dp[i][w]$ будет содержать максимальную ценность, которую можно получить, используя первые i предметов и общий вес не более w .

Объекты исследования

Для проверки работоспособности выбранного алгоритма были выбраны четыре месторождения, на которых есть скважины, которые эксплуатируются газлифтным способом. В таблице ниже представлены краткие характеристики каждого из них [4,5].

Для каждого из месторождения была проведена оптимизация режимов работы с помощью ПО Prosper и далее с помощью решаемого алгоритма были выбраны новые режимы работы.

Решение и результаты

Для решения задачи о перераспределении общего объема газа газлифта всего месторождения между добывающими скважинами с целью увеличения общей добычи нефти было принято решение использовать полную задачу комбинаторной оптимизации.

После оптимизации скважин, основываясь на текущих режимах работы, результаты прогнали через алгоритм перераспределения газа газлифта между всеми скважинами.

Для ускорения работы алгоритма были приняты следующие условия. При поступлении данных они распределялись на три основные группы.

В первую группу относились скважины, в которых с увеличением дебита газлифта дебит нефти увеличивался, такие скважины характеризуются низких газовым фактором, низкой обводненностью. Газовый фактор ниже 800 м³/м³.

Во вторую группу относились скважины, у которых с увеличением дебита газлифта дебит нефти уменьшается, у таких скважин высокий газовый фактор и высокая обводненность. Газовый фактор выше 1500 м³/м³.



Энергоустановка с нулевыми выбросами

Специалисты НИУ «МЭИ» разработали конструкцию кислородно-топливной камеры сгорания для углеродно-нейтральных энергетических установок, работающих на органическом топливе. Главным отличием разработки является организация сжигания природного газа в смеси кислорода и углекислого газа. Камера сгорания является ключевым элементом перспективных энергоустановок на сверхкритическом углекислом газе на органическом топливе с нулевыми выбросами парниковых газов. От полноты сжигания природного газа и эффективности системы охлаждения камеры сгорания во многом зависит удельный расход топлива на производство 1 кВт/ч электроэнергии и ресурс энергоустановки. В процессе разработки кислородно-топливной камеры сгорания были определены оптимальные пропорции смешения кислорода и углекислого газа для достижения максимальной полноты сгорания природного газа, а также разработаны конструктивные решения для осуществления надежного охлаждения горячих частей устройства, работающих при температурах свыше 1500 °С.

Сервоприводы для беспилотников

В Инжиниринговом центре ВятГУ представили модификацию электродвигателя ДБ32-100-10 и сервопривод для беспилотных летательных аппаратов на основе редкоземельных металлов. Электродвигатель разрабатывался специально для малых следящих электроприводов (рулевых машинок), задача которых преобразовать сигнал от приемника в движение рулей модели, согласно действиям пилота. Магниты электродвигателя созданы на основе сплава NdFeB (неодим-железо-бор), что позволило увеличить время взаимодействия. Номинальный момент электродвигателя составляет 0,1 Н·м, частота вращения – 10 800 оборотов в минуту, напряжение питания – 48 В. Вес не превышает 0,11 кг, а диапазон работы от -40 °С до +85 °С. Главной задачей при разработке сервопривода стало уменьшение габаритных размеров. Для этого была применена соосная схема расположения конструктивных элементов: бескорпусная модификация электродвигателя ДБ32-100-10, планетарный редуктор и шарико-винтовая пара расположены вдоль оси привода, что позволяет устанавливать электромеханизм в плоскость, стабилизатор и другие детали беспилотника.

Нейросеть оценит состояние пласта

Прогнозирование показателей проницаемости призабойной зоны скважин и скин-фактора – одна из первостепенных задач, позволяющая более обоснованно подходить к подбору технологического режима работы, методов интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи пласта. Ученые ПНИПУ предложили методику оценки важных показателей с помощью машинного обучения. Для обучения нейросети использованы геологические и эксплуатационные данные 486 гидродинамических исследований добывающих скважин. Для программирования величин проницаемости призабойной зоны использовали такие параметры, как: забойное, пластовое и давление насыщения нефти газом, дебит жидкости, эффективная толщина пласта, обводненность и пористость. В модели обучения нейросети заложена остановка на ранних этапах. Когда на валидационном наборе данных ошибка перестает уменьшаться или начинает расти в течение заданного количества эпох, обучение останавливается и возвращается лучшая модель, полученная до этого момента. Ученые протестировали модели нейросетей с разным количеством слоев и нейронов и выбрали наилучшую с четырьмя слоями по 100 нейронов в каждом.

Сокращение времени прогнозирования результатов нефтедобычи

На результат гидроразрыва пласта влияют разные условия, учет которых – трудоемкий и долгий процесс. Ученые Пермского Политеха разработали и протестировали метод прогнозирования гидроразрыва пласта с помощью теории информации. Он позволяет прогнозировать результаты с использованием лишь самых ключевых показателей. Основные факторы рассматриваемого участка – обводненность и дебит нефти до проведения гидроразрыва, ширина и длина трещины. Имея информацию всего лишь об этих четырех параметрах, можно с высокой вероятностью определить результаты гидроразрыва пласта. Для определения особенностей группы ученые выполнили статистический анализ ключевых параметров и построили графики разных значений для каждого из них. Результаты анализа показали, что относительное отклонение в обычной модели – от 4,1%, а в модели теории информации – до 2,4%. То есть разработанная модель имеет меньшую погрешность по сравнению с прошлыми, она позволяет оценить дебит скважин после гидроразрыва пласта с минимальными погрешностями и временными затратами.

Безопасное хранение водорода

Ученые Пермского Политеха и ИПНГ РАН разработали методику изучения влияния газа на трансформацию свойств горных пород и химического состава зерна. Оптимальным решением является хранение водорода преимущественно в терригенных коллекторах без примесей глин и карбонатов. Ученые исследовали воздействие водорода на породы-коллекторы и их химический состав. Для этого была разработана программа, позволяющая детально изучить образцы зерна до и после контакта с водородом. В ходе эксперимента использовались 20 образцов зерна с высокой пористостью и проницаемостью с глубины 1488 м. Была создана конструкция с цилиндром, в который помещались образцы зерна для воздействия водорода в течение семи дней. После эксперимента выяснилось, что пористость и проницаемость образцов уменьшились на 4,6% и 7,9% соответственно из-за нарушения прочности контактов между кристаллами. Изменения химического состава пород после контакта с газом также были минимальными, что указывает на химическую устойчивость исследуемого пласта к водороду. Полученные результаты помогут определить потенциал использования этого пласта для хранения водорода.

Высокоактивные катализаторы для очистки газов

Исследователи Института катализа СО РАН разработали катализаторы на основе стеклянных микроволокон с частицами платины. Они предназначены для экологически чистого сжигания углеводородного топлива и очистки отходящих газов от вредных примесей. Новые структурированные картриджи на основе стеклянных микроволокон и наночастиц платины более гибкие, обладают высокой активностью, стабильностью и большей устойчивостью к аварийным условиям по сравнению с другими системами. Их главная особенность – в возможности создания на их основе структурированных картриджей, обладающих высокой активностью в целевых реакциях, устойчивостью к дезактивации под воздействием серы, механических повреждений и перепада температур. Реакция очистки протекает на поверхности частиц платины размером 10 нм, расположенных на стеклянных микроволокнах. Особенность катализатора – непривычная геометрическая форма и гибкость носителя. Платиносодержащий раствор наносится на стеклоткань не традиционной пропиткой, а напылением мелкодисперсных капель, что позволяет увеличить удельную активность платины более, чем в 1,5 раза.





Искусственный интеллект для нефтегазовой отрасли

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ПРОЧНО ВОШЕЛ В НАШУ ЖИЗНЬ И ЗАРЕКОМЕНДОВАЛ СЕБЯ КАК МОЩНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ЦИФРОВИЗАЦИИ РУТИННЫХ ПРОЦЕССОВ И УСКОРИТЕЛЬ ПРИНЯТИЯ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ. СЕЙЧАС УЖЕ ТРУДНО НАЙТИ ОТРАСЛЬ, В КОТОРОЙ ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ НЕ НАШЕЛ СВОЕ ПРИМЕНЕНИЕ И НЕ ПРИНОСИЛ БЫ РЕАЛЬНУЮ БИЗНЕС-ЦЕННОСТЬ. ПОЭТОМУ ДАЛЬНЕЙШЕЕ ВНЕДРЕНИЕ ПОДОБНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РАСШИРЕНИЕ КЕЙСОВ ПРИМЕНЕНИЯ ИИ В БИЗНЕС-ПРОЦЕССАХ БУДУТ СПОСОБСТВОВАТЬ И СНИЖЕНИЮ СТОИМОСТИ САМОЙ ТЕХНОЛОГИИ, И ПОВЫШЕНИЮ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОМПАНИИ. О ТЕКУЩЕМ РАЗВИТИИ ИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И ВОЗМОЖНОМ ТРАНСФЕРЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ИЗ БАНКОВСКОЙ ОТРАСЛИ В НЕФТЕГАЗОВУЮ – В ИНТЕРВЬЮ УПРАВЛЯЮЩЕГО ДИРЕКТОРА – РУКОВОДИТЕЛЯ ДИРЕКЦИИ ТРАНСФОРМАЦИИ КЛИЕНТОВ СИБ СБЕРБАНКА АНДРЕЯ ДМИТРИЕВА, КОТОРЫЙ ОТВЕЧАЕТ ЗА КОММЕРЦИАЛИЗАЦИЮ ЦИФРОВЫХ СЕРВИСОВ СБЕРА И ПАРТНЕРОВ, А ТАКЖЕ РЕАЛИЗУЕТ СОВМЕСТНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ИИ-ПРОЕКТЫ С КРУПНЕЙШИМИ КОРПОРАТИВНЫМИ КЛИЕНТАМИ

ARTIFICIAL INTELLIGENCE HAS BECOME AN INTEGRAL PART OF OUR LIVES AND HAS PROVED TO BE A POWERFUL TOOL FOR DIGITALIZING ROUTINE PROCESSES AND ACCELERATING MANAGEMENT DECISION-MAKING. NOWADAYS IT IS DIFFICULT TO FIND AN INDUSTRY IN WHICH ARTIFICIAL INTELLIGENCE HAS NOT FOUND ITS APPLICATION AND HAS NOT BROUGHT REAL BUSINESS VALUE. THEREFORE, FURTHER IMPLEMENTATION OF SUCH TECHNOLOGIES AND EXPANSION OF AI APPLICATION CASES IN BUSINESS PROCESSES WILL HELP TO REDUCE THE COST OF THE TECHNOLOGY ITSELF AND INCREASE THE OPERATIONAL EFFICIENCY OF THE COMPANY. MANAGING DIRECTOR AND HEAD OF THE CLIENT TRANSFORMATION DIRECTORATE AT SBERBANK CIB ANDREY DMITRIEV, WHO IS RESPONSIBLE FOR THE COMMERCIALIZATION OF SBERBANK'S DIGITAL SERVICES AND PARTNERS, AND ALSO IMPLEMENTS JOINT TECHNOLOGY AND AI PROJECTS WITH THE LARGEST CORPORATE CLIENTS, SPOKE IN AN INTERVIEW ABOUT THE CURRENT DEVELOPMENT OF AI IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND THE POSSIBLE TRANSFER OF AI TECHNOLOGIES FROM THE BANKING INDUSTRY TO THE OIL AND GAS ONES

Ключевые слова: искусственный интеллект, цифровые технологии, нефтегазовая отрасль, умная скважина, автоматизация производственных процессов.



Андрей Дмитриев
Управляющий директор –
руководитель Дирекции
трансформации клиентов
СИБ Сбербанка

Как Вы можете оценить текущее развитие практики применения ИИ в нефтегазе и какие можете выделить основные области его применения?

– На рынке добычи нефтегаза, как и в других отраслях, существует жесткая конкуренция за себестоимость добычи полезных ископаемых, другими словами, компании стремятся постоянно сокращать издержки при качественном повышении эффективности работы с каждой скважиной.

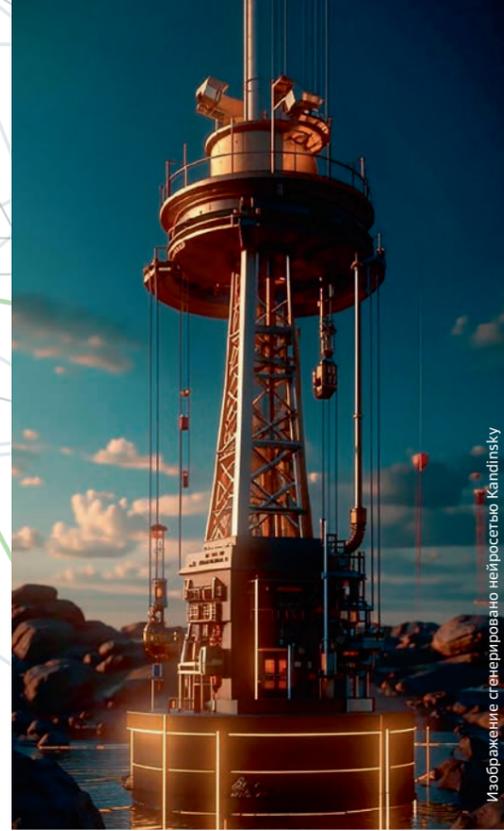
В России нефтегазовые компании применяют ИИ уже более 10 лет, при этом основной фокус кейсов внедрения приходится на развитие «умной скважины», геологоразведки и оптимизации именно производственного процесса. В этой части получение даже небольшого эффекта в десятки

процента эффективности приносят для компании многомиллионные эффекты за счет общего объема выработки скважины.

Ситуация существенно изменилась за последние несколько лет, с уходом крупных иностранных сервисных игроков в нефтегазе, российским компаниям пришлось перестроиться на развитие внутренней компетенции ИИ-команд и без доступа к глобальным базам знаний и датасетам, развивать свои ИИ-модели и подходы.

Несмотря на это, наши крупнейшие компании делают большие успехи во внедрении ИИ в добычу и переработку, на регулярной основе в СМИ появляются примеры кейсов-внедрения передовых технологий: это и максимально эффективное моделирование нефтепромыслов для оптимизации режимов эксплуатации

РЕКЛАМА



Изображение сгенерировано нейросетью Kandinsky

скважин, и управление логистикой на земле и в море, и контроль за производством продуктов, даже системы для создания рецептур моторных масел. Такие примеры, несомненно, доказывают, что нефтегазовая отрасль является одним из драйверов развития ИИ в России и качественным образом трансформирует классические методы добычи и переработки полезных ископаемых.

Какие подходы к внедрению и технологии ИИ сейчас наиболее перспективные, на что конкретно лучше делать ставку?

– Автоматизация рутинных операций и внедрение общедоступных ИИ-кейсов уже реализованы большинством отраслевых лидеров. Все последующие этапы развития ИИ в компании будут глубоко наукоемкими, либо ресурсозатратными в части сбора и подготовки данных, либо обучении моделей. При этом стоит отметить, что наибольший эффект стоит искать на стыке синергии высококвалифицированных сотрудников и ИИ-моделей, такая гибридная модель позволяет максимизировать потенциал человека и минимизировать несовершенство самого ИИ.

Другим фокусом внимания компаний должна стать ориентация на внедрение

перспективных технологий или SOTA-подход (state-of-the-art), технологий, находящихся на переднем крае науки. SOTA-подход и SOTA-алгоритмы при написании моделей, хоть и могут в моменте быть дороже в части реализации, но в долгосрочной перспективе позволяют дольше сохранять эффект самой ИИ-модели. Например, большинство ИИ-экспериментов реализовывались классическими ML-методами, потом с применением обучения с подкреплением (reinforcement learning), затем автоматизированного машинного обучения (AutoML). Дальше все более сложные кейсы потребовали развития комбинации ML-моделей и перехода к первым ИИ-моделям. Сейчас же мы активно начинаем внедрять генеративные ИИ-модели (GenAI) и открыто прогнозируем развитие общего искусственного интеллекта (AGI), подобного человеческому, способному к самообучению, а следующим шагом будет появление сверхинтеллекта (ASI). Даже AGI будет мощным геополитическим ресурсом ближайшего будущего, владение которым во многом будет определять не только потенциал и эффективность корпоративных игроков, но и страны в целом.

Если вернуться к практическому опыту самого Сбера по внедрению ИИ, удастся ли предложить какие-то ваши решения компаниям нефтегаза или поделиться опытом?

– Сбер и наши партнеры, с которыми мы развиваем прикладные отраслевые решения, активно делятся своими компетенциями в области ИИ с другими участниками рынка и государством. Мы вкладываем средства как в базовые технологии, например нейросетевую модель GigaChat, так и в инфраструктуру, научные разработки и популяризацию применения ИИ в России.

Сбер, пройдя глубокую цифровую и операционную трансформацию, накопил большой опыт повышения эффективности процессов с помощью использования передовых технологий, в том числе искусственного интеллекта. Финансовый эффект от использования ИИ в Сбере в прошлом году составил 350 млрд рублей и, по нашим оценкам, эта цифра будет только расти.

Реализуя на рынок более 100 цифровых и партнерских продуктов, большинство из которых с уже внедренным искусственным интеллектом, мы стараемся помочь нашим клиентам достигнуть максимальной операционной эффективности, оптимизировать поддерживаемые процессы, улучшить качество взаимодействия с контрагентами или конечными потребителями, например, для ВИНКов это даже оптимизация работы АЗС, а также повысить общую технологическую зрелость компании. Такой подход позволяет клиентам высвободить необходимые инвестиции и сосредоточиться на внедрении ИИ в производственных процессах, развивая внутренние команды компетенций.

Другим нашим направлением являются научные исследования и совместная реализация R&D-кейсов в тех областях, где у Сбера присутствует сильная прикладная компетенция, например машинное зрение, аудио распознавание, биометрия, прогнозные модели, генеративные модели и другие. Совместная реализация таких научных задач позволяет Сберу развивать базовую технологию,



Изображение сгенерировано нейросетью Kandinsky



Изображение сгенерировано нейросетью Kandinsky

накапливать отраслевые практики и масштабировать применение ИИ в России, а клиенту – получить поддержку высококвалифицированных команд Сбера для кейсов, которые не реализованы на рынке, либо экономический эффект по которым невозможно оценить заранее.

У нас уже накопилось достаточно много успешно реализованных пилотных проектов для нефтегазовых компаний. Для одной из компаний мы совместно реализуем кейс по прогнозированию фоновой коррозии в трубопроводах, для другой компании мы успешно реализовали пилот по распознаванию снимков, полученных с использованием аэрофотосъемки для детектирования нарушений эксплуатации трубопроводов.

Внедрение в нефтегазовом секторе инновационных технологий позволяет не только оптимизировать бизнес-процессы, но и внести вклад в их декарбонизацию. Разрабатываемый нашей дочерней компанией Сбер Бизнес Софт AI-сервис составляет почасовой прогноз реализации топлива по резервуарам на каждой АЗС и формирует план доставок на 5–7 дней. Это позволяет избежать

простоев заправки, а также исключает финансовые потери от «пересыханий» резервуаров на АЗС. Для бензовозов модель составляет маршруты с почасовой детализацией. Среди множества вариантов выбираются оптимальные как с точки зрения сбережения времени (сокращение длины маршрута), так и с точки зрения экономии топлива (учитываются даже географические условия: например, высота над уровнем моря). Кроме того, выбор лучшего маршрута позволяет уменьшить выброс парниковых газов.

Еще одним ярким примером прикладного применения ИИ-моделей у Сбера является развитие геоаналитической платформы «Геометрия», способной эффективно решать широкий круг задач в различных секторах экономики, включая нефтегаз. Платформа «Геометрия» осуществляет мониторинг промышленных объектов в автоматическом режиме по множеству параметров. Поступающие спутниковые снимки обрабатывает нейросеть, обученная с высокой точностью детектировать отдельные объекты и их свойства. Благодаря этому значительно сокращаются трудозатраты и роль человеческого фактора при одновременном повышении скорости и качества работ. Хоть работу с геосервисами можно назвать довольно узким направлением, наработки в этой среде весьма эффективны с точки зрения бизнеса в целом.

Зачастую такие R&D-проекты реализуются впервые не только в России, но и в мире. Именно партнерская модель работы Сбера и клиента позволяет решать такие сложнейшие научные задачи. Внедрение подобных ИИ-моделей дает значительный финансовый и оптимизационный эффект.

У каких компаний есть запрос на подобные решения и что за ИИ-решения вы готовы интегрировать? Готовы ли предприятия отдавать данные для обучения вашего искусственного интеллекта на примере GigaChat?

– ИИ-интегратор помогает компании внедрить в свой бизнес решения на базе ИИ и получить от них максимальный эффект, в том числе кастомизирует решения под конкретные потребности или даже разрабатывает их «с нуля».

Спрос на подобные продукты есть уже у компаний из самых разных областей: это и ритейлеры, и телеком, и промышленность, и нефтегазовые компании. Все они уже могут оценить реальный эффект, который можно получить за счет подобного рода решений.

Возьмем, к примеру, нейросетевую модель GigaChat. Если говорить про нефтегазовую отрасль, то искусственный интеллект Сбера предлагает компаниям разнообразные возможности по оптимизации бизнес-процессов. Например, технологии могут оказывать помощь при исследовании рынка, в принятии управленческих решений, разработке новых продуктов. Эти возможности способствуют улучшению оперативной эффективности, стратегическому планированию и инновационному развитию отрасли.

Отвечая на вопрос про готовность компаний отдавать данные для обучения модели, то, конечно же, для бизнеса этот момент остается достаточно чувствительным. Наша задача – объяснить, что для обучения модели требуются только обезличенные данные, что гарантирует защиту личной информации и конфиденциальность пользователей.

Для дальнейшего развития GigaChat и обучения прикладным навыкам, а также агентности для решения конкретных задач необходимо придерживаться партнерской модели работы с бизнесом. Так, нефтегазовые компании, желающие в дальнейшем использовать GigaChat, могут уже сейчас в партнерстве со Сбером предоставлять конкретные бизнес-задачи для генеративной модели и помогать своими внутренними компетенциями дообучать модель для отраслевого применения. Это позволит не только ускорить применение модели в корпоративной архитектуре компании, но и при выборе on-premise поставки модели в контур заказчика получить сразу предобученную модель для решения внутрикорпоративных задач. Именно таких заказчиков-партнеров мы готовы подключать к обучению GigaChat и в последующем предоставлять модель на партнерских условиях. ●

KEYWORDS: *artificial intelligence, digital technologies, oil and gas industry, smart well, automation of production processes.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 ноября

Международная научно-практическая конференция молодых ученых, аспирантов и студентов

Инновации и перспективы развития в нефтегазовом деле – 2024

г. Уфа

4–7 ноября

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

ADIPEC Decarbonisation Accelerator 2024

ОАЭ, Абу-Даби, ADNOC

19–20 ноября

VIII Международная Конференция

NanotechOilgas 2024

Наноявления в геоэкологии и при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям

г. Сургут

НОЯБРЬ

П	4	11	18	25
В	5	12	19	26
С	6	13	20	27
Ч	7	14	21	28
П	1	8	15	22
С	2	9	16	23
В	3	10	17	24

4–7 ноября

Международная выставка морской транспортировки нефти и газа

ADIPEC Maritime & Logistics Zone 2024

ОАЭ, Абу-Даби, ADNOC

13–15 ноября

VII Международный научно-технический форум по химическим технологиям и нефтегазопереработке

Нефтегазохимия-2024

г. Минск, Беларусь

26–27 ноября

Форум

СПГ: Экономика. Технологии. Решения

г. Санкт-Петербург

26–27 ноября

Международная выставка и конференция офшорных технологий

Offshore Energy Exhibition & Conference (OEEC) 2024

Нидерланды, Амстердам, Amsterdam RAI

МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА-2024

Новые встречи – новые возможности!



Президиум конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Члены президиума конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Посетители выставки
Нефтегаз-2024



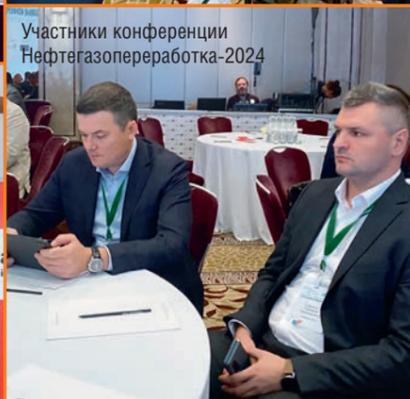
Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участник выставки
Нефтегаз-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



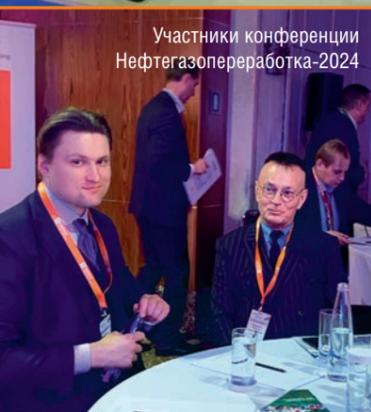
Участник выставки
Нефтегаз-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участник выставки
Нефтегаз-2024



К. Чурбанов



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024

С. Курятова



Участники конференции
Нефтегазопереработка-2024



Посетители выставки
Нефтегаз-2024

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
<p>ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем • Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием • Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей • Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора • Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием • Переходные процессы в электросети 	<ul style="list-style-type: none"> • Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт) • Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения • Модульная архитектура ИБП • Высокий КПД – до 96% • Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора • Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей • Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА • HOT SWAP для всех узлов ИБП • Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей • Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс • Цветной сенсорный ЖК-дисплей • Простота установки и обслуживания

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
<p>Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды • Микропроцессорное управление • LCD панель с богатым набором индикаторов работы • Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы • Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) • Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей • Улучшенное управление батареями для продления их срока службы • Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе • Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии • Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к САУ АГНКС или к САУ высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 м³/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см²), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°C и оживается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и оживления метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

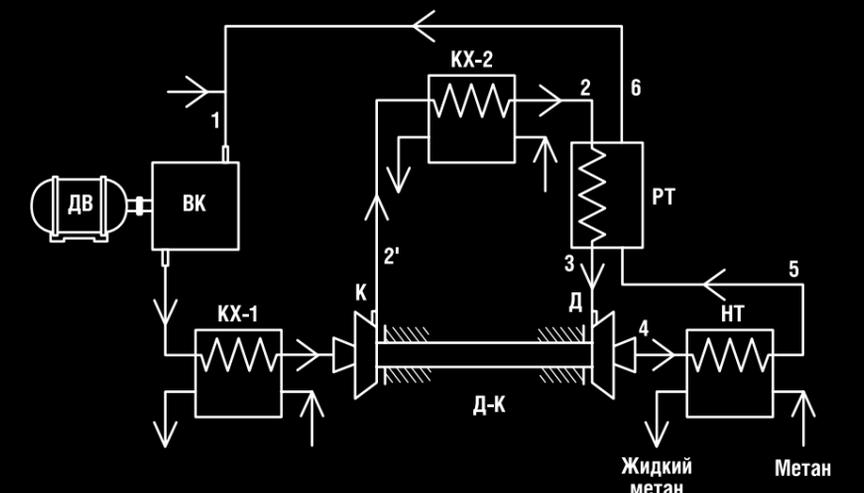
- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

Схема процесса оживления метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, К – компрессорная ступень детандер-компрессора, ВК – основной компрессор, ДВ – двигатель основного компрессора, КХ-1 – концевой холодильник основного компрессора, КХ-2 – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, РТ – рекуперативный (детандерный) теплообменник, НТ – низкотемпературный теплообменник



- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок оживления

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо-приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины),

так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для оживления природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●

РЕСИВЕРЫ ВОДОРОДА

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1 Технологическое оборудование

1.3.1.7 Разнообразное емкостное оборудование



Процесс переработки нефти и газа сопряжен с необходимостью использования ресиверов. В зависимости от технических особенностей ресиверы подразделяют на кислородные (для накопления кислорода и других неагрессивных сред), ресиверы гелия (для приема, хранения и выдачи газообразного гелия) и ресиверы водорода.

Водородные ресиверы предназначены для хранения на промышленных предприятиях технического водорода. Ресиверы нашли применение в атомной, космической, металлургической промышленности. В химической отрасли их используют для синтеза хлороводорода, аммиака и метилового спирта, в нефтехимии – для гидрогенизации жиров, угля и нефти, в электрических генераторах с помощью ресиверов охлаждают водородные установки.

Ресиверы для водорода могут быть емкостью для хранения конечного вещества, предназначенного для отгрузки потребителю, либо

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочее давление	до 12 МПа
Объем	от 1 до 200 м³
Конструкция	наземная горизонтальная или вертикальная с эллиптическими днищами на опорах
Температурный диапазон рабочего продукта	от -60 °С до +300 °С
Минимальная температура эксплуатации	-60 °С

промежуточной емкостью, из которой водород поступает дальше по технологической цепочке.

Ресиверы водорода – это горизонтальная или вертикальная емкость, устанавливаемая на опоры. Эксплуатация ресивера происходит под высоким рабочим давлением, поэтому днища изготавливаются эллиптические. В корпусе предусмотрены люк, патрубки и штуцеры для выполнения основных функций: наполнение ресивера водородом,

откачка водорода, сбор конденсата, проведение технологического осмотра и чистки внутренней поверхности емкости и др.

Важным элементом водородных ресиверов является предохранительный клапан, который предотвращает разрушение конструкции из-за повышения давления.

Водородные ресиверы производятся из листового металлопроката, которому придается цилиндрическая форма. ●

СЕПАРАТОР

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1 Технологическое оборудование

1.3.1.8 Сепараторы для нефтяных и газовых сред



По форме исполнения сепараторы подразделяют на:

- вертикальные (представляет собой корпус в форме цилиндра, оснащенный короткими трубками для ввода пластовой жидкости и вывода жидкой и газовой фаз, арматурой для предохранения и регуляции, а также специальными элементами для отделения жидкостей);
- горизонтальные (содержит емкость с двумя расположенными под наклоном полками, пеногаситель, отделитель жидкостей и устройство, предотвращающее возникновение воронки в процессе дренажа нефти. Горизонтальный нефтесепаратор оснащен трубкой для ввода пластовой жидкости, штуцерами для выхода фаз и люком);
- гидроциклонные (представляет собой горизонтальную емкость,

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Рабочее давление	от 0,6 до 6,3 МПа
Диаметр аппарата	от 1200 до 2400 мм
Температура воздуха при эксплуатации	от -60 до +100 °С

состоящую из одноточных гидроциклонов. Одноточный циклон – это устройство в форме цилиндра с тангенциальным вводом пластовой жидкости, направляющей трубкой и отделом перетока.

В зависимости от основной силы, благодаря которой осуществляется отделение, сепараторы подразделяются на:

- гравитационные (разделение происходит за счет гравитации, газы поднимаются вверх, тяжелые вещества оседают на дне,

для увеличения продуктивности на входе устанавливают депульсатор, предназначенный для отстранения газа из пластовой жидкости);

- центробежные (отделение осуществляется за счет воздействия центробежной силы);
- инерционные (отделение происходит благодаря разным силам инерции частиц в сепарируемой жидкости. Тяжелые элементы вытесняются к стенкам емкости, после чего перетекают на ее дно). ●

Параметры нефтегазовых сепараторов

Объем, м³	Давление условное, МПа	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, мм	Высота, мм
6,3	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	1200	8/8/10/12/18	6510/6510/6545/6570/6610	2175/2175/2180/2180/2280
12,5	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	1600	8/8/12/16/22	8190/8190/8220/8220/8360	2745/2745/2750/2760/2890
25	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	2000	8/10/12/18/25	10100/10105/10135/10210/10320	2895/2900/2900/2915/3015
50	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	2400	8/10/14/20/30	12890/12890/12945/12964/13128	3013/3545/35547/3555/3571
100	0,6/1,0/1,6/2,5/4,0	3000	10/12/18/25/40	15215/15229/15241/15320/15515	3909/3917/3931/3945/4055



П. Сорокин

Россия будет ориентироваться на использование чистых источников энергии для снижения влияния на климат



П. Завальный

Из-за западных санкций против России оплаченное для АЭС Аккую некоторое оборудование до сих пор не поставлено



А. Дюков

Нет никаких оснований беспокоиться по поводу ситуации на внутреннем рынке топлива



С. Цвилев

Резервы созданной в СССР энергетики исчерпаны



А. Силуанов

Россия уходит от нефтегазовой зависимости



В. Парликов

Основной расчет делается на продолжение традиционных поставок газа



И. Кобахидзе

К 2030 г. Грузия должна иметь возможность полностью обеспечить свои потребности в электроэнергии



Х. Сингх Пури

У властей Индии есть только одно требование – бесперебойное получение топлива по наиболее выгодной цене



К. Симсон

Компании (ЕС) имеют все легальные способы продолжать покупать российский газ, и это будет так, пока это не будет запрещено санкциями



ВАРТЕЕС LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °С
- ▶ **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- ▶ **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- ▶ **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- ▶ **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCl, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Штаб-квартира г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



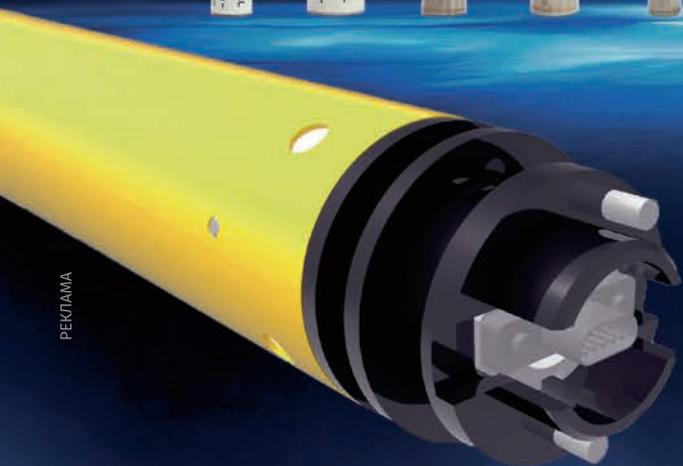
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX/ISO9001/14001/RoHS/UL/Trans. Certi



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD/LWD/PIG



VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3
МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15
МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижевартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL