ЕВРО-6 БЕЗ ОКСИГЕНАТОВ • ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ГИДРООЧИСТКА • ВЫСОКООБОРОТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

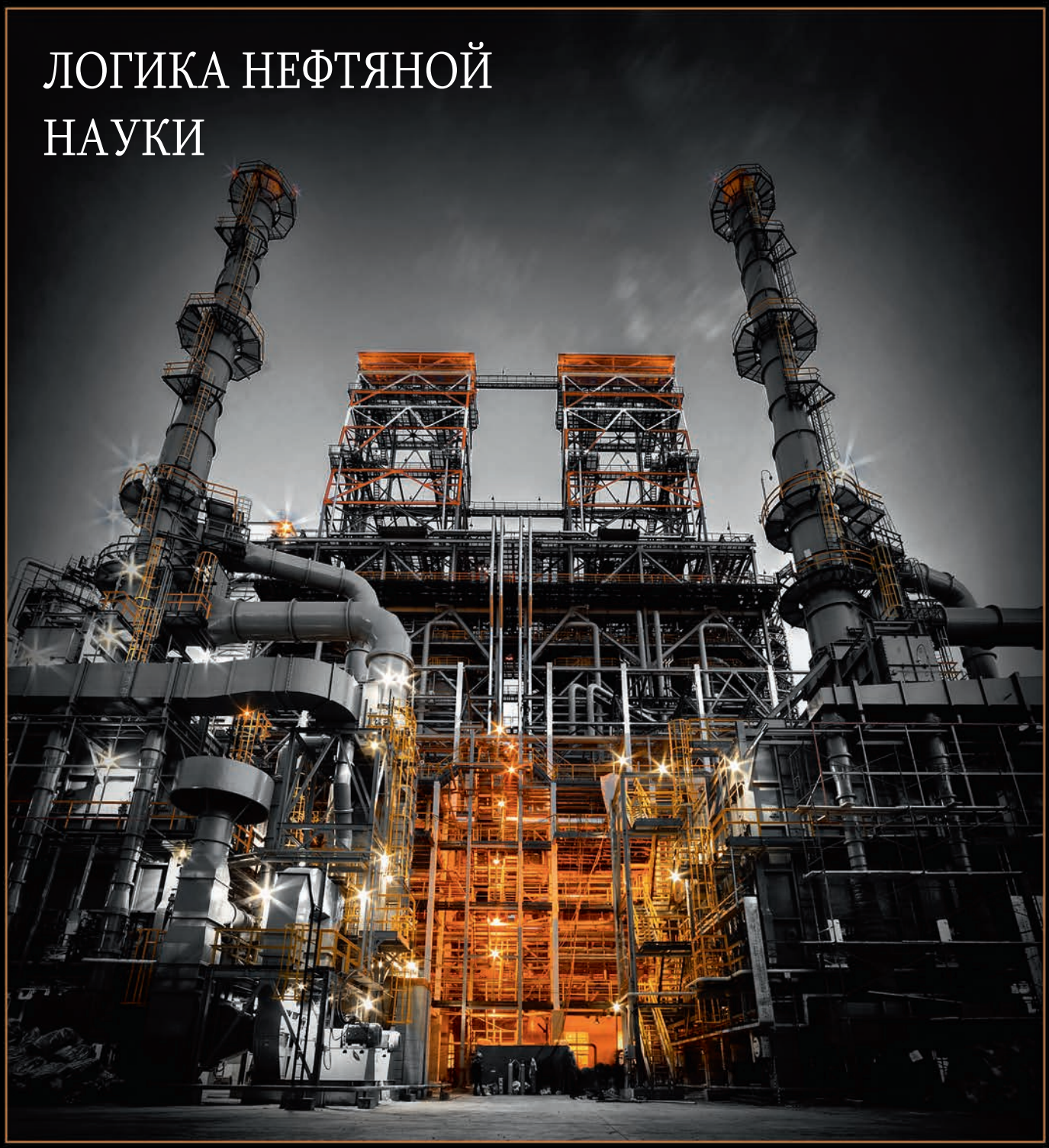
Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

9 [105] 2020

ЛОГИКА НЕФТЯНОЙ НАУКИ



Входит в перечень ВАК

ЯМАЛ
Сердце нефтегазовой отрасли России

При поддержке правительства ЯНАО и Минэнерго России

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли России

Медиапроект приурочен к 90-летнему юбилею ЯНАО – крупнейшего нефтегазодобывающего региона нашей страны



Интересный и познавательный контент о добычи нефти и газа в регионе для широкой аудитории

Интерактивный информационный ресурс, который будет пополняться на протяжении всего юбилейного года

Интерактивная карта
Основные месторождения углеводородов, компании ТЭК, крупнейшие предприятия, объекты транспортировки и другие элементы нефтегазового комплекса региона

Статьи и интервью
Редакционные статьи и новости региона, актуальные интервью с представителями власти и руководителями крупнейших отраслевых компаний, работающих на Ямале

Компании
Материалы компаний, которые вносят существенный вклад в развитие нефтегазовой промышленности региона

Экспертные комментарии

Инвестиционные проекты ЯНАО

Объекты малых народов Севера

Медиапроект находится в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru

подготовила к глубокому бурению **свыше 800** нефтеперспективных структур

открыла **более 150** нефтяных и газовых месторождений и залежей

67 лет на рынке услуг нефтяного сервиса

6 стран охватывает география деятельности: Россия, Казахстан, Узбекистан, Индия, Ливия, Марокко

Около 400 тыс. км² отработано сейсморазведчиками 2D и 3D методами

Услуги ТНГ-Групп

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ строительства разведочных, поисковых и эксплуатационных скважин, вторичное вскрытие пластов

СЕЙСМОРАЗВЕДКА 2D, 3D, 3D-3C

ОБРАБОТКА геолого-геофизической информации

ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ сопровождение (MWD, LWD)

ЭЛЕКТРО-, ГРАВИ-, магниторазведка

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ в области вертикального сейсмического профилирования

АЭРОКОСМИЧЕСКОЕ дешифрование

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ исследования

Победы ТНГ-Групп

1. **Лидер России 2013**
2. **Лидер отрасли 2014**
3. **Лауреат XV открытого конкурса Правительства Республики Татарстан за качество 2019**



РЕКЛАМА

ООО «ТНГ-Групп»
WWW.TNG.RU
+7 (85594) 7-75-12

Административный офис
Республика Татарстан, г. Бугульма, ул.Ворошилова, 21
tng@tng.ru

Реализованные проекты

Выполнение ядерно-магнитного каротажа в сильном поле и вертикально-сейсмического профилирования на шельфовом месторождении в Карском море с морской буровой платформы

Сложность:
- работы велись за Полярным кругом
- максимально сжатые сроки

2019 год выполнение 3D-сейсмики в ХМАО по технологии «Зеленая сейсмика»

Особенность:
На проекте применялось беспроводное оборудование с передачей данных в реальном времени



Выполнение геологической разведки в рамках проекта «Силы Сибири», ставшего первым крупнейшим проектом в новейшей истории России



Особенность:
- Сейсмопартии компании обеспечили опоискованность месторождений, запасы которых наполнят этот трубопровод
- На Чаяндинском месторождении в Якутии трехмерной сейсморазведкой покрыто более 6 тысяч квадратных километров, на Ковыктинском в Иркутской области – более 5 тысяч

Передовые технологии в геофизике

1 СЕЙСМОРАЗВЕДКА С БЕСПРОВОДНЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

- минимальные габариты
- повышенная производительность
- способствует сохранению окружающей среды

2 SLIP-SWEEP

Технология перекрывающихся свип-сигналов
- использование трех или более групп вибрационных источников, работающих практически автономно, что позволяет значительно ускорить производство этапа возбуждения – регистрации сейсмоданных – и увеличить производительность в 2–3 раза

3 ВЫСОКОТОЧНЫЙ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ

- работы по высокоточному гравиметрическому мониторингу ПХГ позволяют контролировать герметичность и площадное распространение запасов газа

4 ГЕОНАВИГАЦИОННОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН, ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ

Системы MWD/LWD обеспечивают оперативное получение данных:
- о направлении ствола скважины при направленном бурении
- об эффективности и безопасности бурения, включая данные о давлении в затрубном пространстве, поровом давлении, вибрации бурильной колонны, для принятия соответствующих решений • петрофизических измерений в условиях минимальной кальматации, загрязнения стенок скважины буровым раствором и размыва стенок скважины

Инновационные технологии, применяемые ТНГ-Групп

MPAL *многозондовый кросс-дипольный акустический каротаж*

ЭМС *микроэлектрическое сканирование*

САСВР *акустическое сканирование скважин высокого разрешения*



ЯМК *ядерно-магнитный каротаж в сильном поле*

УСТАНОВКА ЯМР-КЕРН



СОДЕРЖАНИЕ

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Нефтепереработка уходит в страны третьего мира 8

Новопортовское НГКМ выйдет на полку добычи в 2021 г. 10

События 12

Первой строчкой 14

ДОБЫЧА

Логика нефтяной науки 16

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

«Техэксперт»: производственная безопасность под контролем 22

Тестирование и выбор катализатора на установке риформинга Павлодарского нефтехимического завода 26

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

НПЗ: время перехода на цифровые решения 34

Интеллектуальная гидроочистка. Переход к цифровой производственной технологии гидроочистки дизельных фракций нефти путем разработки и применения прогностических моделей 38

Фабрика Цифровой Трансформации: «Индустрия 4.0 – это не лоскутные технологии, а интегрированные решения промышленной конкуренции» 46

Технологии информационного моделирования при проектировании площадок нефтегазовых месторождений в комплексе КРЕДО 50

Внедрение принципов машинного обучения в архитектуру автоматики управления дугогасящим реактором 54

ЮБИЛЕЙ

70 лет истории российских УЭЦН 56

ОБОРУДОВАНИЕ

Компания «ТМС групп» создала центр высокоточного машиностроения в Татарстане 58

Фактор экономичности: российские сотовые уплотнения получили распространение на большинстве ГПА, компрессорах и объектах генерации компаний ТЭК 60

Высокооборотные УЭЦН LEX меняют правила игры в добыче нефти 62

Многофункциональные установки подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» – накоплен опыт надежной эксплуатации 68

Сервис ТСС: от инноваций до сопровождения 76

НЕФТЕСЕРВИС

«ТНГ-Групп»: качественный сервис в нефтяной отрасли 82

Исследование скважин до 20 раз в год с технологией динамического мониторинга профиля притока от компании ГеоСплит 86

Явление сверхвязкости в водомасляных эмульсиях 90

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Интеллектуальные скважинные системы 94

Календарь событий 99

БУРЕНИЕ

Высокотехнологичное освоение недр: радиальное вскрытие продуктивного пласта 100

ИНВЕСТИЦИИ

Точки роста российской экономики: венчурные инвестиции в нефтегазовую отрасль 104

ПЕРЕРАБОТКА

Амурский ГПЗ – основа газохимического кластера Дальнего Востока России 106

ЕВРО-6 без оксигенатов. Возможность получения бензина с высоким октановым числом без вовлечения октаноповышающих добавок на российских НПЗ 112

Автобензины класса ЕВРО-5. Новые российские конкурентоспособные технологии производства 118

Россия в заголовках 122

Усовершенствование процесса гидроочистки дизельной фракции 124

Если факел горит, значит, предприятие работает в штатном режиме 130

Разработка неэтилированного авиационного бензина 100UL 132

ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

Буровой раствор для бурения глинистых отложений надсолевого комплекса Припятского прогиба 150

Хронограф 153

Снижение трения 154

Борьба с осложнениями: водонефтяные эмульсии. Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти 156

Классификатор 162

Цитаты 164



Логика нефтяной науки 16



НПЗ: время перехода на цифровые решения 34



ЕВРО-6 без оксигенатов 112



Разработка неэтилированного авиационного бензина 100UL 132

ЭПОХИ НГК

8020 лет назад

6000 лет до н.э. в предгорьях Малого Кавказа выходивший на поверхность газ мог случайно воспламениться. Такие очаги было тяжело потушить, поэтому им приписывали божественное происхождение и использовали в культовых целях.

207 лет назад

В 1813 году к России были присоединены богатые нефтью и газом Бакинское и Дербентское ханства, что дало толчок развитию нефтяной промышленности в России.

185 лет назад

В 1835 году в Петербурге построили первый в России завод по производству светильного газа. Вскоре такие заводы были построены почти во всех крупных городах страны.

69 лет назад

В 1951 году аналитики прогнозировали, что нефть исчезнет через 25 лет.

61 год назад

В 1959 году в Египте прошел Арабский нефтяной конгресс, участники которого заключили джентльменское соглашение о совместной нефтяной политике, которая должна была увеличить влияние арабских государств в мире.

49 лет назад

В 1971 году принято первое международное соглашение о повышении цен на нефть. Саудовская Аравия, Алжир, Ливия и Ирак подняли цены на нефть с 2,55 до 3,45 долл. США/барр.

43 года назад

В 1977 году президент США Д. Картер создал Национальный энергетический план снижения зависимости страны от импорта нефти.

39 лет назад

В 1981 году страны ОПЕК снизили добычу на 25%, это привело к двукратному росту цен на нефть.

27 лет назад

В 1993 году США впервые в истории импортировали больше нефти, чем добыли.

18 лет назад

В 2002 году зарегистрирован массовый спрос на покупку автомобилей, работающих на альтернативном топливе.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Илья Громов

Аналитики
Артур Гайгер
Анастасия Султанова

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Сабина Бабаева

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

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

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Данилов-Данильян 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 Алексей Михайлович
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

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

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

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

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

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Антон Пауль
Олег Китаев

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

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

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

Перепечатка 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, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

VOLAT

MINSK WHEEL TRACTOR PLANT



Многоосные полноприводные шасси VOLAT повышенной проходимости и грузоподъемности – надежная проверенная опытом эксплуатации колесная база для монтажа различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: мобильные буровые установки, колтюбинговое оборудование, компрессорные, цементировочные установки, азотные станции, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.

Multi-axle all-wheel drive VOLAT chassis of enhanced cross-country and load capacity is a reliable, proved by operation experience wheelbase for mounting of various installations involved in the exploration, drilling, repair and maintenance works in oil and gas industry: mobile drilling rigs, coiled tubing equipment, compressor, cementing units, nitrogen stations, equipment for geological exploration works, etc.

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЁСНЫХ ТЯГАЧЕЙ



220021, Республика Беларусь
г. Минск, пр-т Партизанский, 150
тел. (+375 17) 330-19-54
www. volatdefence.com
link@mzkt.by

УНП 10053448

VEHICLES OVERCOMING ALL OBSTACLES
ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД





НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА УХОДИТ В СТРАНЫ ТРЕТЬЕГО МИРА

Анна Павлихина

В Европе слишком много НПЗ, заявляют эксперты. Кризисные явления в экономике уже не в первый раз заставляют задуматься о том, сколько перерабатывающих заводов требуется миру.

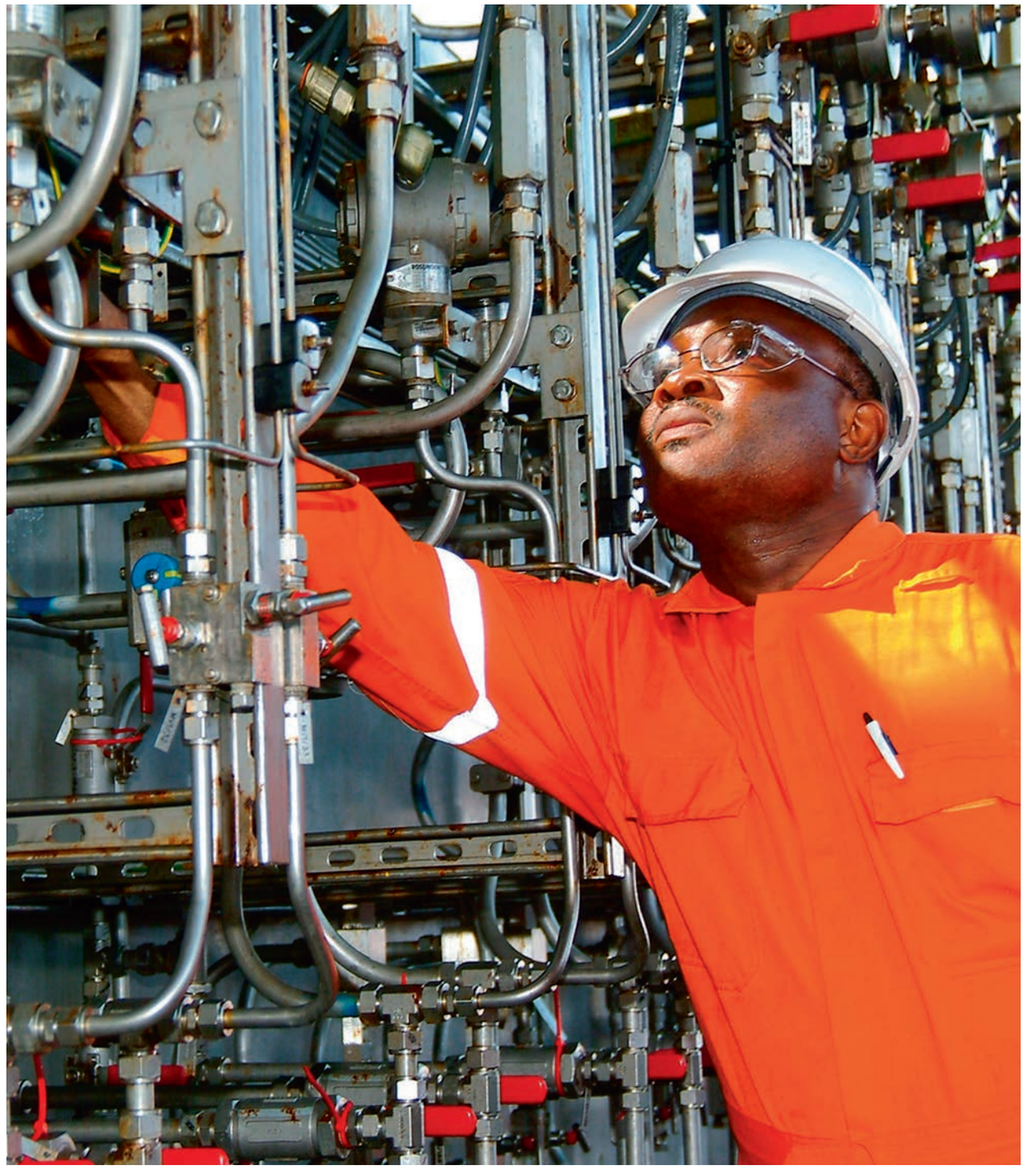
Впервые о переизбытке мощностей заговорили в 1985 г., когда производства США оказались загружены всего на 78%. В Европе проблема остро встала в 2008 г., после снижения производства на 1,7 млн баррелей в сутки. В 2013 г. прибыль крупнейших нефтяных компаний – Royal Dutch Shell, Total SA и ExxonMobil – сильно сократилась из-за падения рентабельности перерабатывающих активов. Не удивительно, что в 2020 году, события которого разбалансировали рынок нефти, о переизбытке перерабатывающих мощностей заговорили вновь.

Однако усматривать в этом лишь временный характер не стоит, явление все отчетливее приобретает черты тенденции. В качестве подтверждения можно привести тот факт, что на протяжении последних 10 лет крупные американские и европейские нефтяные компании распродавали свои перерабатывающие активы. Так, с 2009 г. BP Plc, Royal Dutch Shell и Total продали доли в 18 НПЗ.

Понимая, что проблему не решить переменой собственников, другие компании переориентируют свои нефтеперерабатывающие заводы на заводы по производству биотоплива. На возобновляемые источники уже перешли Total и Eni, которые на трех переоборудованных таким образом НПЗ выпускают биодизель.

Уход от производства традиционных продуктов нефтепереработки продиктован уже не кризисными факторами. Нефтеперерабатывающие заводы Соединенных Штатов и европейских стран оказались в самом невыгодном положении. Предприятия США находятся вдалеке от растущих рынков сбыта Азии и Ближнего Востока, а европейские заводы скованы ужесточающимися экологическими нормами и не обладают собственной ресурсной базой. Эти предприятия, не смотря на высокую технологичность своих производств, уже не могут выдерживать конкуренцию. Что же изменилось?

Основные потребители продукции этих заводов – страны Африки, АТР и Ближнего Востока – сами превращаются в производителей. Китай строит крупные заводы в рамках перерабатывающих







комплексов с дальнейшей, более глубокой переработкой и производством нефтехимической продукции. На Ближнем Востоке многотоннажные предприятия строятся в непосредственной близости к источникам сырья.

В особенном положении в этой ситуации оказалась Россия. С одной стороны, она, как традиционный поставщик сырой нефти, должна была бы обеспокоиться сокращением перерабатывающих производств в Европе. С другой – если европейские НПЗ свернут свои производства, то Россия сможет заполнить эту нишу и поставлять в Европу уже не нефть, а более высокомаржинальные продукты нефтепереработки. В последние годы Россия стараниями госкомпаний усиливала свои перерабатывающие активы. Она находится близко к азиатским рынкам сбыта и имеет собственное сырье – это существенные преимущества, а значит и повод развивать нефтепереработку.

На встрече с В. Путиным 18 августа И. Сечин заявил, что Роснефть готова вернуться к строительству ВНХК, в рамках которого планировалось построить Приморский НПЗ. Компания увеличивает перерабатывающие мощности, завершается строительство комплексов гидрокрекинга на Комсомольском, Ачинском, Туапсинском и Новокуйбышевском заводах, что обеспечит увеличение выхода светлых нефтепродуктов на 24%.

Кроме того, Россия, по утверждениям специалистов, еще не скоро исчерпает потенциал внутреннего рынка. В отличие от европейцев, россияне не торопятся пересаживаться на электрокары и даже не столь активно переходят с бензина на газ. Учитывая это можно смело утверждать, что в России есть необходимые условия для развития перерабатывающих производств. Спрос на продукты нефтепереработки постепенно восстанавливается и в мире в целом. В перспективе ситуация, вероятно, стабилизируется еще и потому, что с рынка уйдут заводы, находящиеся в менее выигрышном положении. Однако в целом тенденция к сокращению перерабатывающих производств сохранится, и под нажимом экологических требований число НПЗ в развитых странах будет уменьшаться. Сложилась ситуация, при которой самые технологически развитые страны, способные строить НПЗ по последнему слову науки и производить качественный продукт с минимальным воздействием на экологию, вынуждены отказываться от этих производств.

Мир выходит на новый виток развития, страны, которые раньше были поставщиками сырья и основными потребителями продуктов нефтепереработки, сегодня сами строят НПЗ, а бывшие производители нефтепродуктов переходят в разряд потребителей, но выпускают на перерабатывающих мощностях продукты совершенно другого экологического порядка. Каждая из групп стран поднялась в своем технологическом развитии на ступеньку выше. Какая роль отведена на этом новом этапе России? Выпуск журнала Neftegaz.RU, который вы держите в руках, посвященный состоянию российской нефтеперерабатывающий отрасли, дает возможность ответить на этот вопрос. ●

НОВОПОРТОВСКОЕ НГКМ ВЫЙДЕТ НА ПОЛКУ ДОБЫЧИ В 2021 г.

Елена Алифирова

Газпром нефть начала разработку северной части Новопортовского месторождения. Это позволит компании к 2021 г. вывести Новопортовское НГКМ на полку добычи в 8 млн т/год нефти. Северная часть Новопортовского НГКМ расположена в 26 км от основной инфраструктуры актива и осваивается автономно. Извлекаемые запасы превышают 27,8 млн т нефти и 28,5 млн м^3 газа.

В 2019 г. было завершено проектирование основных объектов инфраструктуры и начато полномасштабное разбуривание кустовых площадок. Уже действуют две кустовые площадки, всего планируется 10. На первой скважине, длиной 3395 м с горизонтальным окончанием протяженностью 999 м, уже добыта первая нефть.

Применяемая технология заканчивания ГРП Premium Port позволяет оптимизировать процесс гидроразрыва с использованием полнопроходных сдвижных муфт.

Оборудование обеспечивает эффективное извлечение углеводородов за счет многократного увеличения площади контакта трещин, контроля зоны инициации трещины, ее размера и проводимости. Технология позволяет выборочно закрывать порты ГРП при водо- или газопроявлениях, обеспечивая безопасность нефтедобычи, что особенно важно на арктических промыслах.

Новопортовское НГКМ – один из трех ключевых арктических проектов Газпром нефти.

Расположено за полярным кругом, вдалеке от транспортной трубопроводной инфраструктуры. Круглогодичная отгрузка УВ осуществляется с помощью нефтеналивного терминала Ворота Арктики.

Извлекаемые запасы по категории С1+С2 – более 250 млн т нефти и газового конденсата, газа – более 320 млрд м^3. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Объединенная судостроительная корпорация готова создать подводные танкеры на базе стратегических атомных подлодок проекта 941 «Северсталь» и «Архангельск». Надо ли это делать?

Стоит ли переделывать атомные подлодки проекта 941 в нефтяные танкеры?

9% Да, перевозить нефть под водой безопаснее, например, во время шторма

25% Нет, один такой танкер будет стоить 90 млрд руб. – слишком дорого

1% Да, все равно "Архангельск" и "Северсталь" простаивают без дела

5% Нет, в случае разлива, урон для экологии будет больше, чем при разливе на поверхности

9% Да, лучше перевозить топливо, чем ракеты

51% Нет, подлодки надо модернизировать и вернуть в состав ВМФ

Турецкие геологоразведчики обнаружили в Черном море газовые залежи объемом 320 млрд м^3. Помешает ли это плановой загруженности магистральных газопроводов, по которым Россия поставляет газ в Турцию?

Скажется ли открытие новых газовых месторождений в Турции на российском экспорте по МГП «Голубой поток» и «Турецкий поток»?

23% Да, эти запасы на 20 лет обеспечат 40% энергетических потребностей Турции

5% Нет, на освоение нужно много лет и денег

37% Да, разработка помешает загрузке «Турецкого потока»

5% Нет, Турция надеется начать пользоваться своим газом в 2023 г. – оптимистично, но не реалистично

4% Да, Турция воспользуется случаем, ослабить энергетическую зависимость от России, Ирана и Азербайджана

26% Нет, но зависимость от российского газа будет снижаться

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Уважаемые работники и ветераны нефтяной и газовой промышленности, дорогие друзья!

Поздравляю вас, работники нефтяной и газовой промышленности, ветераны отрасли, с профессиональным праздником!

В этом году мы отмечаем День нефтяника в необычных условиях. Глобальная пандемия стала проверкой на прочность для мировой экономики и ее важной части – топливно-энергетического комплекса. Ограничительные меры, введенные для борьбы с распространением коронавирусной инфекции, привели к резкому сокращению потребления энергоресурсов и цен на них, спровоцировали жесткую конкуренцию между поставщиками. Сейчас, по прошествии почти полугода, можно с уверенностью сказать, что российская энергетика достойно выдержала испытания, продемонстрировав устойчивость и высокую адаптивность.

Мы еще раз убедились: сохранить ведущие позиции на мировых энергетических рынках компании ТЭК могут только путем повышения эффективности, ускорения технологического развития. Именно стимулирование научно-технологического потенциала, создание и освоение передовых технологий, цифровая трансформация определены в качестве приоритетных направлений развития Энергетической стратегией России на период до 2035 года, утвержденной Правительством России в июне этого года.

Хороший задел для технологического развития уже создан. В нефтегазовой отрасли: реализуются масштабные проекты по высокотехнологичной добыче и транспортировке сырья, продолжается работа по обеспечению технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности, инновационному развитию, цифровой трансформации. Продолжается устойчивый рост доли отечественной продукции в закупках крупнейших компаний российского ТЭК, реализация целого комплекса важных для экономики «дорожных карт» по развитию отечественного ТЭК, в том числе Национальной технологической инициативы. Один из трендов этого года – переход в сферу online взаимодействия нефтегазовых компаний с поставщиками и потребителями.

Отмечу решения для развития сектора сжиженного природного газа. Экспорт российского СПГ с 2009 года вырос более чем в 4,5 раза, и мы надеемся, что к 2025 году на долю нашей страны будет приходиться 15% мирового рынка СПГ. Эти планы отечественные компании подкрепляют активным развитием собственных технологий и оборудования.

Приведенные примеры – малая часть масштабного технологического развития нефтегазовой отрасли. Вы – инициаторы и движущая сила этих важных процессов, имеющих решающие значение для будущего страны. Компетенции, наработанные вами в непростых условиях, постоянная готовность совершенствовать свое мастерство, традиции отрасли составляют прочную основу для дальнейшего развития, дают уверенность в выполнении поставленных задач.

Хочу поблагодарить каждого за вклад в достижения российского ТЭК, труд и талант.

Желаю вам, дорогие коллеги, новых свершений, бодрости духа, благополучия и крепкого здоровья!

Министр энергетики Российской Федерации

А.В. Новак

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

Беспилотники для ХМАО

Газпром нефть и правительство Ханты-Мансийского автономного округа заключили соглашение о сотрудничестве в сфере использования беспилотных транспортных средств, воздушных судов и применения программно-аппаратных комплексов на базе искусственного интеллекта.



ХМАО участвует в инициированном правительством РФ эксперименте по опытной эксплуатации на дорогах общего пользования высокоавтоматизированных транспортных средств. В начале 2020 г. Газпромнефть-Хантос и Газпромнефть-Снабжение при поддержке правительства ХМАО провели успешные испытания беспилотного электромобиля ГАЗель Next Электро на Южной части Приобского месторождения.

В 2020–2021 гг. Газпром нефть планирует провести в ХМАО серию испытаний беспилотных автомобилей ГАЗель и КАМАЗ.

В сравнении с пилотируемыми аналогами, беспилотные машины на 50% более безопасны и позволяют на 10–15% снизить издержки при грузоперевозках.

В целом уже более 60% (около 7000 км) от общей протяженности трубопроводов Газпром нефти, частично или полностью контролируются с использованием БПЛА самолетного типа, оборудованных фото- и видеокамерами и тепловизорами.

Тройные скидки на перевозку угля

Правительство РФ разработало меры по стимулированию перевозок угля на экспорт в западном направлении. В частности, кабмин предлагает увеличить размер скидки на перевозки угля в порты северо-запада и юга России до 42,7% с 12,8%.



Увеличение скидки обеспечит гибкость тарифов перевозок железнодорожным транспортом. Кроме того, правительство предлагает на период до 2022 г.:

- ввести мораторий на индексацию портовых сборов в морских гаванях России;
- индексировать плату за аренду недвижимого имущества Росморпорта;
- оказать господдержку группе компаний ОТЭКО (оператор порта Тамань в Краснодарском крае, включена в перечень системообразующих организаций) в объеме, который позволит снизить в 2020 г. стоимость услуг порта до 8 с 14 долл. США/т.

В правительстве рассчитывают, что эта мера позволит увеличить поставки угля на экспорт до 25 млн т; нарастить выручку угольных компаний и РЖД; увеличить поступления платежей в бюджет страны.

Добыча из юрских залежей

Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз на Спорышевском месторождении ввел в эксплуатацию еще две скважины для добычи нефти из юрских залежей

В июне в ходе ГРР, проводимых с углублением скважин бездействующего фонда, на одном из ранее законсервированных объектов была выполнена зарезка



бокового ствола с последующим проведением ГРП. Стартовый дебит скважины составил 30 т/сутки.

Затем операция ЗБС была проведена на соседней скважине, стартовый дебит которой 60 т/сутки в фонтанном режиме. Сейчас в эксплуатацию успешно запущены еще две скважины, стартовый дебит которых составил 60 и 55 т/сутки.

В настоящее время добыча ведется на четырех скважинах, запланировано строительство еще 10.

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Цены на газ
Южный поток
Слияние капиталов
Северный поток достроили



Мини-ГЭС для Арктики

Российские ученые разработали компактный гидроагрегат, с помощью которого можно вырабатывать электроэнергию для отдаленных территорий на севере. ГЭС будет производить энергию экологичнее и дешевле. Гидротурбина с насосом будет работать благодаря речному потоку: гидронасос нагнетает воду в трубопровод, откуда она будет подаваться на раструб струи. Скорость течения должна быть не менее 1 м/сек.

Устройство будет находиться на понтоне. Предстоят испытания активной турбины в лабораторных условиях, а также большая работа по оценке эффективности и доработке всей системы. Ученые испытали свою разработку в дельте р. Лены.

По их словам, устройство можно использовать также и для орошения – оно будет подавать воду в оросительные системы и системы для очистки и опреснения речной и морской воды.

Круглогодичная станция в Антарктике

Проект стратегии развития деятельности РФ в Антарктике до 2030 г. позволит модернизировать инфраструктуру зимовочных станций, создать на основе сезонной полевой базы «Русская» круглогодично действующую антарктическую станцию.

Предполагается, что в Антарктиде есть залежи редкоземельных элементов, которыми



фашистская Германия была обеспечена в годы войны. Сейчас власти РФ поставили задачу модернизировать станцию Восток в Антарктиде.

Газпром газифицирует страну

Программа развития газоснабжения и газификации на 2021–2025 гг. подписана с Ростовской, Калужской, Тамбовской и Тульской областями, а также с Чувашской Республикой.

В Ростовской области Газпром направит средства на: строительство газопроводов протяженностью 1,19 тыс. км, строительство 12 газораспределительных станций (ГРС), реконструкцию и техперевооружение еще 9 ГРС. Будут созданы условия для газификации около 200 населенных пунктов. Объем запланированных инвестиций компании и региона – 21,1 млрд руб.

В Чувашской Республике Газпром построит межпоселковые газопроводы общей протяженностью около 73 км и газифицирует 13 населенных пунктов.

На территории Калужской области построят 1100 км межпоселковых газопроводов, проведут техперевооружение 7 ГРС, создадут условия для газификации 313 населенных пунктов. Общий объем инвестиций – 17,26 млрд руб.



В Тамбовской области Газпром осуществит: техперевооружение газораспределительной станции Жердевка, построит 17 межпоселковых газопроводов протяженностью 165 км, создаст условия для газификации 17 населенных пунктов и сельскохозяйственных предприятий в 12 районах.

В целом по России на 1 января 2020 г. уровень газификации составил 70,1%. ●

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

38 млрд руб.

стоит СПГ-электростанция НОВАТЭКа для Баимского ГОКа

На строительство двух одноцепных линий электропередачи 220 кВ из государственного бюджета будет направлено **26,2 млрд руб.**

На **4–12** %

может снизиться внутреннее потребления угля в России в 2020 г.

Снижение экспорта может составить **10–22 %**

113 млрд руб.

составил чистый убыток Роснефти по итогам первого полугодия 2020 г.

Чистая прибыль компании составила **43 млрд руб.**

500 тыс. т/год

составит мощность производства метанола, которое построит Нижнекамскнефтехим

Ввод объекта в эксплуатацию намечен **на январь 2023 г.**

134,2 млрд руб.

просят Россети из федерального бюджета на второй этап электрификации БАМа и Транссиба

В 2021 г. компании потребуется 47,5 млрд руб. из бюджета, в 2022 г. – 67,1 млрд руб., в 2023 г. – 19,7 млрд руб. Общая стоимость проекта оценивается в **184,73 млрд руб.**

На **97** %

завершены строительные работы по газопроводу ТАР

Его протяженность составит **878 км**

До **47,5** долл. США/т

вырастет экспортная пошлина на нефть в России с 1 сентября 2020 г.

В августе экспортная пошлина на нефть в России составляет **46,9 долл. США/т**

276,98 млрд руб.

составил чистый убыток Газпрома за первое полугодие 2020 г.

Выручка Газпрома за отчетный период сократилась **на 25,7 %, до 1,88 трлн руб.**

Меньше **1/3**

составила доля нефтегазовых доходов за полгода в российском бюджете

Всего в первой половине 2020 г. она составила **29,3 %**. Это на **13,9 п.п.** ниже, чем в аналогичный период 2019 г.

На **15** %

за 3 года была выполнена программа газификации регионов

Задолженность за газ у потребителей составляет **331 млрд руб.**

ЛОГИКА НЕФТЯНОЙ НАУКИ

Где искать пути к неисчерпаемости углеводородных запасов

УДК 622

НЕФТЬ И ГАЗ – ИСЧЕРПАЕМЫЕ РЕСУРСЫ. ИЗ ГОДА В ГОД ЗВУЧАТ ОПАСЕНИЯ, ЧТО В БЛИЖАЙШЕМ БУДУЩЕМ ОНИ ЗАКОНЧАТСЯ, НО РОССИЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ ПОКАЗЫВАЕТ ХОРОШИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПО ВОСПОЛНЕНИЮ ЗАПАСОВ И УРОВНЮ ДОБЫЧИ. ПРИЧИНУ ПРОГРЕССА СЛЕДУЕТ ИСКАТЬ В ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ ЛАБОРАТОРИЯХ. НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ МЫСЛЬ СОЗДАЕТ УСЛОВИЯ ДЛЯ ЭКОНОМИЧЕСКИ ВЫГОДНОЙ ДОБЫЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, КОТОРЫЕ СЧИТАЛИСЬ НЕРЕНТАБЕЛЬНЫМИ ВСЕГО НЕСКОЛЬКО ДЕСЯТИЛЕТИЙ НАЗАД, НОВЫЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ ПРИВОДЯТ НЕФТЯНИКОВ В ПОЧТИ НЕОБИТАЕМЫЕ РЕГИОНЫ И ПОЗВОЛЯЮТ ДОБЫВАТЬ В СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ РОССИЙСКОГО АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА. О РОЛИ НАУКИ, КОТОРАЯ НАДЕЛЯЕТ НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ БЕЗГРАНИЧНЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ, МЫ ПОБЕСЕДОВАЛИ С ДИРЕКТОРОМ ПО НАУКЕ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», ДОКТОРОМ ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК, ПРОФЕССОРОМ МАРСОМ МАГНАВИЕВИЧЕМ ХАСАНОВЫМ

OIL AND GAS ARE EXHAUSTABLE RESOURCES. FROM YEAR TO YEAR RAISES CONCERNS THAT THEY WILL END IN THE NEAR FUTURE, BUT THE RUSSIAN OIL INDUSTRY IS SHOWING GOOD RESULTS FOR REPLACEMENT OF RESERVES AND PRODUCTION LEVEL.THE REASON FOR THE PROGRESS SHOULD BE SOUGHT IN THE RESEARCH LABORATORIES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL IDEAS TO CREATE CONDITIONS FOR COST-EFFECTIVE PRODUCTION AT THE FIELD, WHICH IS CONSIDERED UNPROFITABLE FEW DECADES AGO, NEW PETROLEUM INVENTIONS RESULTS IN AN ALMOST UNINHABITED REGION AND ALLOWS TO EXTRACT OIL IN THE HARSH CONDITIONS OF THE RUSSIAN ARCTIC SHELF. ABOUT THE ROLE OF SCIENCE THAT ENSURES THE OIL AND GAS INDUSTRY WITH UNLIMITED OPPORTUNITIES, WE TALKED WITH SCIENCE DIRECTOR OF GAZPROM NEFT COMPANY, MARS MAGNAVIEVICH KHASANOV, PROFESSOR, DOCTOR OF TECHNICAL SCIENCES

Ключевые слова: *цифровой инжиниринг, высокие технологии, импортоопережение, «Газпром нефть», научный потенциал.*



Хасанов Марс Магнавиевич

директор по науке «Газпром нефть», профессор, д.т.н.

– Марс Магнавиевич, нефтяная отрасль очень наукоемкая. Еще недавно основные решения лежали в области механизированной добычи, а сегодня наряду с ними уже применяют облачные технологии. Какие изменения произошли, и чем характеризуется нынешний этап развития отрасли?

– Топливно-энергетический комплекс всегда стоял в авангарде научного прогресса. Если говорить о механизированной добыче, то проблемы заключались только в том, что в советское время заводы, которые производили оборудование, не получали масштабные заказы на высокопроизводительные погружные насосы со стороны нефтедобывающих предприятий. Но и тогда главным фокусом внимания нефтяных инженеров были начальные этапы освоения месторождений – разведка, нахождение оптимальных технологических схем разработки, обустройство месторождений, бурение и т.д.

В советское время шло активное освоение новых территорий – «Второй Баку», Западная Сибирь, Средняя Азия, Тимано-Печора... Это требовало тщательного анализа и скрупулезных инженерных расчетов на самых ранних этапах реализации проектов. Большое внимание всегда уделялось технологиям моделирования, исследованию пластов, обработке данных.

Дело в том, что наибольшие ошибки совершаются на первых этапах проекта. Но за счет выбора правильных решений, за счет минимизации проб и ошибок, можно получить значительный выигрыш. Ценность принимаемых решений значительна на ранних фазах проектов, а позднее, уже на этапе добычи, эта ценность не столь велика.

Настоящее время характеризуется еще более пристальным вниманием к нефтяному инжинирингу.

– На этом направлении сконцентрирована основная научная стратегия компании?

– Да, парадигма не поменялась. Если раньше открывались такие месторождения как Самотлор, где запасы исчислялись миллиардами тонн, то извлекаемые запасы открываемых сегодня месторождений составляют в среднем 10–15 миллионов тонн.

– Если раньше мы работали с пластами, проницаемость которых была 1 Дарси, то сейчас мы говорим про 1 мД. То есть проницаемость уменьшилась в тысячи раз. Это значит, что раньше мы могли ошибиться на этапе вхождения в проект, а потом исправить свои ошибки, так как нефть из огромного числа высокопродуктивных скважин все окупала, но сегодня у нас нет права на ошибку. Требования к обоснованности принятия технологических решений, выбору системы разработки и способов обустройства месторождений становятся все более высокими. Нефтяная отрасль всегда была одной из самых цифровизированных, поэтому и сейчас новые технологии цифровой эпохи активно используются при проектировании, моделировании, принятии решений и осуществлении инжиниринга во всех процессах технологической цепочки нефтегазодобычи.

– Добыча из года в год становится сложнее. Это увеличивает наукоемкость нефтегазовой отрасли?

– Наукоемкость повышается, когда повышается неопределенность, когда мы входим в новые области, требующие новых знаний. Нефтяная отрасль была крайне наукоемкой на этапе становления – в 30–50 годы XX века. Тогда нефтяная наука только создавалась силами двух стран – СССР и США. Начиная с 50-х и до 90-х годов была возможность работать на уже разработанной научной базе, путем тиражирования апробированных на практике подходов. На переломе веков открытые в советское время высокопродуктивные месторождения начали истощаться. Компании вынуждены были переходить на низкопроницаемые пласты, как, например, на Приобском месторождении. И тут понадобилась новые подходы к проектированию, а также новые технологии, чтобы повысить продуктивность низкопроницаемых пластов. Нефтяная отрасль становится наукоемкой, когда меняется класс запасов.

Сегодня ни одно решение невозможно принять, опираясь на опыт. Прежний опыт не работает. Любое решение мы должны просчитать, смоделировать, инженерно обосновать.

– Невозможность прибегнуть к прежнему опыту создает необходимость накопления новых знаний. С чьей стороны исходит запрос на эти знания?

– Про нашу компанию, «Газпром нефть», могу сказать, что мы уже вполне осознанно даем запрос своему инновационному окружению. Но так происходит не всегда и не у всех.

В постперестроечное время нефтяные компании практически не участвовали в научной работе. В основном новые технологии привносились в нефтяную отрасль сервисными компаниями и изготовителями оборудования, которые сами предлагали внедрять ту или иную технологию.

Только сейчас начал формироваться запрос от самих нефтяных компаний. В этом смысле не все нефтяные компании находятся на одной ступени зрелости.

Более того, недостаточно просто сделать запрос. После того, как задача сформулирована, мы не ограничиваемся поиском компаний, готовых с нею справиться. Мы намечаем новые пути развития науки, учитывая логику ее развития. Вместе с партнерами из научного инновационного окружения мы ищем направления будущих прорывов. Это правильно, ведь мы хотим стать бенчмарком мирового уровня в нефтяной отрасли, а не просто копировать чужие достижения.

«Умный» запрос должен быть всегда, без этого новым технологиям развиваться сложно. А для того чтобы запрос мог исходить от бизнеса, требуется высокий уровень специалистов,



работающих в самих нефтяных компаниях. Они должны, по существу, быть исследователями, погруженными в производство, умеющими поставить правильные задачи и решить их вместе с профессиональными учеными.

– Такие специалисты – штучный товар, где их находит для себя «Газпром нефть»?

– Взращиваем. Ищем талантливых студентов и обучаем на своих проектах. У нас работает корпоративный университет, создаются корпоративные обучающие программы, наши сотрудники принимают активное участие в конференциях, в том числе, международных. У нас есть система распространения знаний, опыта. Это все позволяет создать атмосферу непрерывного обучения.

– Каким должен быть следующий революционный шаг, куда Вы сегодня смотрите с точки зрения научных направлений?

– Направление всегда одно – качество запасов падает, цена на нефть не растет, это ставит перед нами задачу радикального повышения эффективности нашего труда. Слово «радикальное» означает, что удельная стоимость тонны нефти, добываемой из малопродуктивных пластов, должна быть уменьшена не на 3–5%, а на 30–40%. Наибольший эффект в этом направлении может дать строительство новых высокотехнологичных скважин и резкое уменьшение операционных затрат.



Во-первых, цифровизация операционной деятельности. Это один из основных трендов и мы, безусловно, будем продолжать его развивать.

Во-вторых, новые материалы и аддитивные технологии. Без новых материалов и новых способов изготовления оборудования невозможно сократить удельную стоимость скважин, создать высокотехнологичное оборудование для исследования и эксплуатации скважин. 3D-принтеры – это путь к гибким технологиям. Гибкость очень важна, потому что высокотехнологичное оборудование не нужно в больших объемах. Например, чтобы обеспечить все компании в стране роторно-управляемыми системами для навигации при бурении горизонтальных скважин, достаточно нескольких сотен таких систем. Такие небольшие заказы себя не окупают, поэтому никто за них не берется. С помощью гибких технологий эта проблема может быть решена. Как и проблема производства кастомизированных материалов. Возможность печатать на 3D-принтере малые партии необходимого оборудования делает аддитивные технологии одним из ключевых направлений.

> «Роль научного блока компаний – следить за развитием новых технологий и понимать, какие направления наиболее актуальны и подключаться в том случае, если какое-то потенциально важное направление не развивается»

Сегодня основные затраты связаны со сложностями при строительстве скважин и освоении новых территорий. Важно уметь моделировать и проектировать комплексно, учитывать все геологические неопределенности в большом портфеле взаимосвязанных месторождений. На основе проведенного анализа мы выделили несколько основных направлений.

В-третьих, цифровой инжиниринг. Под цифровым инжинирингом мы понимаем проектирование и создание сложных технологических процессов и объектов на базе системного инжиниринга, дополненного цифровыми инструментами для системного инжиниринга. Рассмотрение сложных проектов с самого начала при помощи цифровых двойников, которые совершенствуются по мере накопления информации, позволяет минимизировать ошибки и увеличить ценность проекта.

Системный инжиниринг – это то, что должен знать каждый инженер. В вузах нашей страны системный инжиниринг, к сожалению, почти не преподают, хотя на Западе эта дисциплина является обязательной для всех инженеров. Ну а цифровых инструментов для системного инжиниринга в достаточном ассортименте нет даже на Западе. Мы же хотим автоматизировать весь труд системного инженера с помощью программных продуктов, которые будут разрабатываться в рамках цифровой трансформации компании «Газпром нефть».

– Есть ли у компании технологии, которыми вы готовы поделиться с конкурентами, подарить, продать?

– Да, мы рассматриваем этот вопрос. В блоке разведки и добычи компании создано специализированное дочернее предприятие, которое будет заниматься коммерциализацией технологий. Конечно, технологии класса ноу-хау, которые обеспечивают нам конкурентное преимущество в данный момент, мы продавать не будем.

Западные сервисные компании располагают значительными средствами для проведения НИОКР, именно они являются заказчиками новых технологий. К сожалению, большинство российских сервисных компаний лишены возможности заниматься наукой. Поэтому мы, нефтяные компании, обязаны какое-то время быть центром инновационной экосистемы, которая обеспечивает технологическое развитие сервисных компаний. Конечно, при этом нужно будет уделять внимание справедливому разделу интеллектуальной собственности, которая может возникнуть в результате сотрудничества.

– Научный мир – это особая среда, чтобы развиваться, надо взаимодействовать. Как происходит ваше взаимодействие со сторонними научными организациями?

– Если мы совместно создаем технологию, которая обеспечивает нам ноу-хау, то мы заключаем соглашение о том, что эти технологии используются только у нас. Но их немного, и касаются они не самих технологий, а того, как эти технологии внедрять (т.е. это метатехнологии, метазнания).

На Западе рынок технологий развит достаточно хорошо, там созданы благоприятные условия, позволяющие компаниям взаимодействовать вне санкционных ограничений и каждая нефтяная компания может купить любую технологию. Поэтому конкурентным преимуществом нефтяной компании становится не сама технология, а способ ее применения, последовательность, время, место и т.д. В этом смысле те алгоритмы, которые позволяют правильно применять технологии, мы считаем ноу-хау и стараемся не продавать.

– Что можно сегодня отнести к самым передовым технологиям в добыче?

– Нефтяные компании не часто становятся разработчиками технологий, это происходит при наличии особой потребности и особо одаренных людей в компаниях. Например, 3D-сейсмику придумали специалисты Exxon Mobile, первые буровые установки на воде также являются изобретением нефтяных компаний. Но после первых прорывов подключаются сервисные и инжиниринговые компании. Роль научного блока компаний – следить за развитием новых технологий и понимать, какие направления наиболее актуальны и подключаться в том случае, если какое-то потенциально важное направление не развивается.

Нефтяная компания принимает инвестиционные решения, создает геологические модели пластов и разрабатывает технологические схемы обустройства месторождений, то есть принимает основные технологические решения.

Основное направление, которое развивают сегодня собственно нефтяные компании, и я считаю это правильным, – разработка цифровых решений. Еще одно важное направление, которое пока не может развиться без вклада нефтяных компаний, – это новые материалы и 3D-принтинг. А в остальном мы должны оказывать помощь университетам, ставить задачи, делать правильные заказы. Нефтяные компании являются бустером, их задача, в том числе, ускорение. Когда возникает идея, важно создать команду, которая будет разрабатывать эту идею в соответствии с проектными принципами.

– Какой эффект дает применение научных разработок для компании? Назовите несколько знаковых цифр.

– Оценить напрямую эффект от внедрения новой технологии практически невозможно, особенно если говорить о технологиях проектирования и принятия решения. Нельзя запроектировать месторождение старыми способами, обустроить, разбурить, посмотреть, что получится, а потом все вернуть, заново запроектировать новым методом и посмотреть разницу, чтобы высчитать эффективность.

Определяя эффективность технологий, нужно говорить об интегральных показателях. За счет новых технологий, внедряемых на стадии эксплуатации, когда все основные технологические решения уже приняты, все основные объекты уже построены, эффективность может быть повышена не намного. Например, применяемые сейчас методы увеличения нефтеотдачи могут увеличить коэффициент извлечения нефти только на 2–3%. Чтобы повысить эффективность добычи на 15% и более, надо с самого начала запроектировать массовое применение технологий в масштабе всего пласта.

Вот почему мы фокусируемся на принятии решений на ранних стадиях, на разработке геологической модели, на правильном выборе системы разработки. Мы уверены, что на этих этапах можно добиться существенного повышения эффективности. Оценки, получаемые нами путем сценарного ретроспективного моделирования, показывают, что тщательные многовариантные инженерные расчеты, учет неопределенности и рисков на ранних этапах инвестиционных проектов приводят к повышению эффективности минимум на 15–20%.

В подтверждение сказанного могу привести следующую интегральную оценку. С 2010 по 2020 годы продуктивность пластов в зонах нового бурения в нашей компании уменьшилась в 6 раз. Но новые технологии, прежде всего бурение горизонтальных скважин с множественными ГРП и разветвленных скважин, а также правильное применение этих технологий позволили нам сохранить экономическую эффективность разработки таких пластов. Эффективность продукции не меняется, мы так же устойчивы, значит, вся наша деятельность эффективна. Все это – результат внедрения новых технологий.

– Цифровые двойники не гарантируют избавление от ошибок. Бывают провалы?

– Неожиданности в условиях неопределенности, конечно, неизбежны. Более того, они закладываются во все наши интегрированные модели. Когда мы приступаем к разработке даже небольшого месторождения, создается цифровая модель, предоставляющая разветвленное дерево принятия решений. На каждом поворотном этапе определяются наименее рискованные пути. Риск невозможно убрать вообще, но мы его уменьшаем и создаем инструменты по управлению рисками.

– Какие вызовы стали наиболее сложными с точки зрения технологического соответствия?



– Могу привести пример Приобского месторождения. Это клад, к которому мы долго не могли подступиться. Начиная с 80-х годов до конца 90-х мы не могли сделать разработку этого месторождения рентабельной. Тогда проницаемость пласта в районе первоочередных участков составляла около 20 мД. Сейчас это месторождение активно разрабатывается, причем участки с проницаемостью 20 мД давно разбурили, сегодня уже бурим участки, где проницаемость менее 1 мД.

Всегда есть месторождения, к которым сложно подобрать технологические ключи. Стратегия нашей компании строится таким образом, чтобы на 10–20 лет вперед заложить не только профили добычи месторождений, в которых мы уверены. Мы оцениваем и так называемую технологически обусловленную добычу – добычу, которую мы сможем обеспечить, если с какой-то вероятностью к некоторому сроку сумеем подобрать необходимые технологии.

Начиная любой проект, мы апробируем несколько технологий, с самого начала закладываем вероятность достижения успеха. Но, главное, надо в каждый момент понимать, насколько удалось приблизиться к конечному решению, в этом и состоит основа управления НИОКР и новыми технологиями в нашей компании.

– Как правильно нефтяной компании, в частности «Газпром нефти», выстраивать взаимоотношения с научным сообществом? Видите ли Вы у молодых специалистов интерес к фундаментальной науке?

– Частота появления талантов, в соответствии с законом Харди–Вайнберга, не зависит от времени и места, таланты есть всегда. Политика нашей компании состоит в том, чтобы отбирать и следить за способными ребятами с первых курсов, а потом по результатам работ отбирать для работы в компании. Поэтому к нам приходят люди очень мотивированные, которые хорошо знают научную базу и готовы развивать новые технологии и подходы для решения производственных задач. Системный цифровой инжиниринг будет востребован не только в нефтянке. Если Бог в один момент отберет у нас нефть, то все они смогут устроиться на любое другое высокотехнологичное производство, например в сфере биомедицины, альтернативной энергетики. Цифровой инжиниринг одинаков везде. Везде нужны новые материалы, цифровые расчеты.

Мы взаимодействуем со многими вузами, помогаем им в той части, где им не хватает компетенций (как правило, это управление проектами и понимание нефтяного производства). В каждом университете мы начинаем с формирования небольшой «рабочей ячейки», вырабатываем единый язык, обеспечиваем понимание задач нашей отрасли, а затем постепенно расширяем объем заказов. Результаты работы, например, с Санкт-Петербургским политехническим университетом таков: мы начинали с пяти людей, сейчас в научно-образовательном центре «Газпром нефть-СПбПолитех» работает около 80 человек, за все время около 40 человек устроились на работу в нашу компанию.

– В прошлом году НТЦ испытал новый сверхтвердый материал, в этом процессе был задействован ряд организаций. Есть еще примеры подобного направления работы с научным сообществом по созданию новых материалов?

– Когда неслучайным (проектируемым) способом создается материал, специалисты компании сообщают научным центрам, какие материалы с какими свойствами нам нужны. Ученые с помощью цифрового моделирования определяют, какими должны быть исходные компоненты, какую температуру и давление нужно поддерживать, чтобы получить материал с нужными свойствами. Мы развиваем много направлений в области проектируемых материалов: подготовка новых жидкостей для ГРП и буровых растворов, новые реагенты для повышения методов нефтеотдачи. Если говорит о полученном нами сверхтвердом материале, то исследователи находятся уже на следующем этапе этого проекта: мы теперь хотим не просто отливать матрицу долота из этого материала, а изготавливать ее с помощью аддитивных технологий, что позволит создать совершенно новые конструкции долот с улучшенными гидродинамическими и тепловыми характеристиками. Эта идея является примером применения системного инжиниринга в процессах создания новых материалов и высокотехнологичного оборудования.

– Наше интервью проходит накануне Дня работника нефтяной газовой и топливной промышленности. Что Вы пожелаете коллегам-нефтяникам?

– Хочу пожелать коллегам большой удачи. Мы давно находимся в зоне турбулентности, неопределенности в нашей отрасли растут. Нам нужна удача. А компетенции, умение работать, самоотверженность у нефтяников были всегда. ●

Keywords: *digital engineering, high technologies, import saving, «Gazprom Neft», scientific potential.*

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!



6 сентября – День работников нефтяной и газовой промышленности – это праздник всех, кто связал свою судьбу с нелегкой профессией геолога, буровика, разработчика, строителя, транспортника, технолога и множества других нефтяных и газовых специальностей.

Решение государственных задач по подготовке инженерных кадров для нефтегазовой промышленности России объединило талантливых людей. Вот уже более 100 лет наша держава является одним из лидеров по добыче углеводородного топлива, создает собственные технологии и проводит фундаментальные исследования мирового уровня, открывая новые горизонты в познании недр! Эти успехи были достигнуты благодаря деятельности выдающихся исторических личностей – Ивана Губкина, Николая Байбакова, Валентина Шашина, Виктора Черномырдина и многих других. Впереди нас ждут еще более впечатляющие достижения по освоению труднодоступных запасов Арктики и шельфа, созданию передовых инновационных технологий и инфраструктуры для расширения рынков.

Губкинский университет, названный в честь академика Ивана Губкина, обеспечивает подготовку кадров для нефтегазовой отрасли, активно развивается, входит в группу лидеров по научно-исследовательской и образовательной деятельности в российских и международных рейтингах и является одним из мировых лидеров нефтегазового образования!

Без нефти и газа не может обойтись ни один человек в современном мире! Нефтяная и газовая промышленность постоянно наращивает уровни добычи и производства топливно-энергетических ресурсов, обеспечивая тем самым как внутренние потребности страны в энергоресурсах, так и выполнение экспортных обязательств.

Дорогие коллеги! Примите мои искренние поздравления с Днем работников нефтяной и газовой промышленности. Я желаю успехов и творческих прорывов всему нефтяному сообществу, которые ежедневно трудятся на благо нашей Родины!

Я желаю вам всегда быть позитивными и целеустремленными, требовательными к себе и к делам, успешно преодолевать трудности и добиваться высоких результатов в профессиональной деятельности, быть опорой и поддержкой для коллег, семьи и всей страны!

Здоровья, творческого настроя и благополучия!

Ректор
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина
Виктор Мартынов

«ТЕХЭКСПЕРТ»: производственная безопасность под контролем

УДК 004

БОЛЬШИНСТВО КРУПНЕЙШИХ МИРОВЫХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ И РОССИЙСКИХ, ОТНОСЯТСЯ К ПРЕДПРИЯТИЯМ С ВЫСОКОЙ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ И НАЦЕЛЕНЫ НА ДОСТИЖЕНИЕ САМЫХ ВЫСОКИХ РЕЗУЛЬТАТОВ В ОБЛАСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЫ ТРУДА. НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ В ДАННОМ НАПРАВЛЕНИИ СТАНОВЯТСЯ ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ. ГРАМОТНО ВЫСТРОЕННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫМИ РИСКАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЦИФРОВЫХ РАЗРАБОТОК ПОВЫШАЕТ НАДЕЖНОСТЬ АКТИВОВ И ИСКЛЮЧАЕТ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЦЕПОЧКЕ

MOST OF THE WORLD'S LARGEST OIL COMPANIES, INCLUDING RUSSIAN ONES, ARE SOCIALLY RESPONSIBLE ENTERPRISES AND ARE AIMED AT ACHIEVING THE HIGHEST RESULTS IN THE FIELD OF INDUSTRIAL SAFETY AND LABOR PROTECTION. ADVANCED TECHNOLOGIES ARE BECOMING AN INTEGRAL PART OF SUCCESSFUL WORK IN THIS REGARD. A WELL-DESIGNED ENTERPRISE RISK MANAGEMENT SYSTEM USING DIGITAL DEVELOPMENTS INCREASES THE RELIABILITY OF ASSETS AND ELIMINATES THE HUMAN FACTOR IN THE PRODUCTION CHAIN

Ключевые слова: *программные решения, промышленная безопасность, охрана труда, нефтегазовые компании, нормативные акты.*

Требования охраны труда, которые должны соблюдаться на объектах нефтегазового комплекса, содержатся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации.

Основой функционирования нефтегазового комплекса являются такие нормативные правовые и локальные нормативные акты, как правила и инструкции по охране труда; нормативные правовые акты, определяющие особенности труда отдельных категорий работников (женщин, иностранных работников и др.); нормативные правовые акты, устанавливающие порядок организации охраны труда в целом, регламентирующие в том числе вопросы предоставления работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, необходимых гарантий и компенсаций; нормативные правовые акты, касающиеся вопросов организации проведения обязательных медосмотров работников и обеспечения их СИЗ, смывающими и (или) обезвреживающими средствами и проч.

С учетом положений соответствующих нормативных правовых актов специалист по охране труда должен реализовывать комплекс мер, среди которых контроль за безопасным выполнением работ, мониторинг осуществления необходимых процедур с предусмотренной периодичностью, планирование мероприятий, направленных на улучшение условий труда работников организации, учет и анализ аварий и несчастных случаев на производстве и профзаболеваний, контроль эффективности функционирования СУОТ в целом.

> Для снижения влияния человеческого фактора компании переходят на автоматизацию бизнес-процессов

Все эти процессы требуют большого количества времени, завязаны на планировании, учете, контроле и связаны с высоким риском допущения ошибок. Для снижения влияния человеческого фактора при таком массиве задач и ответственности компании переходят на автоматизацию бизнес-процессов и рассматривают в качестве помощника цифровые технологии.

Цифровые технологии на страже безопасного производства

На предприятиях, где организована система управления охраной труда посредством соблюдения государственных нормативных требований с учетом специфики отрасли, масштабов и особенностей операционной среды ее деятельности, необходим современный цифровой подход к организации надежного контроля в сфере безопасности.

Обеспечить его поможет Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт», разработанная российской компанией АО «Кодекс». Это многофункциональное решение для эффективного управления процессами охраны труда, промышленной и пожарной безопасности на предприятии.

Интеграция с системами СЭД, САПР, АСУ ТП, ERP, PLM и работа в едином информационном



пространстве «Техэксперт» позволяют контролировать, оптимизировать и автоматизировать ежедневные рутинные задачи специалистов в области безопасности.

Материалы системы ежемесячно обновляются и дополняются, в том числе проверочные листы и уникальный контент, включающий в себя программы обучения, экзаменационные билеты комбинированного типа для проверки знаний сотрудников по всем направлениям деятельности.

Внедрение ИСУПБ «Техэксперт» обеспечит эффективное решение ключевых задач производственной безопасности на предприятиях нефтегазовой отрасли и позволит:

- перейти на риск-ориентированный подход в управлении предприятием;
- перевести процесс по обеспечению производственной безопасности в русло цифровой экономики;
- повысить результативность и эффективность функционирования системы менеджмента безопасности труда и охраны здоровья на предприятии;
- выявить и устранить несоответствия, снизить количество нарушений, минимизируя суммы штрафов надзорных органов;
- объединить информационные ресурсы и подразделения предприятия или холдинга в единое пространство, организовать обмен данными, что позволит максимально оперативно принимать согласованные решения;
- повысить уровень культуры безопасности и создать благоприятные условия труда, что приведет к повышению производительности.

> Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт» – это многофункциональное решение для эффективного управления процессами охраны труда, промышленной и пожарной безопасности на предприятии

ИСУПБ «Техэксперт» обеспечивает единое информационное пространство учетной системы и нормативно-правовых и нормативно-технических документов в области производственной безопасности, возможность связать между собой через интегральную оценку показатели различных бизнес-процессов, направленных на обеспечение безопасности.

Автоматизация и цифровизация охраны труда

Система является модульным решением. В ее состав входят модули, автоматизирующие базовые бизнес-процессы из различных аспектов безопасности («Управление медосмотрами», «Аудиты», «Управление обучением», «Управление СИЗ и СИОС», «Управление условиями труда» и другие).

Специфические требования, предъявляемые законодательством в области охраны труда, промышленной и пожарной безопасности, а также других направлениях производственной безопасности, учтены в соответствующих блоках системы.

Так, например, модуль **«Управление ОПО и ТУ»** предоставляет возможность формировать график регламентных работ и уведомлять работников о сроках их проведения, вести учет опасных производственных объектов и применяемых технических устройств. Также модуль позволяет аккумулировать информацию для подготовки отчетности в Ростехнадзор из смежных модулей как в автоматическом, так и в ручном режиме.

Основным направлением в охране жизни и здоровья работников нефтегазовой отрасли является выдача им технических средств для предотвращения или уменьшения воздействия на них вредных и (или) опасных производственных факторов, а также от загрязнения. В нефтегазовом комплексе применяются коллективные средства защиты работников от вибрации, шума, а также от воздействия химических и биологических факторов. Сократить время на планирование и расчет потребности приобретения средств защиты, учет внутренних норм и учет выдачи поможет модуль **«Управление СИЗ и СИОС»**.

Держать под контролем задачи по обеспечению пожарной безопасности объектов, сооружений и людей легко с помощью специализированного модуля **«Управление пожарной техникой»**, который позволяет автоматизировать задачи по учету



высокоэффективных систем управления ОТ в организации».

Реализованные проекты по внедрению системы на различных предприятиях – знак качества и высокой оценки решения со стороны клиентов. Действующие пользователи ИСУПБ «Техэксперт» отмечают, что система – отличный инструмент для оперативной и достоверной оценки состояния объектов управления по направлениям. Использование системы позволяет оптимизировать использование ресурсов, выделяемых на обеспечение производственной безопасности, упрощает внедрение проактивных подходов в управлении травматизмом и аварийностью. В ряде случаев, в зависимости от текущего положения дел, может быть достигнут прямой экономический эффект.

объектов защиты и средств пожаротушения, формированию графика регламентных работ, контролю сроков проведения запланированных работ.

Модуль **«Управление медосмотрами»** позволяет вести учет штатного расписания, сотрудников организации, контингента для прохождения медосмотров, медицинских учреждений, проводящих медосмотры

С его помощью специалист по охране труда может формировать график медосмотров для сотрудников предприятия, уведомлять ответственных лиц о сроках их проведения, отслеживать результаты проведенных медосмотров.

Все это – лишь некоторые из возможностей ИСУПБ «Техэксперт». Использование системы позволяет компаниям решить такие проблемы, как:

- отсутствие единого информационного пространства в области управления безопасностью;
- неэффективная трата времени на ручную обработку данных и подготовку отчетов;
- сложности с контролем выполнения требований НПА, возникающие из-за разрозненности источников нормативных документов;
- несоблюдение сроков проверки знаний работников в области охраны труда;
- отсутствие возможности проанализировать производственные риски.

> Использование системы ИСУПБ «Техэксперт» позволяет оптимизировать использование ресурсов, выделяемых на обеспечение производственной безопасности, упрощает внедрение проактивных подходов в управлении травматизмом и аварийностью

Эффективное программное решение для качественной работы

В 2019 году Интегрированная система управления производственной безопасностью «Техэксперт» получила признание на федеральном уровне. По итогам ежегодного всероссийского престижного конкурса «Здоровье и безопасность», проводимого Ассоциацией «ЭТАЛОН» по инициативе Министерства труда и социальной защиты РФ для продвижения инновационных и эффективных решений в области охраны труда, ИСУПБ «Техэксперт» заняла первое место и получила золотую медаль в номинации «Разработка и внедрение

Тренд производственной безопасности имеет большую перспективу в России, и информационные цифровые продукты для нее крайне необходимы. АО «Кодекс» продолжает разработку решений, которые помогут российским предприятиям максимально безболезненно перейти к цифровизации и быть в числе лидеров по безопасности производства, качеству и скорости выпуска продукции. ●

Keywords: *software solutions, industrial safety, labor protection, oil and gas companies, regulations.*

ИСУПБ ТЕХЭКСПЕРТ
ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ

Подробности о системах «Техэксперт» вы можете узнать по телефону «горячей линии»
8-800-555-90-25

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Уважаемые представители нефтегазовой отрасли, дорогие ветераны!



Сердечно поздравляю Вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Нефтегазовая отрасль – это основа благосостояния и наращивания экономического потенциала России, динамика ее развития остается верным индикатором состояния отечественной и мировой промышленности в целом.

В настоящее время добыча углеводородов требует применения сложнейших инновационных технологий, высочайшей квалификации коллектива. Профессионализм нефтяника, геолога, инженера определяет успех нефтегазовых компаний, обеспечивает эффективную добычу углеводородов.

Особые слова благодарности – дорогим ветеранам нефтегазовой отрасли. Становление промышленности, обороноспособность нашего государства обеспечены вашим трудом. Именно вы строили первые скважины, копали траншеи для первых нефтепроводов протяженностью десятки километров, вручную укладывали трубы. Это настоящий подвиг!

Для Татарстана День работников нефтяной и газовой промышленности имеет особое значение, поскольку нефтяная промышленность неразрывно связана с жизнью республики, ее историей. Начало освоения большой нефти Татарстана в 1943 году придало мощный импульс становлению и развитию промышленности не только республики, но и всей страны. За прошедшие годы из недр Татарстана добыто свыше 3,4 млрд тонн нефти и более 100 млрд кубометров попутного газа.

Время ставит перед нами новые задачи, бросает новые вызовы. Уверен, нефтяники готовы к работе в самых сложных условиях, поскольку вооружены самыми современными технологиями. Это позволяет смотреть в будущее с уверенностью и оптимизмом.

Желаю всем работникам нефтяной и газовой промышленности новых трудовых свершений, покорения новых глубин как в добыче, так и в переработке. Крепкого здоровья и благополучия вам и вашим семьям!

С праздником!

Президент Республики Татарстан
Рустам Минниханов

ТЕСТИРОВАНИЕ И ВЫБОР КАТАЛИЗАТОРА

на установке риформинга Павлодарского нефтехимического завода

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПОДТВЕРЖДАЮЩИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА. С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИИ PT-RE КАТАЛИЗАТОРОВ ПОКАЗАНО, ЧТО ДЛЯ ПЕРЕРАБОТКИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ КАЗАХСТАНА ЦЕЛЕСООБРАЗНА ЗАГРУЗКА КАТАЛИЗАТОРА ПР-71, КОТОРЫЙ ПОКАЗАЛ ВЫСОКУЮ СЕЛЕКТИВНОСТЬ В РЕАКЦИИ РИФОРМИНГА ДЕГИДРОЦИКЛИЗАЦИИ ПАРАФИНОВ

THIS ARTICLE PRESENTS SIMULATION RESULTS THAT CONFIRM THE FEASIBILITY OF USING MATHEMATICAL MODELS OF THE CATALYTIC REFORMING PROCESS. USING THE ACTUAL OPERATION DATA OF PT-RE CATALYSTS, IT IS SHOWN THAT FOR PROCESSING HIGH-PARAFFIN OIL IN KAZAKHSTAN, IT IS ADVISABLE TO LOAD THE PR-71 CATALYST, WHICH HAS SHOWN HIGH SELECTIVITY IN THE DIFFICULT REACTION OF REFORMING DEHYDROCYCLIZATION OF PARAFFINS

Ключевые слова: *каталитический риформинг, моторное топливо, цифровые технологии, прогностические модели, тестирование и выбор катализатора.*

УДК: 665.6/.7, 66.011

Дюсова Ризагуль Муслимовна
аспирант Томского политехнического университета

Сейтенова Гайни Жумагалиевна
ассистент профессора кафедры «Механика и нефтегазовое дело» НАО «Торайгыров университет»

Иванчина Эмилия Дмитриевна
профессор Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета

Полубоярцев Дмитрий Сергеевич
главный технолог «Oil and Gas Research and Design Institute»

Пчелинцева Инна Вагизовна
инженер «GasInformPlast» Well Testing Center

Цифровые технологии процессов нефтепереработки и нефтехимии являются одним из приоритетных научных направлений в России и за рубежом. Решение проблемы повышения эффективности работы действующего оборудования стало возможным с разработкой цифровых технологий переработки углеводородного сырья, созданных на стыке математики, физики, информатики и химической технологии. Особенно актуально данное направление для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей промышленности.

Известно множество отечественных и зарубежных аналогов таких разработок. Но при этом в большинстве случаев компьютерное моделирование базируется на информационном и статистическом подходах и не затрагивает физико-химической и технологической сущности промышленных процессов. Моделирование показателей качества, выполняемое такими системами, по статическим законам применимо лишь в случае стационарного ведения промышленного процесса. Однако подавляющее большинство промышленных каталитических процессов нефтепереработки и нефтехимии являются нестационарными.

В условиях протекания промышленного процесса непостоянным является состав перерабатываемого углеводородного сырья, что определяющим образом влияет на реакционную способность углеводородов. Большинство процессов нефтепереработки и нефтехимии являются каталитическими и протекают вдали от равновесия. Увеличение ресурса катализатора при работе на оптимальной активности определяющим образом влияет на экономику всего производства. В этой связи востребованным является направление создания интеллектуальных программных комплексов, в основе которых лежат физико-химические модели многокомпонентных каталитических процессов.

Созданная в Томском политехническом университете методология построения интеллектуальных систем для повышения энерго- и ресурсоэффективности промышленных процессов нефтепереработки и нефтехимии основана на иерархической структуре накопления знаний, что позволяет реализовать поэтапный анализ и прогнозирование протекания промышленных процессов переработки углеводородного сырья, выполнять мониторинг и оптимизацию активности катализаторов, эксплуатируемых в процессах каталитического риформинга бензинов, изомеризации, дегидрирования, алкилирования, каталитического крекинга. В настоящее время в промышленность внедрены и функционируют в заводских базах данных следующие разработки Томского политехнического университета:

1. Математическая модель процесса каталитического риформинга бензинов на установках ЛЧ-35-11/1000, ЛЧ-35-11/600, Л-35-11/600 и ЛГ-35-8/300Б для мониторинга и прогнозирования работы Pt-Re-катализаторов риформинга.
2. Математическая модель процесса изомеризации пентан-гексановой фракции для мониторинга и прогнозирования работы катализатора СИ-2, совмещенная с HYSYS для оптимизации состава сырья.
3. Математическая модель процессов дегидрирования и гидрирования на установке Пакол – Дифайн для мониторинга и прогнозирования работы катализаторов DEH-11 и DEH-15.
4. Программно-реализованная методика подачи воды в реактор дегидрирования, новый способ защищен патентом РФ, подготовленным совместно с технологами ООО «КИНЕФ».

Как продолжение этих работ, в статье приведены результаты исследований работы катализаторов на установках риформинга для тестирования и выбора катализатора на установке риформинга ПНЗ.

Процессы риформинга, изомеризации, дегидрирования невозможны без применения платиносодержащих катализаторов, именно они инициируют протекание целевых реакций. Вместе с тем в процессе эксплуатации катализатора происходит снижение его активности и селективности, для восстановления которых проводят регенерацию. Это позволяет заново создать активную поверхность контакта, сократить издержки на производство конечного продукта за счет повторного использования катализатора. Основной причиной снижения активности является закоксовывание катализаторов и блокировка активных центров КГС (коксогенными структурами).

Применение цифровых технологий позволяет проводить непрерывный мониторинг работы промышленных установок риформинга, изомеризации, дегидрирования и количественно оценивать степень закоксовывания катализаторов, с тем чтобы с учетом химического состава сырья проводить оптимизацию технологических режимов.

Мониторинг и прогнозирование работы катализаторов риформинга

Для контроля и описания активности, селективности и стабильности катализаторов, механизмов протекания химических реакций на поверхности платиновых контактов процесса риформинга и их кинетических закономерностей, необходимо измерять зависимость скоростей элементарных стадий реакций и каталитической реакции в целом от концентрации реагирующих веществ, температур и других параметров, влияющих на скорость реакции. Однако такой кинетический подход осложняется рядом факторов. Во-первых, скорость химических реакций зависит от температуры реакции, состава контактирующей с катализатором реакционной (контактной) смеси. Во-вторых, в реальных условиях проведения процесса химические превращения сопровождаются процессами масса- и теплопереноса, которые могут существенно исказить информацию о скорости каталитической реакции.

В настоящее время существуют два направления исследования каталитических свойств контактов: инструментальное и кинетическое. Инструментальные методы в итоге позволяют определить структуру активного центра в условиях протекания реакции, форму активации реагирующих веществ и обосновать поверхностный механизм на данном контакте.

Инструментальные методы

С использованием данных методов устанавливают текстуру катализаторов и объемные свойства их компонентов. Вместе с тем они дают лишь косвенную информацию о структуре поверхности, строении активных центров и т. д.

Инструментальные методы исследования катализаторов процесса риформинга чрезвычайно разнообразны по физической сущности, но по наиболее важным характеристикам можно выделить несколько подгрупп:

1. Окисление и восстановление с программированием температуры.
2. Электронная микроскопия.
3. Рентгенографические методы.
4. Оптическая и ультрафиолетовая спектроскопия.
5. Исследование магнитных свойств катализаторов.
6. Электронный парамагнитный резонанс.
7. Ядерный магнитный резонанс.
8. Мессбауэровская спектроскопия.

Описание каталитических свойств катализаторов процесса риформинга на основе только инструментальных методов не позволяет представить полной картины, поскольку не содержит данных о механизмах и скоростях превращения углеводородов на поверхности контакта. Для исследования кинетических закономерностей используют кинетические методы.

Кинетические методы

Кинетические методы позволяют обосновать формализованный механизм процесса, раскрыть физико-химический механизм конкретных реакций



и, следовательно, получить исходную информацию для сознательного управления этими реакциями при их практической реализации, определить кинетические параметры протекающих реакций.

Использование кинетического подхода позволяет сформировать формализованный механизм превращения углеводородов на платиносодержащем катализаторе процесса риформинга, оценить активность и стабильность работы катализатора в модельных условиях. Полная же картина о каталитических свойствах исследуемых катализаторов достигается только при комплексном рассмотрении результатов исследований инструментальными и кинетическими методами. Очевидно, что для такого интегрированного подхода необходимо рассматривать большой массив взаимно дополняющих данных, решение такой сложной задачи стало возможно лишь с внедрением вычислительных устройств и разработкой математических моделей, базирующихся на данных физических и кинетических испытаний платиносодержащих контактов.

На основе инструментальных и кинетических методов исследования катализаторов процесса риформинга невозможно достоверно произвести прогноз его каталитических свойств (активность, стабильность, селективность) при эксплуатации в промышленных условиях, поскольку не учитывается масштабный переход на производственные условия. При изменении сырья и технологических условий необходима повторная серия трудоемких испытаний, что можно избежать при использовании метода математического моделирования.

Именно сочетание результатов инструментальных и кинетических методов исследований, заложенных в математической модели, позволяет как оптимизировать состав разрабатываемого катализатора, так и обосновать для него кинетическую модель, путем решения обратной кинетической задачи охарактеризовать кинетические параметры контакта. При этом «кинетический подход» отнюдь не находится в противоречии с «инструментальным», а позволяет более полно и точно охарактеризовать активность и стабильность изучаемых образцов.

Учет процесса дезактивации в процессе эксплуатации платиносодержащих катализаторов риформинга вследствие закоксовывания кислотных и металлических центров, осуществляется при построении модели через функцию дезактивации:

$$K'_{jm} = K_{jm} \cdot F_m,$$
$$K'_{jk} = K_{jk} \cdot F_k,$$

где K_{jm}, K_{jk} – константы скоростей стадий, протекающих на металлических и кислотных центрах незакоксованного катализатора, соответственно; F_m, F_k – функции дезактивации металлических и кислотных центров катализаторов.

$$F_m = A_m \cdot e^{-b_m \cdot C_k},$$
$$F_k = A_k \cdot e^{-b_k \cdot C_k},$$

где A_m, A_k, b_m, b_k – параметры дезактивации (коэффициент отравления), определяемые из экспериментальных данных; C_k – концентрация кокса на катализаторе (определяется из уравнений основных реакций, т. к. кокс – продукт реакции).

Кинетика спекания катализатора выражается уравнением:

$$\frac{dD}{dt} = -k(T)D^n,$$

где D – относительная дисперсность платины $\left(D = \frac{D'}{D_0}\right)$;

D_0 – начальная дисперсность платины; t – астрономическое время; $k(T)$ – константа скорости процесса спекания; T – температура спекания.

$$K = K_0(T)\, e^{-\frac{Ed}{RT}},$$

где Ed – энергия активации спекания; T – температура регенерации катализатора; K_0 – зависит от химического состава катализатора и оценивается по экспериментальным данным.

Движущей силой спекания является разность термодинамических потенциалов мелких и крупных частиц.

Реакции риформинга протекают по бифункциональному механизму. Старение катализатора изменяет селективность процесса вследствие изменения баланса между реакциями, которые, в свою очередь, зависят от состава катализатора.

Если размер кристаллитов влияет на скорость реакции и ее селективность, то это приводит к изменению соотношения центров на металле, а электронные свойства очень малых кристаллов отличаются от электронных свойств металла в объеме. Механизмы протекания структурно-чувствительных реакций дегидроциклизации, изомеризации и гидрокрекинга парафиновых углеводородов описываются кинетическими моделями старения катализатора:

$$\frac{K_1}{K_1^0} = K_{01} e^{-l_1 D},$$
$$\frac{K_2}{K_2^0} = K_{02} e^{-l_2 D},$$
$$\frac{K_3}{K_3^0} = K_{03}\, ch(l_3 D).$$

Здесь l_1, l_2, l_3 – скорости необратимой дезактивации катализатора за счет старения; K_0 – энтропийный фактор процесса спекания; K_1, K_2, K_3 – константы скоростей структурно-чувствительных реакций (дегидроциклизации, изомеризации и гидрокрекинга соответственно); K_1^0, K_2^0, K_3^0 – константы скоростей структурно-чувствительных реакций без учета процесса старения катализатора.

Таким образом, полная математическая модель каталитического риформинга бензинов на полиметаллических катализаторах отражает динамический процесс падения активности и селективности промышленных катализаторов во времени. В свою очередь, именно нестационарная кинетика предопределяет выбор катализатора для конкретного процесса на основе модели, адекватно описывающей реальный процесс. Очевидно, что использование такого рода математических моделей позволяет делать прогноз эксплуатации катализатора не только в конкретных стационарных условиях, на момент его загрузки в реакторный блок, но и прогнозировать динамику его дезактивации и отравления в процессе эксплуатации, в связи с чем достоверность прогноза каталитических свойств системы многократно повышается.

Этот способ расчета констант скоростей химических реакций позволяет учитывать одновременное действие различных явлений дезактивации в течение рабочего цикла, а также в период испытания свежей загрузки. В то время как процедуры экспрессного тестирования не могут полностью соответствовать промышленной эксплуатации катализатора в условиях старения, отравления и закоксовывания его активной поверхности, что также затрудняет интерпретацию результатов.

Таким образом, используя программу можно выбрать из списка любой катализатор, провести расчеты для данного типа сырья и определить оптимальный катализатор для данной установки. Также возможности программы позволяют оптимизировать технологический процесс, выдать рекомендации по технологическим условиям.

Активность – это свойство катализатора ускорять химическую реакцию. Количественно активность равна разности скоростей протекания той же реакции и при тех же условиях за вычетом скорости без катализатора. Константа скорости химической реакции является количественной мерой активности катализатора.

K_0 характеризует частоту столкновения реагирующих молекул. Из теории Больцмана известно: число молекул, обладающих энергией активации $E > E_a$ (пороговое значение), пропорционально $exp(-E/RT)$.

Активность катализатора изменяется вследствие протекания процессов коксообразования, отравления и термической дезактивации. Количественно это выражается относительной активностью (по отношению к свежему катализатору), а dT – это температура компенсации.

Определяющим фактором эффективности процесса риформинга является активность, селективность и стабильность Pt-катализаторов. Внедрение полиметаллических катализаторов третьего поколения обеспечило возможность производства высокооктановых бензинов и позволило более чем в два раза продлить межрегенерационный цикл. Однако зачастую сопоставимая оценка активности, селективности и стабильности Pt-катализаторов осуществляется с применением лабораторных кинетических методов с последующим их тестированием на опытно-промышленных и даже промышленных установках.

ТАБЛИЦА 1. Константы скоростей химических реакций на катализаторах серии RG (в относительных единицах)

Реакция	Катализатор		
	RG-492,582	RG-682	ПР-71
гидрокрек *н*-П	3,1	1,9	1,8
н-П → *изо*-П	1,3	1,4	1.6
изо-П → *н*-П	1,2	1,2	1.2
Н-П → Н-6	3,0	3,0	3.0
гидрокрек *изо*-П	7,4	4,16	3.2
изо-П → Н-6	6,3	6,8	6,8
Н-5 → *изо*-П	3,3	2,4	2.2
Н-6 → Н-5	0,2	0,2	0,2
Н-6 → Ар	0,5	0,5	0,5
Ар → Н-6	0,1	0,1	0,1
Н-П → Н-5	4,9	5,3	5,5
изо-П → Н-5	4,7	4,9	5,3
Н-5 → Н-6	1,7	3,8	3,8
Н-5 → *н*-П	0,85	0,85	0,5

Вместе с тем развитие методов математического моделирования в практике кинетического анализа процессов обеспечивает возможность оценки кинетических параметров различных катализаторов решением обратной кинетической задачи по экспериментальным данным. При этом становится возможным переносить работу катализатора на другую установку, на другой процесс и проводить сопоставление его эффективности в зависимости от условий эксплуатации.

Достоверность и точность получаемых результатов определяется адекватным описанием механизма многокомпонентного процесса каталитического риформинга на Pt-катализаторах путем агрегирования углеводородов по принципу близости их реакционной способности и свободной энергии Гиббса, а также учетом нестационарности кинетических параметров катализатора, как следствие протекания процессов коксообразования, отравления и старения.

Достоверность тестирования Pt-Re катализаторов обусловлена учетом при моделировании термодинамических и кинетических закономерностей протекания химических реакций, а также комплекса факторов нестационарности промышленных процессов.

Учет реакционной способности компонентов перерабатываемого сырья, количественно выражаемой значением констант скоростей химических реакций, является основой для сравнительного анализа применяемых Pt-Re катализаторов.

Мониторинг и оптимизация активности катализаторов серии RG

Кинетические закономерности превращения углеводородов в процессе риформинга бензинов, определяемые решением обратной кинетической задачи, подтверждают правильность выбора уровня детализации механизма протекания реакций дегидрирования и изомеризации нафтеновых углеводородов, гидрокрекинга, дегидроциклизациии и изомеризации парафинов, а также реакций коксообразования. Это является теоретической базой для тестирования и сравнительного анализа катализаторов риформинга бензинов.

Результаты решения обратной кинетической задачи для катализаторов серии RG приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 2. Анализ работы катализатора RG-682 в сравнении с системой катализаторов RG 492, 582

Катализатор	RG 492, 582	RG 492, 582	RG 492, 582	RG 492, 582	RG-682	RG-682
Активность	0,95	0,86	0,87	0,85	1,22	1,12
Перераб. сырье, т	377 496,00	1 060 355,00	1 114 992,00	1 227 700,00	192 167,00	275 527,00
Число крекинга	3,10	1,90	1,90	1,90	2,10	1,80
Температура входа	501,00	492,00	495,00	496,00	490,00	483,00
Расход сырья м³/ч	170,00	143,60	157,40	157,20	194,00	135,00
Пар /(Нафт + Аром) в сырье	1,35	1,34	1,34	1,34	1,49	1,51
н-Пар/и-Пар сырье	1,14	1,06	1,06	1,06	1,29	0,95
Кратн. цирк. м³/м³	1132,00	1372,80	1252,80	1249,40	1000,00	1481,50
Степень изомеризации	62,00	45,00	45,00	45,00	83,00	49,00
Степень ароматизации	26,75	19,17	18,89	18,85	26,20	25,74
Ароматика, % вес.	65,88	60,83	60,55	60,50	63,21	63,27
Октановое число о.ч.и.	97,70	97,00	96,20	97,00	98,30	98,60
МЦП в катал., % вес.	0,61	0,30	0,31	0,31	0,40	0,33
Перепад температур	60,00	64,50	66,90	65,70	73,00	73,00
Кокс, % вес.	4,03	5,79	6,10	6,76	1,75	1,72
Выход риформата	85,04	85,36	85,71	85,69	87,67	87,62

Таким образом, сравнительный анализ катализаторов показал значительное увеличение селективности RG-682, что подтверждается снижением констант скоростей химических реакций гидрокрекинга парафинов и гидрогенолиза нафтенов. При этом возросли скорости реакций изомеризации парафинов и нафтенов. Менее значительное изменение наблюдается в скоростях дегидроциклизации парафинов.

Таким образом, развитие цифровых технологий обеспечивает решение задачи обоснованного выбора и сравнительной оценки эффективности Pt-катализаторов на основе разработанной нестационарной кинетической модели процесса риформинга, учитывающей физико-химические закономерности превращения углеводородов на поверхности контакта и технологические особенности промышленной установки, а также внутризаводской базы данных по этому процессу. Точность расчетов и получение достоверных результатов определяется правильностью формирования формализованного механизма многокомпонентного процесса каталитического риформинга на Pt-катализаторах путем агрегирования углеводородов по принципу близости их реакционной способности и с учетом нестационарности кинетических параметров катализатора вследствие его дезактивации за счет физического старения, отравления и коксообразования. Исходя из выполненных исследований, на установке риформинга был загружен катализатор RG-682.

Однако дальнейшие исследования показали, что катализаторы серии ПР-71, 81 (разработка Омского института проблем переработки углеводородов, Белый А.С., Смоликов М.Д., СО РАН, Россия) обладают высокой селективностью в отношении протекания реакций дегидроциклизации парафинов, что очень важно для переработки высокопарафинистого сырья Павлодарского нефтехимического завода.

Как известно, важнейшими свойствами катализаторов нефтепереработки и нефтехимии являются активность, селективность и стабильность. Активность и селективность обеспечивают скорость протекания каталитической реакции и, соответственно, выход и качество полученной продукции. А стабильность – устойчивость этих показателей в течение срока службы катализатора. При поддержании условий равновесия реакции коксообразования и гидрирования промежуточных продуктов уплотнения достигается уровень оптимальной активности катализатора, при которой происходит его саморегенерация. Работа на оптимальной активности позволяет существенно продлить срок межрегенерационного пробега катализаторов риформинга [3].

Исходя из условий термодинамического равновесия реакции окисления коксогенных соединений, образующихся на поверхности платиносодержащих катализаторов дегидрирования, были определены оптимальные режимы подачи воды в промышленный реактор, что обеспечило увеличение срока службы катализатора на 20% [4].

Мониторинг работы установок риформинга

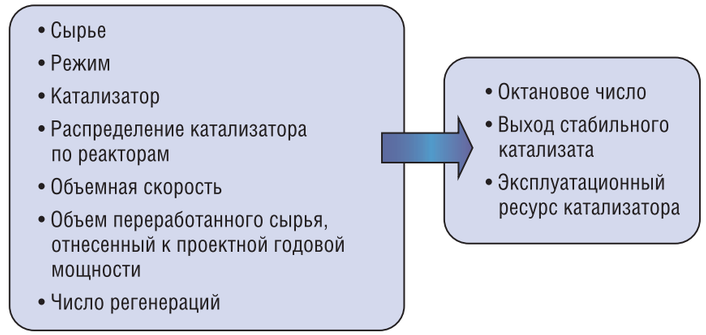
Современные модификации Pt-Re-катализаторов позволяют получить высокооктановый катализат с ИОЧ 96–98 при селективности 87–90% мас. Однако неизбежно возникает вопрос об их стабильности в процессе эксплуатации, которая определяется углеводородным составом перерабатываемого сырья, технологическим режимом и конструкционными особенностями реакторного блока. Принципиально неверно сводить многофакторную задачу мониторинга промышленного катализатора по эксплуатационным признакам

к делению на «зарубежные» и «отечественные» по поверхностным признакам без учета физико-химических закономерностей протекания целевых и побочных реакций (Нефтепереработка и нефтехимия, 2013 г., № 6, Плешакова Н.А. и др.). Решить эту многофакторную задачу прогноза работы катализаторов можно только с использованием кинетической модели, которая учитывает комплексное влияние на дезактивацию процессов коксообразования, отравления и старения. Кроме того, необходимо добавить к этому технологический уровень эксплуатации катализатора.

Цифровые технологии позволяют определять оптимальные технологические условия и углеводородный состав перерабатываемого сырья, обеспечивающие повышение эффективности за счет сбалансированности кислотной и металлической активности катализатора, т.е. осуществлять оптимизацию работы промышленного реактора при различных режимах его эксплуатации.

Мониторинг работы катализатора с учетом текущего потенциала его активности и количественной оценкой оптимальной активности (активность, соответствующая условию термодинамического равновесия реакций коксообразования и гидрирования промежуточных продуктов уплотнения) был проведен

РИС. 1. Факторы, влияющие на реакционную систему



с использованием Системы контроля работы катализаторов.

В оптимальном случае реализация рабочего потенциала катализатора определяющим образом зависит от степени вовлечения всех показателей (факторов) в процесс регулирования технологического режима работы установки. При этом различают зависимые и независимые факторы (рис. 1). К независимым факторам относят, прежде всего, углеводородный состав сырья и октановое число бензинов, а также степень очистки сырья от вредных примесей. К зависимым факторам (зависимыми считаются те факторы, на которые можно повлиять в процессе регулирования) относятся расход реагентов, температура, подача хлорагентов.

Наиболее эффективно многопараметрическое регулирование при наличии обобщенного критерия, который характеризует как потенциал катализатора, так и степень его реализации. В качестве такого критерия используется коксообразование на поверхности катализатора, длительность сырьевых циклов и суммарный объем переработанного сырья. Далее представлены результаты мониторинга и прогнозирования промышленных установок ЛЧ-35-11/600, ЛЧ-35-11/1000, Л-35-11/600 КИНЕФ (табл. 3–6).

Из расчета, что на установку ЛЧ-35-11/1000 загружено 117 т катализатора, то количество кокса при переработке 1 827 252 т сырья составит 12,1 т. Так как на рассчитываемую дату переработано 1 827 252 т сырья, то количество кокса составит 0,0007% мас. на объем переработанного сырья.

ТАБЛИЦА 3. Прогнозный расчет на модели текущей активности катализатора на установке ЛЧ-35-11/1000 (катализатор RG-682)

Перераб. сырье, т	940 302	1 163 862	1 827 252
Температура входа	482	484	492
Расход сырья м³/ч	135	135	135
Пар/(Нафт + Аром)	1,51	1,51	1,51
н-Пар/и-Пар сырье	0,95	0,95	0,95
Кратн. цирк. м³/м³	1481,5	1481,5	1481,5
Степень изомеризации	46	46	46
Степень ароматизации	22,36	22,37	22,17
Ароматика, % вес.	59,72	59,73	59,52
Октановое число о.ч.и.	96	96	96,9
Кокс, % вес.	6,39	7,31	10,3
Кокса на массу катализатора, т			12,1
Степень дезактивации, %			0,0007

ТАБЛИЦА 4. Расчет на модели текущей активности катализатора ПР-71 на установке ЛЧ-35-11/600

Перераб. сырье, т	122 167,00	163 764,00
Температура входа в Р-2	484,00	487,00
Степень ароматизации	26,82	26,52
Ароматика, % мас.	59,92	59,63
Выход водорода, %	2,34	2,49
Кокс, % вес.	0,90	1,24
Расход сырья м³/ч	80,00	73,00
Пар/(Нафт + Аром)	1,52	1,54
н-Пар/и-Пар сырье	0,93	1,06
Кратн. цирк. м³/м³	1260,00	1379,70
Степень изомеризации	42,00	54,00
Октановое число о.ч.и.	96,70	96,80
Выход риформата	88,73	88,54
Кокса на массу катализатора, т	0,62	
Степень дезактивации, %	0,0004	

ТАБЛИЦА 5. Прогноз на модели работы установки Л-35-11/600 при загрузке катализатора ПР-71 (расчет на модели)

Перераб. сырье, т	496 224,00	988 974,00	1 564 074,00
Температура входа	487,00	493,00	495,00
Степень ароматизации	29,92	29,88	30,00
Ароматика, % вес.	59,19	59,15	59,26
Выход водорода, %	2,11	2,11	2,12
Кокс, % вес.	4,11	8,16	10,95
Расход сырья м³/ч	75,00		
Пар/(Нафт + Аром)	1,36		
н-Пар/и-Пар сырье	0,98		
Кратн. цирк. м³/м³	1333,30		
Степень изомеризации	49,00		
Октановое число о.ч.и.	96,00		

ТАБЛИЦА 6. Мониторинг работы установки Л-35-11/600 на катализаторе RG-682 (фактические данные)

Перераб. сырье, т	496 224,00	988 974,00	1 564 074,00
Температура входа	485,00	491,00	498,00
Степень ароматизации	19,83	19,79	19,91
Ароматика, % вес.	61,35	62,21	60,43
Выход водорода, %	2,12	2,12	2,13
Кокс, % вес.	2,50	4,97	11,89
Расход сырья м³/ч	75,00		
Пар/(Нафт + Аром)	1,36		
н-Пар/и-Пар сырье	0,98		
Кратн. цирк. м³/м³	1333,30		
Степень изомеризации	49,00		
Октановое число о.ч.и.	96,00		

Таким образом, с использованием фактических данных эксплуатации катализаторов серий RG и ПР показано, что для переработки высокопарафинистых нефтей Казахстана целесообразна загрузка катализатора ПР-71, который показал высокую селективность в затрудненной реакции риформинга дегидроциклизации парафинов.

Следует отметить, что производство моторных топлив в Республике Казахстан характеризуется невысокой глубиной переработки сырья и невысоким качеством выпускаемой продукции, в том числе при производстве бензинов. Одним из технологических приемов, позволяющим увеличить степень превращения сырья в продукт при экономии энергии, является оптимизация и прогнозирование режимов многостадийных каталитических процессов на основе метода математического моделирования и создания моделей, учитывающих реакционную способность углеводородов нефтяных фракций в процессе каталитического риформинга. Эффективность каталитической стадии переработки нефти зависит от правильности выбора технологических режимов и активности, селективности и стабильности применяемых катализаторов. В данной статье представлены результаты моделирования, подтверждающие целесообразность использования математических моделей процесса каталитического риформинга. Показана необходимость учета изменения состава перерабатываемого сырья и активности применяемых катализаторов на технологические режимы, что обеспечивает повышение качества выпуска товарной продукции. ●

Литература

1. *V. Sharikov, P. Petrov, Universal model for catalytic reforming, Chem. Petrol. Eng., 43, (2007) 580–584.*
2. *G. Froment, Modeling of catalyst deactivation, Applied Catalysis A: General, (212 (1, 2)) (2001) 117–128.*
3. *A. Aguayo, A. Gayubo, A. Atutxa, M. Olazar, J. Bilbao, Catalyst Deactivation by Coke in the Transformation of Aqueous Ethanol into Hydrocarbons. Kinetic Modeling and Acidity Deterioration of the Catalyst, Ind. Eng. Chem. Res., 41(17) (2002) 4216–4224.*
4. *N. Ostrovskii, Problems in the study of catalyst deactivation kinetics, Kinet. Catal., 2005, 46(5), 693–704.*
5. *J. Ancheyta, E. Villafuerte-Macias, Kinetic modeling of naphtha catalytic reforming reactions, Energy Fuels. 14 (2000) 1032–1037.*
6. *M. Stijepovic, A. Ostojic, I. Milenkovic, P. Linke, Development of a kinetic model for catalytic reforming of naphtha and parameter estimation using industrial plant data, Energy Fuels. 23 (2009) 979–983.*
7. *M. Rodriguez, J. Ancheyta, Detailed description of kinetic and reactor modeling for naphtha catalytic reforming, Fuel. 90 (2011) 3492–3508.*
8. *W. Wei, C. Bennet, R. Tanaka, G. Hou et al., Detailed kinetic models for catalytic reforming, Fuel Process. Tech, 89(4) (2008) 344–349.*
9. *H. Arani, M. Shirvani, K. Safdarian, E. Dorostkar, Lumping procedure for a kinetic model of catalytic naphtha reforming, Braz. J. Chem. Eng. 26(4) (2009) 723–732.*
10. *A. Belyi, Reforming Catalysts of the PR Family: Scientific Foundations and Technological Advancement, Kinet. Catal. 46(5) (2005) 684–692.*
11. *A. Noskov, Two centuries of mathematical modelling. Report at the problem seminar on 90-th anniversary of M.G. Slinko, (2005).*
12. *W. Hou, H. Su, Y. Hu, J. Chu, Modeling, Simulation and Optimization of a whole industrial catalytic naphtha reforming process on Aspen Plus platform, Chin. J. Chem. Eng., 14(5) (2006) 584–591.*
13. *T. Lid, S. Skogestad, Data reconciliation and optimal operation of a catalytic naphtha reformer, J. Process Control, 18 (2008) 320–331.*
14. *U. Taskar, J.B. Riggs. Modeling and optimization of a semiregenerative catalytic naphtha reformer. AIChE J. 3(43) (1997) 740–753.*
15. *Z. Hongjun, S. Mingliang, W. Huixin, L. Zeji et al., Modeling and simulation of moving bed rea,ctor for catalytic naphtha reforming», Pet. Sci. Technol., 2010, 28, 667–676.*
16. *Padmavathi G., Chaudhuri K.K. Modelling and simulation of commercial catalytic naphtha reformers, Can. J. Chem. Eng., 1997, 75, 930–938.*
17. *Rahimpour M.R. Operability of an industrial catalytic naphtha reformer in the presence of catalyst deactivation, Chem. Eng. Technol., 2006, 29 (5), p. 616–624.*
18. *Ostrovskii N.M. General equation for linear mechanisms of catalyst deactivation, Chem. Eng. J., 2006, 120, 73–82.*
19. *Kern C., Jess A. Regeneration of coked catalysts – modelling and verification of coke burn-off in single particles and fixed bed reactors, Chem. Eng. Sci., 2005, 60, 4249–4264.*
20. *Gyngazova M.S., Kravtsov A.V., Ivanchina E.D., Korolenko M.V. et al., «Reactor modeling and simulation of moving-bed catalytic reforming process», Chem. Eng. J., 2011, 176–177, 134–143.*
21. *Zagoruiko A.N., Belyi A.S., Smolikov M.D., Noskov A.S. Unsteady-state kinetic simulation of naphtha reforming and coke combustion processes in the fixed and moving catalyst beds, Catal. Today, 2014, 220–227, 168–177.*
22. *Баннов ПГ. Процессы переработки нефти. М: ЦНИИТЭнефтехим, 2001. 625 с.*
23. *Островский Н.М. Кинетика дезактивации катализаторов: математические модели и их применение. Институт катализа им. Г.К. Борескова. – М: Наука. – 2001. – 333 с.*
24. *Костенко А.В., Кравцов А.В., Иванчина Э.Д., Полубоярцев Д.С. Оценка технологических параметров Pt-катализаторов риформинга методом математического моделирования // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2005. –12. – С. 52–55.*

Keywords: *catalytic reforming, motor fuel, digital technologies, predictive models, testing and selection of the catalyst.*

FRACTURA

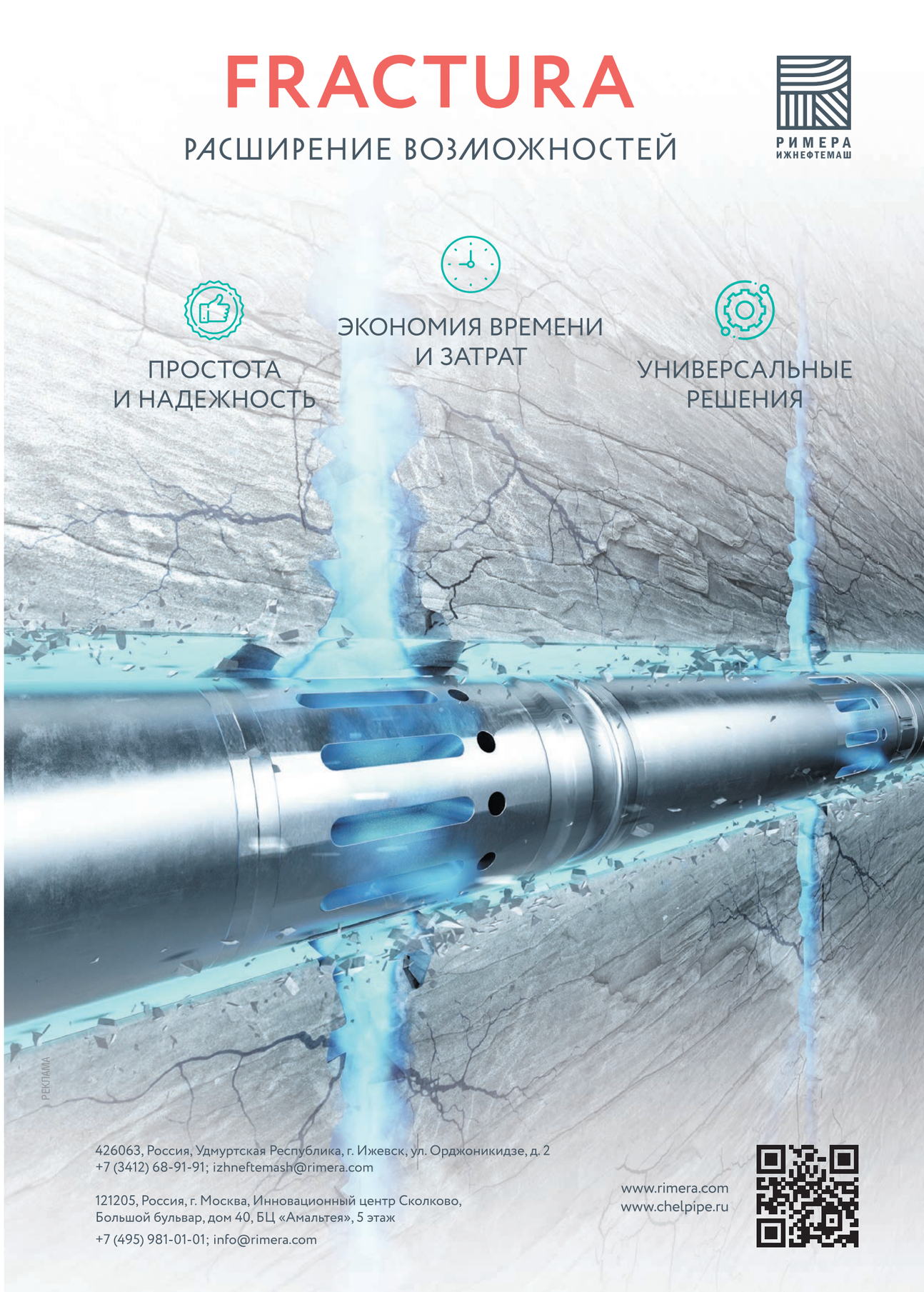
РАСШИРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

РИМЕРА ИЖНЕФТЕМАШ

ПРОСТОТА И НАДЕЖНОСТЬ

ЭКОНОМИЯ ВРЕМЕНИ И ЗАТРАТ

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ



РЕКЛАМА

426063, Россия, Удмуртская Республика, г. Ижевск, ул. Орджоникидзе, д. 2
+7 (3412) 68-91-91; izhneftemash@rimera.com

121205, Россия, г. Москва, Инновационный центр Сколково,
Большой бульвар, дом 40, БЦ «Амальтея», 5 этаж
+7 (495) 981-01-01; info@rimera.com

www.rimera.com
www.chelpipe.ru



НПЗ: время перехода на цифровые решения

УДК 004

ОДИН ИЗ САМЫХ ВАЖНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НПЗ – ГЛУБИНА ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ. В РОССИИ ОНА СОСТАВЛЯЕТ В СРЕДНЕМ 82,7 %, В ТО ВРЕМЯ КАК В ЕВРОПЕ И США ПРИБЛИЖАЕТСЯ К 100 %. ДОСТИЧЬ ЭТИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ВОЗМОЖНО БЛАГОДАРЯ ПРАВИЛЬНОМУ И СИСТЕМНОМУ ВНЕДРЕНИЮ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. О ТОМ, КАК ДОЛЖНА ПРОХОДИТЬ ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, РАССКАЗЫВАЮТ СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ YOKOGAWA – ОДНОГО ИЗ МИРОВЫХ ЛИДЕРОВ В ОБЛАСТИ ЦИФРОВЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ONE OF THE MOST IMPORTANT EFFICIENCY INDICATORS OF THE OIL REFINERY WORK IS THE OIL REFINING DEPTH. IN RUSSIA IT IS 82.7% ON AVERAGE, WHILE IN EUROPE AND THE USA IT IS AROUND 100%. IT IS POSSIBLE TO REACH SUCH INDICATORS DUE TO SYSTEMATIC INTRODUCTION OF DIGITAL TECHNOLOGIES. THE SPECIALISTS OF THE YOKOGAWA COMPANY, WHICH IS ONE OF THE WORLD LEADERS IN THE AREA OF DIGITAL SOLUTIONS FOR OIL AND GAS INDUSTRY, TOLD US ABOUT THE WAY THE DIGITAL TRANSFORMATION OF THE OIL REFINERIES SHOULD TAKE PLACE

Ключевые слова: *цифровые решения, энергоэффективность, безопасность производственного процесса, автоматизированное управление технологическим процессом, нефтеперерабатывающий завод.*

Дмитрий Евсеев
руководитель отдела комплексных решений Иокогава Электрик СНГ

Вызовы прогресса

Интернет вещей, облачные технологии и искусственный интеллект давно стали частью обыденной жизни. Мы с легкостью воспринимаем новые цифровые сервисы и используем их в личных целях. Однако когда речь заходит о крупных промышленных объектах, внедрить даже незначительно обновленный продукт может быть проблематично, ведь, как известно, чем масштабнее проект, тем сложнее в него вносить изменения.

Однако цифровая трансформация неизбежна. Двигаться к переменам в этом направлении подталкивают множество факторов: ужесточение экологических норм, меняющиеся правила со стороны регулирующих органов, рост активности инвесторов и, конечно, наличие конкурентов, внедряющих передовые цифровые решения. Чтобы оставаться конкурентоспособным, предприятие должно следовать новым веяниям, быть гибким, внедрять не просто современные, а передовые технологии и, главное, делать это правильно.

Наука трансформации

В той или иной степени, цифровые решения и программные продукты используют все предприятия ТЭК. Как минимум невозможно найти НПЗ, в цехах и на трубопроводах которого не были бы установлены датчики, передающие информацию операторам. Однако степень цифровизации каждого предприятия разная. Одни и те же технологические процессы на разных НПЗ имеют разную энергоемкость. Часть перерабатывающих заводов демонстрирует 70 % глубины переработки, в то время как другая часть – 90 %, а межремонтный интервал российских НПЗ составляет 2–3 года по сравнению с периодом в 6–8 лет для западноевропейских предприятий. Причина в том, что цифровые технологии используются, но не внедряются комплексно, а решают текущие точечные проблемы, не охватывая полный цикл.

Перерабатывающее предприятие состоит из ряда циклов: прием сырья, переработка, сбыт продукции и т.д. Если усиливать цифровые решения только в одном из этих циклов, а в других частях производственной цепочки оставить процессы работать «по старинке», то выигранная в «цифровом» цикле эффективность окажется незначительной на фоне рисков, возможных сбоев и низкой производительности других циклов. Внедрение инноваций должно происходить не только комплексно, но и на основе тщательной предварительной подготовки.

Дорожная карта цифровизации от Yokogawa

Чтобы оставаться конкурентоспособными, предприятия стремятся стать высокоманевренными, но все они находятся на разных уровнях технологической зрелости и в разной степени автоматизированы. Помогая предприятиям встать на рельсы правильной цифровой трансформации, специалисты Yokogawa разработали дорожную карту, направленную на последовательное внедрение цифровых технологий.

Она состоит из четырех шагов:

Первый шаг. На начальном этапе необходимо определить текущее состояние предприятия и степень его готовности к внедрению цифровых инициатив.

Второй шаг. Построение и внедрение системы ключевых показателей, отражающей текущую производственную деятельность.

Третий шаг. Внедрение инструментов-подсказчиков, помогающих принимать правильные и своевременные решения. Речь идет о системе поддержки принятия решений, построенной на цифровых двойниках и других инструментах. Внедряемые цифровые технологии должны расширять возможности человека, использовать его знания и опыт, обеспечивать их распространение, они должны избавить человека от рутинных задач, позволяя сосредоточиться на внедрении инноваций.

Четвертый шаг. На финальном этапе реализуется стремление к контурам закрытого управления. Внедряются инструменты, посредством которых происходит автоматизация основных технологических и управленческих процессов.

Компоненты цифровизации KBC/Yokogawa

Для построения правильного перехода Yokogawa разработала ряд инструментов и сервисов.

В качестве основных технологий следует отметить:

- системы строгого моделирования, а также инструменты аналитики и искусственного интеллекта;
- системы планирования и учета производства;
- системы автоматизации и оптимизации технологического процесса;
- инструменты поддержки принятия решений.

Среди сервисов особого внимания заслуживают следующие:

- анализ эффективности обслуживания активов;
- оптимизация оргструктуры сменных бригад предприятия;
- анализ технологии производства (узкие места, скрытый потенциал);
- базовые работы по проектированию, разработке ПО, внедрению, обучению и т.д.;
- ряд облачных сервисов (XaaS).

Внедрение этих инструментов должно способствовать снижению числа непредвиденных событий, а в случае их возникновения дает возможность быстро отреагировать. Производственная гибкость – один из главных показателей высокотехнологичного предприятия.

Прозрачное производство с OPEX

Также высокотехнологичное производство характеризуется высоким уровнем автоматизации. Однако нет необходимости автоматизировать все без исключения промышленные операции, т.е. производить «автоматизацию ради автоматизации». Но при этом важно внедрять цифровые продукты

Компоненты цифровизации KBC/Yokogawa

ТЕХНОЛОГИИ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Аналитика
- Строгое моделирование
  - Семейство Petro-SIM
  - Семейство VM-EMS
- Корреляционное моделирование
  - Аналитика технол.данных (Y)

Ведение производства
- Производств. планирование
  - Petro(C)
- Календар. планирование
  - VM-SCS
- Производственный учёт
  - VM-PA
- Управление эксплуатацией
  - OM(Y)

Автоматизация
- Процедурная автоматизация
  - Exapilot(Y)
- Усовершенствованное управление техпроцессом
  - PACE(S)
- Оптимизация в реальном времени
  - Petro-SIM
  - VM-ERTO
  - VM-EMPO
  - PACE(S)

Обучение и развитие персонала
- Тренажёр оператора
  - OmegaLand(Y/M)

СЕРВИСЫ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Консалтинг OpX
- OpX Asset - активы
- OpX People - персонал
- OpX Digital – цифровые технологии
- OpX Value Chain – цепочка создания ценности

ИТ и моделирование
- Моделирование данных и процессов
- Проектирование и разработка прикладного ПО
- Внедрение приложений
- Поддержка и обслуживание ПО

Облачные сервисы
- Co-Pilot
- Data-as-a-Service
- Software-as-a-Service

Примечание: Y = решение Yokogawa; C = технология Chevron; S = технология Shell; M = технология Mitsui

РИС. 1. Модель системы управления OPEX



таким образом, чтобы иметь информацию о всех происходящих технологических процессах.

В стремлении сделать производство прозрачным с точки зрения цифровых инструментов и данных, Yokogawa совместно с дочерней компанией KBC разработала модель системы управления OPEX. Эта модель делает акцент на тех областях, которые требуют особенного внимания при внедрении цифровых технологий. Модель также предполагает, что финансовые цели и бизнес-цели предприятия должны согласовываться с внедрением цифровых продуктов в производственный процесс.

В целом цифровую трансформацию промышленного предприятия можно охарактеризовать как взаимосвязь четырех ключевых инструментов: физические производственные активы, системы автоматизации, люди, а также рабочие практики, производственные и бизнес-процессы. Рассмотрение этих аспектов, как составляющих частей единого подхода, позволяет правильно организовать цифровую трансформацию предприятия, в результате чего оно приобретает гибкость и способность своевременно реагировать на технологические и рыночные вызовы.

Технологический баланс

В компании Yokogawa понимают, что цифровая трансформация – это постоянный путь, поэтому особый акцент делается на открытые системы и промышленные протоколы, что в дальнейшем дает возможность заказчику поддерживать их самостоятельно.

На каждом предприятии уже внедрены определенные IT/OT технологии, и маловероятно, что оно будет готово полностью отказаться от используемой системы ради усовершенствования отдельных элементов. При этом технологии могут быть самыми разными – где-то ультрасовременными, а где-то уже морально устаревшими. На первый план в таком случае выходит коллективная работа исполнителя и заказчика, а также взаимодействие со смежными исполнителями для оценки текущей ситуации и выработки оптимального варианта дальнейшего развития этих систем.

При проведении оценки важно учитывать не только совмещение технологий различных поставщиков, но и так называемых противоборствующих технологий. В качестве примера можно привести облачное и локальное хранение данных. Для обеспечения автоматизированного взаимодействия с внешними организациями необходимо использовать облачные технологии. В то же время, если речь идет о решениях по управлению автоматизацией производства, для их внедрения требуется локальное хранение собранных данных с учетом обеспечения информационной безопасности. Поэтому в данном случае важно определить необходимый баланс наличия и тех, и других и создать соответствующую архитектуру. Другой пример: если мы говорим о моделировании производства, то его можно производить как с помощью строгих моделей на основе первичных законов физики и химии, так и применять системы искусственного интеллекта на базе методов математической статистики (AI, ML). На разных этапах производства обе системы имеют свои преимущества, поэтому необходим их симбиоз и комплексное применение.

При правильном подходе цифровизация позволяет предприятию безопасно и надежно управлять повседневной деятельностью, извлекать уроки из прошлого и реагировать на будущие колебания конъюнктуры рынка.

Технологии постоянно меняются, каждый день возникают новые вызовы, на которые необходимо реагировать. Поэтому внедряемые решения должны быть не просто современными, а передовыми.

Правильная цифровая трансформация превращает НПЗ в высокоэффективное предприятие, имеющее минимальные издержки в производственной деятельности. Такое предприятие, безусловно, становится лидирующим в конкурентной борьбе. ●

KEYWORDS: *digital solutions, energy efficiency, production process safety, automated process control, oil refinery.*

info@ru.yokogawa.com
yokogawa.ru

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

ЮГРА

Уважаемые профессионалы, ветераны нефтегазовой отрасли!



Поздравляю вас с Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Нефтегазовый комплекс Югры играет стратегическую роль в обеспечении энергетической безопасности страны. Благодаря самоотверженному труду первопроходцев, ответственному отношению к делу современного поколения работников отрасли Югра – основной нефтегазодобывающий регион России.

В год 90-летия образования Ханты-Мансийского автономного округа, 60-летия открытия Шаимского месторождения, 55-летия открытия Самотлорского месторождения в Югре добыта 12-миллиардная тонна нефти. От миллиарда к миллиарду маховик нефтегазового комплекса Югры, аналогов которому нет в мире, создает условия для жизни граждан России.

В первом полугодии 2020 года открыто Северо-Западно-Пылинское месторождение, начата добыча на Лунгорском и Западно-Чистинном месторождениях.

В 2019 году суммарная добыча природного и попутного нефтяного газа в регионе составила 36,6 миллиарда кубических метров. Уровень рационального использования попутного нефтяного газа достиг 95,3 процента.

Организации отрасли – стратегические партнеры правительства Югры. Недропользователи вносят особый вклад в развитие городов, поселков. Строят школы, детские сады, спортивные центры, объекты здравоохранения, оснащают больницы и поликлиники современным оборудованием.

Керн достижений нефтегазового комплекса Югры, России пополняется новыми слоями.

Время ТрИЗов требует от организаций нестандартного, высокотехнологичного взгляда на отрасль, на подготовку специалистов. Команды профессионалов отрасли справляются с этими задачами.

Так, «Сургутнефтегаз» стал одной из первых нефтяных компаний в регионе, которая успешно развивает собственную систему непрерывного профессионального образования. Компания на протяжении многих лет поддерживает рационализаторскую деятельность сотрудников. В 2019 году внедрено более 2 тысяч предложений в области бурения, ремонта скважин, электроэнергетики.

С 2018 года правительство Югры и компания «Газпром нефть» работают над созданием комплекса отечественных технологий для разработки баженовской свиты с открытием новых производств в Югре.

Крупнейший актив нефтяной компании «Роснефть» предприятие «РН – Юганскнефтегаз» повысило эффективность бурения почти на 50 %, установив в этом году новый рекорд коммерческой скорости бурения. Горизонтальная скважина глубиной 4120 м построена за 8 суток.

«Самотлорнефтегаз» первым в отечественной отрасли внедрил систему интеллектуального месторождения.

Ряд уникальных технологических решений внедрен обществом «Славнефть-Мегионнефтегаз». С целью снижения производственных рисков на предприятии введен в промышленную эксплуатацию IT-продукт «Инфра-5D».

В июне 2020 года общество завершило масштабный проект по цифровизации системы управления в сфере энергоснабжения нефтепромыслов.

«ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» – один из лидеров по количеству внедрений природоохранных технологий. В их числе – бурение новых скважин без размещения отходов в шламовых амбарах, комплексная работа по искусственному воспроизводству водных биологических ресурсов.

Организации нефтегазового комплекса идут курсом максимального снижения нагрузки на окружающую среду. Рациональное использование ПНГ, снижение аварийности на трубопроводах, сокращение площади нефтезагрязненных земель – экологически эффективный промышленный рост отрасли.

Впереди на службе югорчанам, России каждого из вас, уважаемые работники отрасли, ждут пласты успехов. Это новые страницы истории Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, которые создает элита нефтегазовой промышленности страны.

Желаю вам, уважаемые земляки, масштабных достижений, воплощения самых смелых, амбициозных проектов на благо Югры, России. Добра, здоровья вам, членам ваших семей!

Губернатор Ханты-Мансийского автономного округа – Югры Н.В. Комарова

Neftegaz.RU
номер 9/2020 г.

УДК 665.658.2

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ГИДРООЧИСТКА

Переход к цифровой производственной технологии гидроочистки дизельных фракций нефти путем разработки и применения прогностических моделей

Чузлов Вячеслав Алексеевич
доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета, к.т.н.

Долганов Игорь Михайлович
доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета, к.т.н.

Иванчина Эмилия Дмитриевна
профессор отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета, д.т.н.

Ивашкина Елена Николаевна
профессор отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета, д.т.н.

Кривцова Надежда Игоревна
доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов Томского политехнического университета, к.т.н.

Коткова Елена Петровна
аспирант отделения химической инженерии Томского политехнического университета



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ И СОЗДАНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕВОЗМОЖНО БЕЗ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ В ПРАКТИКУ КИНЕТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, ОБЛАДАЮЩИХ ПРОГНОСТИЧЕСКОЙ СПОСОБНОСТЬЮ, ЧТО ОПРЕДЕЛЯЕТ АКТУАЛЬНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ В ЭТОМ НАПРАВЛЕНИИ. РАЗРАБОТАННЫЕ МОДЕЛИ СПОСОБНЫ ПРОГНОЗИРОВАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОГО НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ И АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА. ВЫПОЛНЕН СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРООЧИСТКИ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ КИНЕТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ С ПРОГНОЗИРУЕМЫМИ ФУНКЦИОНАЛЬНЫМИ СВОЙСТВАМИ КАТАЛИЗАТОРОВ, ПРОГРАММНО РЕАЛИЗОВАНА КИНЕТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ГИДРООЧИСТКИ С УЧЕТОМ ТЕПЛОМАССООБМЕНА И ХИМИЧЕСКОГО ПРЕВРАЩЕНИЯ, ПРИМЕНИМАЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВОК ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ В ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО

IMPROVING THE EFFICIENCY OF TECHNOLOGICAL PROCESSES AND CREATING NEW TECHNOLOGIES IS IMPOSSIBLE WITHOUT THE DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF KINETIC MODELS WITH PREDICTIVE ABILITY, WHICH DETERMINES THE RELEVANCE OF RESEARCH IN THIS DIRECTION. THE DEVELOPED MODELS ARE ABLE TO PREDICT THE OPTIMAL MODES OF PROCESSING PROCESSES WHEN THE HYDROCARBON COMPOSITION OF THE PROCESSED OIL RAW MATERIALS AND THE ACTIVITY OF THE CATALYST CHANGES. THE SYSTEM ANALYSIS AND FORECASTING OF TECHNOLOGICAL MODES OF PROCESSING OF HYDROCARBONS IN THE PROCESS OF HYDROTREATMENT IS PERFORMED. THEORETICAL BASES OF KINETIC MODELING OF PROCESSES WITH PREDICTED FUNCTIONAL PROPERTIES OF CATALYSTS, A SOFTWARE-IMPLEMENTED KINETIC MODEL OF HYDROTREATMENT TAKING INTO ACCOUNT HEAT AND MASS TRANSFER AND CHEMICAL TRANSFORMATION FOR OPTIMIZATION AND FORECASTING OF THE OPERATION OF INDUSTRIAL OIL-TO-DIESEL PROCESSING ARE PRESENTED

Ключевые слова: *гидроочистка, дизельное топливо, цифровые технологии, прогностические модели, дезактивация катализатора.*

Каталитическая гидроочистка широко применяется в нефтеперерабатывающей промышленности для удаления примесей, таких как гетероатомы (сера, азот, кислород), полициклические ароматические соединения (ПАС) и металлсодержащие соединения (в основном содержащие ванадий и никель). Концентрация этих примесей возрастает вместе с увеличением температуры кипения перерабатываемой фракции нефти. Соединения, содержащие серу, азот, кислород и ПАС, встречаются в типах сырья с низкой молекулярной массой, включающих прямогонные дистилляты (лигроин, керосин, газойль). Сырье с высокой молекулярной массой (вакуумные газойли, сырье атмосферной и вакуумной перегонки) содержат, как правило, те же примеси в более высоких концентрациях, а также комплексы соединений, содержащих никель, ванадий, асфальтены [3–6].

Вследствие существования сырья разнообразной природы с различным количеством и типом гетероатомов в сераорганических соединениях с разной реакционной способностью, были разработаны процессы гидроочистки для каждого типа сырья. Основные реакции, возникающие в процессе КГО, включают [7–9]:

- гидрообессеривание;
- гидродеазотирование;
- удаление кислородсодержащих соединений;
- гидродеароматизацию;
- гидродеметаллизацию;
- гидродеасфальтенизацию.

Для соответствия текущим и разрабатываемым жестким производственным нормам, предъявляемым к производству экологически чистого топлива (например, ULSD – Ultra-low Sulphur Diesel, дизельного топлива со сверхнизким содержанием серы), степень превращения по каждому реакционному пути должна достигать 99,98%. В связи с возрастающей ролью процессов гидроочистки в нефтеперерабатывающей промышленности назревает необходимость разработки программных комплексов, реализующих прогностические математические модели гидроочистки [10–14].

ФАКТЫ

99,98%

должна достигать степень превращения по каждому реакционному пути для достижения соответствия топлива жестким производственным нормам

Главной целью данного исследования является моделирование кинетики процесса гидроочистки дизельного топлива с акцентом на прогнозирование дезактивации катализатора и срока его замены.

Объект и методы исследования

При моделировании многокомпонентных процессов невозможно учесть каждый индивидуальный компонент, который участвует в химическом процессе – количество этих компонентов достигает 300–400 в случае гидроочистки [2]. Но при этом математическая модель должна быть чувствительна к изменяющемуся составу

сырья. Только в этом случае модель будет адекватна реальному процессу и будет обладать прогнозирующей способностью [1, 2].

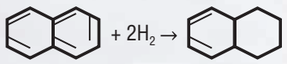
В процессе гидроочистки углеводородные компоненты с непредельными связями (включая олефины и ароматические углеводороды) подвергаются реакциям насыщения:

$$R - CH = CH - CH_3 + H_2 \rightarrow R - CH_2 - CH_2 - CH_3$$

$$C_6H_{10} + H_2 \rightarrow C_6H_{12}$$

При температурах от 350 до 450 °С происходит насыщение циклических углеводородов, включая нафталин и бензол:

$$C_6H_6 + 3H_2 \rightarrow C_6H_{12}$$



$$+ 2H_2 \rightarrow$$

Катализаторы гидропереработки проявляют активность в ряде важных реакций: гидродесульфуризации, гидрирования, гидродеазотирования, гидродеметаллизации и (в случае жидких продуктов, получаемых из угля) гидродеоксигенации. Все эти реакции влекут за собой гидрогенолиз гетероатомно-углеродной связи.

В реакторном блоке гидроочистки установки гидродепарафинизации Л-24-10/2000 используется алюмоникельмолибденовый катализатор, свойства которого приведены в таблице 1.

Кинетическая модель процесса включает скорости реакций превращения групп индивидуальных сераорганических соединений, таких как сульфиды, бензотиофены, дибензотиофены. Такая модель учитывает и продукты реакций гидрогенолиза сераорганических соединений.

$$\begin{cases} \text{Сульфиды} + H_2 \xrightarrow{k_1} \text{НУВ} + H_2S \\ \text{Бензтиофены} + H_2 \xrightarrow{k_2} \text{Арены} \\ \text{Дибензтиофены} + H_2 \xrightarrow{k_3} \text{Арены} \\ \text{Олефины} + H_2 \longrightarrow \text{НУВ} + H_2S \\ \text{Арены} - H_2 \xrightarrow{k_5} \text{Кокс} \\ \text{НУВ} + H_2 \longrightarrow \text{Арены} + H_2S \end{cases} \quad (1)$$

Кинетическая модель (1) является формализованной и квазигомогенной, следовательно, константы k_1–k_6 являются эффективными, т.е. представляют собой комбинацию констант всех промежуточных стадий. Для численной реализации модели проводится оценка этих кинетических параметров на основе экспериментальных данных по концентрациям веществ в сырье и продукте реакций.

ТАБЛИЦА 1. Свойства катализатора

Диаметр частиц, мм	1,2; 1,6; 2,5
Состав:	
Никель (NiO), % wt.	3,5
Молибден (MoO_3), % wt.	17,0
Площадь поверхности, m^2/g	210

ТАБЛИЦА 2. Маршруты реакций и соответствующие им эффективные константы скорости

Константа скорости	Маршрут	Значение константы скорости, $ч^{-1}$
k_1	Сульфиды + H_2 → НУВ + H_2S	0,3114
k_2	БТ + H_2 → Арены + H_2S	0,1090
k_3	ДБТ + H_2 → Арены + H_2S	0,0722
k_4	Олефины + H_2 → НУВ + H_2S	0,0934
k_5	НУВ + H_2 → Арены + H_2S	0,0990
k_6	Арены + H_2 → Кокс + H_2S	0,0012

ФАКТЫ

300–400

компонентов участвует в процессе гидроочистки

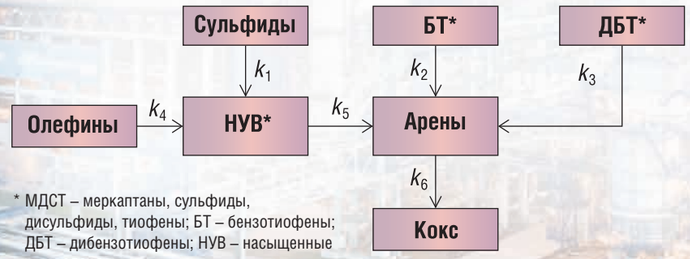
В итоге в разработанной кинетической модели присутствует пять различных направлений химических процессов между группами серосодержащих соединений. Следовательно, в ходе решения обратной кинетической задачи необходимо найти пять эффективных констант скоростей, отражающих соотношение, с каким будут образовываться или расходоваться те или иные компоненты смеси.

Поиск констант скоростей реакций осуществлялся путем нахождения минимума функционала:

$$\sum \sqrt{(S_{эксп} - S_{расч})^2} \le \varepsilon,$$

где $S_{расч}$ – расчетное значение общей концентрации серы в продукте установки гидроочистки; $S_{эксп}$ – экспериментально определенное значение концентрации общей серы в продукте установки гидроочистки; ε – заданная точность оптимизации кинетических параметров (ε = 5 %).

РИС. 1. Формализованная кинетическая схема реакций гидродесульфуризации серосодержащих соединений



* МДСТ – меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены; БТ – бензотиофены; ДБТ – дибензотиофены; НУВ – насыщенные углеводороды

ТАБЛИЦА 3. Математическая модель материального и теплового баланса (номера маршрутов (i) в выражениях скоростей реакций W_i соответствуют номерам маршрутов на кинетической схеме, рис.1)

Выражения скоростей реакций	Дифференциальные уравнения
$W_1 = k_1 C_{\text{Сульфиды}} C^{\nu}_{H_2}$ $W_2 = k_2 C_{\text{БТ}} C^{\nu}_{H_2}$ $W_3 = k_3 C_{\text{ДБТ}} C^{\nu}_{H_2}$ $W_4 = k_4 C_{\text{Олефины}} C^{\nu}_{H_2}$ $W_5 = k_5 C_{\text{НУВ}} C^{\nu}_{H_2}$ $W_6 = k_6 C_{\text{Арены}} C^{\nu}_{H_2}$	$G * \frac{\partial C_{\text{Сульфиды}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{Сульфиды}}}{\partial V} = -A_1 * W_1$ $G * \frac{\partial C_{\text{БТ}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{БТ}}}{\partial V} = -A_2 * W_2$ $G * \frac{\partial C_{\text{ДБТ}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{ДБТ}}}{\partial V} = -A_3 * W_3$ $G * \frac{\partial C_{\text{НУВ}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{НУВ}}}{\partial V} = A_4 * W_4 + A_1 * W_1 - A_5 * W_5$ $G * \frac{\partial C_{\text{Арены}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{Арены}}}{\partial V} =$ $= A_2 * W_2 + A_3 * W_3 + A_5 * W_5 - A_6 * W_6$ $G * \frac{\partial C_{\text{Олефины}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{Олефины}}}{\partial V} = -A_4 * W_4$ $G * \frac{\partial C_{\text{Кокс}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{Кокс}}}{\partial V} = A_6 * W_6$ $G * \frac{\partial C_{\text{Водород}}}{\partial Z} + G * \frac{\partial C_{\text{Водород}}}{\partial V} =$ $= -A_1 * W_1 - A_2 * W_2 - A_3 * W_3 - A_4 * W_4 +$ $+ A_5 * W_5 - A_6 * W_6$
Тепловой баланс	
	$G * \frac{\partial T}{\partial Z} + G * \frac{\partial T}{\partial V} = \frac{1}{\rho * C_p^{\text{см}}} * \sum_{i=1}^{p} (Q_i * A_i * W_i)$
Начальные условия	
	$dC_i = C_{i,0};\ t = 0$ $Z = 0 \rightarrow t = 0$ $V = 0 \rightarrow C = C_0$ $T = T_0$

Здесь: Z – полный объем переработанного сырья; V – объем катализатора; k_i – эффективная константа скорости химической реакции; C_i – текущая концентрация вещества i; v – стехиометрический коэффициент; A_i – относительная активность катализатора в отношении маршрута i; t – время реакции; p – количество псевдокомпонентов; W_i – скорость химической реакции по маршруту i; Q_i – тепловой эффект химической реакции по маршруту i; G – объемный расход сырья, $м^3/ч$

Значения кинетических констант для некоторых исходных данных из мониторинга, полученные при помощи разработанной программы, приведены в таблице 2.

После проверки разработанной математической модели на адекватность возникает задача изучения влияния различных факторов на содержание серы в целевом продукте на примере данных мониторинга установки Л-24-10/2000.

В качестве исследуемых факторов выбраны следующие: расход сырья, температура, рецикл, содержание H_2.

Для исследования влияния одного конкретного фактора на содержание серы в продукте необходимо зафиксировать постоянными значения всех остальных. Для этого исходные данные мониторинга работы установки необходимо усреднить и при исследовании варьировать только один. Анализируемый период: с 02.01.2014 по 16.11.2015.

Исходные данные для расчета и анализа приведены в таблице 4.

Исследование влияния расхода сырья

Влияние расхода сырья на содержание серы в продукте проводилось при следующих постоянных: содержание серы в сырье = 0,91 %, рецикл = 83 595,8 $м^3/ч$, содержание H_2 = 86,1 %, температура = 333,4 °С, ρ = 0,8303 $т/м^3$, давление = 8,84 МПа.

Исходные данные представлены в таблице 4.

ТАБЛИЦА 4. Исходные данные

Дата	Расход сырья, $м^3/ч$	Плотность, $т/м^3$	Сера в сырье, %	Начал. темп., °С	Рецикл, $м^3/ч$	Содержание H_2, %	Давление, МПа
02.01.14	319,9	0,8388	1,01	331,1	82 740,8	90,9	8,7
20.02.14	321,5	0,8364	0,96	331,4	82 787,4	88,8	8,9
16.03.14	315,4	0,8341	0,99	333,0	87 358,4	87,4	8,9
16.04.14	321,0	0,8298	0,91	332,0	83 093,4	88,7	8,8
16.06.14	316,5	0,8315	0,86	331,3	83 780,8	82,8	8,9
15.07.14	320,3	0,8276	0,87	340,3	86 235,7	79,8	8,9
17.10.14	305,9	0,8284	1,10	343,7	85 759,7	80,1	8,8
18.02.15	315,9	0,8234	0,70	334,6	83 058,8	87,2	8,9
16.11.15	273,5	0,8231	0,78	323,1	77 547,2	89,3	8,8
Среднее значение	312,2	0,8303	0,91	333,4	83 595,8	86,1	8,84

ТАБЛИЦА 5. Зависимость содержания серы в продукте от расхода сырья

Расход сырья, м³/ч	Содержание серы в продукте, ppm
273,5	3,2
305,9	3,15
315,4	5,65
315,9	5,8
316,5	6,0
319,9	7,4
320,3	7,5
321,0	7,8
321,5	8,1

ТАБЛИЦА 6. Зависимость содержания серы в продукте от температуры

Температура, °С	Содержание серы в продукте, ppm
323,1	0
331,1	7,2
331,3	7,06
331,4	6,99
332,0	6,58
333,0	5,96
334,6	5,07
340,3	2,86
343,7	2,03

ТАБЛИЦА 7. Зависимость содержания серы в продукте от расхода рецикла газа

Рецикл, м³/ч	Содержание серы в продукте, ppm
77 547,2	0
82 740,8	7,1
82 787,4	7,02
83 058,8	6,6
83 093,4	6,5
83 780,8	5,46
85 759,7	3,3
86 235,7	2,93
87 358,4	2,2

Зависимость содержания серы в продукте от расхода сырья представлена в таблице 5.

При увеличении расхода сырья степень обессеривания снижается, так как уменьшается время контакта сырья с катализатором, чем меньше расход сырья, тем выше качество целевого продукта, но производительность установки при этом снижается.

Влияние температуры

Влияние температуры на содержание серы в продукте рассчитывалось на модели при следующих условиях: расход сырья = 312,2 м³/ч, содержание серы в сырье = 0,91 %, рецикл = 83 595,8 м³/ч, содержание H_2 = 86,1 %, ρ = 0,8303 т/м³, давление = 8,84 Мпа.

Правильно выбранный интервал рабочих температур обеспечивает как требуемое качество дизельного топлива, так и длительность безрегенерационного цикла и общего срока службы катализатора. С повышением температуры увеличивается интенсивность реакции гидрообессеривания, гидрирования непредельных углеводородов, гидрогенизации нафтенов. Но существует предел температуры, после которой интенсивность протекания реакций снижается. Повышение температуры выше 400–420 °С нецелесообразно, так как интенсифицируются реакции гидрокрекинга и выход целевого продукта значительно снижается. Анализ данных установки это подтверждает.

ФАКТЫ

При **300–400** °С

интенсифицируются реакции гидрокрекинга и выход целевого продукта значительно снижается

Влияние расхода рецикла водородсодержащего газа

Влияние рецикла водородсодержащего газа на содержание серы в продукте рассчитано на модели при следующих условиях: расход сырья = 312,2 м³/ч, содержание серы в сырье = 0,91 %, температура = 333,4 °С, содержание H_2 = 86,1 %, ρ = 0,8303 т/м³, давление = 8,84 Мпа (таблица 7).

Таким образом, чем выше расход ВСГ, тем меньше серы в продукте, но при этом растут эксплуатационные затраты на установке.

Влияние чистоты циркулирующего водородсодержащего газа

Влияние содержания H_2 в циркулирующем водородсодержащем газе на содержание серы в продукте рассчитано на модели при следующих условиях: расход сырья = 312,2 м³/ч, содержание серы в сырье = 0,91 %, температура = 333,4 °С, рецикл = 83595,8 м³/ч, ρ = 0,8303 т/м³, давление = 8,84 Мпа (таблица 8).

ТАБЛИЦА 8. Зависимость содержания серы в продукте от расхода рецикла газа

Содержание H_2, %	Содержание серы в продукте, ppm
79,8	0
80,1	0
82,8	0
87,2	4,37
87,4	4,15
88,7	3,01
88,8	2,95
89,3	2,6
90,9	1,76

Повышение процентного содержания водорода в водородсодержащем газе способствует увеличению глубины гидроочистки, а также увеличивает срок службы катализатора и уменьшает образование отложений кокса на катализаторе.

Моделирование дезактивации катализатора гидроочистки в нестационарных условиях процесса

Для исследования взяты данные мониторинга установки Л-24-10/2000, включающей два реактора предварительной гидроочистки Р-1 и Р-2. В расчет взяты только точки с расходом 250–300 м³/h, что исключает влияние погрешностей измерения и других параметров, таких как состав сырья, на результат расчета математического приближения. В течение всего периода средняя температура в реакторе стабильно повышается от 300 до 366 °С.

Накопление кокса на поверхности катализатора в зависимости от объема переработанного сырья в период его эксплуатации с 01.01.2013 по 01.09.2015 представлено на рис. 2.

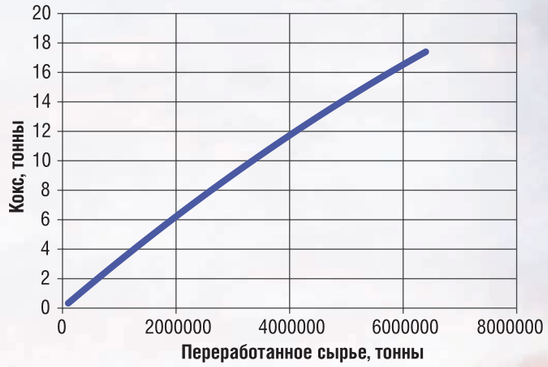
При расчете скорости отложения кокса учитывается активность катализатора, принята как отношение массы кокса к массе катализатора при 100%-ной активности в начальный период работы.

$$\frac{dM_{кокс}}{dM_{сырье}} = k * A_{кат}$$

$$A_{кат} = 1 - M_{кокс}/M_{кат}$$

В процессе постепенного отложения кокса на поверхности катализатора, а следовательно, изменения каталитической активности, изменяется скорость его отложения.

РИС. 2. Прогноз динамики отложения кокса на поверхности катализатора, составленный при помощи разработанной математической модели



ФАКТЫ

17,4 т

углерода отложилось на поверхности катализатора за период эксплуатации

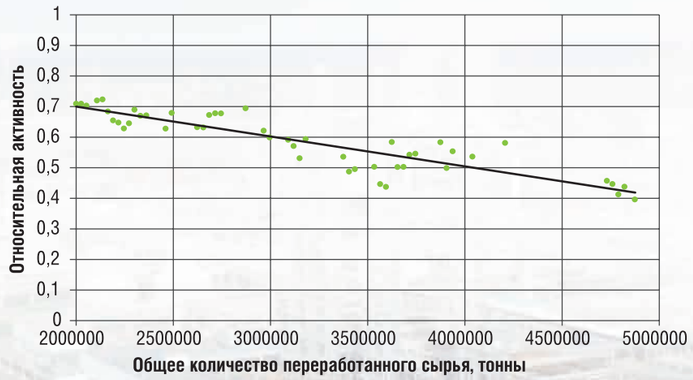
Прогнозирование срока работы катализатора гидроочистки

Согласно данным лабораторных анализов, после выгрузки катализатора в период с начала 2012 года по сентябрь 2015-го (3 года 9 месяцев)

ТАБЛИЦА 9. Скорость отложения кокса на 100 тыс. т сырья

	Отложение кокса на 100 тыс. т сырья, т	Временной период по мониторингу
Начальный период	0,325292	1–29.01.2013
Середина срока работы	0,267446	1–17.06.2014
Конечный период	0,216067	18–30.08.2015

РИС. 3. Активность катализатора гидроочистки в течение 3 лет



на поверхности катализатора образовалось 17 % масс углерода, что, исходя из массы катализатора, загруженной в реактор, равной 102,1 т, составляет 102,1 * 0,17 = 17,4 т. Таким образом, за период эксплуатации на поверхности катализатора отложилось 17,4 т углерода (кокса). За данный период переработано 6,321 млн т сырья. Следовательно, на каждую переработанную тонну сырья образовывалось в среднем 17,4/6321000 = 0,00000275 т кокса, или 0,0275 г кокса.

Математическая модель для расчета активности (рис. 2) катализатора при гидрообессеривании на установке Л-24-10/2000 представлена системой уравнений в частных производных:

$$\frac{\partial C_i}{\partial Z} + \frac{\partial C_i}{\partial V} = \sum_j A * W_j.$$

Начальные условия: $Z = 0 \rightarrow t = 0$; $V = 0 \rightarrow C = C_0$,

где Z – объем общего рафинированного корма; V – объем катализатора; C_i – концентрация компонента; W_j – скорость индивидуальной реакции; C_0 – начальная концентрация компонента; A – относительная каталитическая активность.

Активность катализатора в начале и в конце исследуемого периода (3 года) единичной функциональности, линейная функциональная зависимость между общей продуктивностью и активностью катализатора рассчитывается и показана в таблице 10.

ТАБЛИЦА 10. Относительная активность катализатора

Свойство	Значение
• Активность в начале рассматриваемого периода (2,02 миллиона тонн переработано)	0,71
• Активность в конце рассматриваемого периода (4,82 миллиона тонн переработано)	0,41
• Потеря активности катализатора	0,30
Функциональная зависимость процесса дезактивации катализатора $A = 0.1 * 10^{-7} * Z + 0.8948$	

Здесь *A* – относительная каталитическая активность; *Z* – количество переработанного сырья

Таким образом, наблюдается потеря активности катализатора почти на 1/3 его начальной активности. Это может быть вызвано составом фракций дизельного топлива и технологическими параметрами в реакторах гидрообессеривания установки Л-24-10/2000.

Разработанная математическая модель позволяет делать выводы по исходным причинам, которые влияют на общее качество обессеривания, и помогает в принятии решений в вопросах оптимизации процесса.

ФАКТЫ

0,0275

г кокса

образовывалось в среднем на каждую переработанную тонну сырья

Заключение

Выполнен системный анализ и прогнозирование технологических режимов переработки углеводородов в процессе гидроочистки дизельного топлива. Представлены теоретические основы кинетического моделирования процессов с прогнозируемыми функциональными свойствами катализаторов. Программно реализована кинетическая модель гидроочистки с учетом тепломассообмена и химического превращения, применимая для оптимизации и прогнозирования работы промышленных установок гидроочистки дизельного топлива.

Расчеты на математической модели показывают закономерное снижение концентрации серы (меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, дибензтиофены) в реакторном блоке в зависимости от времени контакта парожидкостной смеси с катализатором.

Математическая модель, адекватно описывающая процесс, может быть использована для исследования влияния состава сырья и технологических условий на степень обессеривания продукта.

Показано, что повышение парциального давления водорода в водородсодержащем газе увеличивает глубину гидрообессеривания. Данный факт можно объяснить тем, что с повышением парциального давления водорода снижается энергетический барьер для проникновения молекулы водорода в жидкую фазу и к поверхности катализатора, тем самым увеличивается вероятность гидрогенолиза гетероатомных связей в органических соединениях. Влияние температуры на эффективность гидроочистки объясняется усилением молекулярной диффузии.

Однако для температурного режима также есть предел, обусловленный активностью побочных реакций и коксообразования.

Прогнозирование активности катализатора и коксонакопления на его поверхности обеспечивает возможность предсказания срока его службы. ●

Литература

1. *Frank Cheng-Yu Wang, Winston K. Robbins, Frank P. Di Sanzo, and Frank C. McElroy, "Speciation of Sulfur-Containing Compounds in Diesel by Comprehensive Two-Dimensional Gas Chromatography," Journal of Chromatographic Science, No. 41, November/ December 2003. pp. 519–523.*
2. *G.C.A. Schuit and B.C. Gates, "Chemistry and Engineering of Catalytic Hydrodesulphurization. Deportment of Chemical Engineering University of Delowore, Newark, Delowore.," AIChE Journal, Vol. 19, No. 3, May 1973. pp. 417–438.*
3. *Frank Cheng-Yu Wang, Winston K. Robbins, Frank P. Di Sanzo, and Frank C. McElroy, "Speciation of Sulfur-Containing Compounds in Diesel by Comprehensive Two-Dimensional Gas Chromatography," Journal of Chromatographic Science, No. 41, November/ December 2003. pp. 519–523.*
4. *Mochida, I. , Choi, K. (2004) An overview of hydrodesulfurization and hydrogenation J. Jpn. Pet. Inst.47 (3): 145–163.*
5. *Ancheyta, J., Betancourt, G., Marroquin, G., Centeno, G., Castañeda, L.C., Alons, F., Muñoz, J.A., Gómez, M.T., Rayo, P. (2002) Hydroprocessing of Maya heavy crude oil in two reaction stages. Appl. Catal. A. 233: 159–170.*
6. *Х. Анчита, Дж. Спейт (ред.). Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы: пер. с англ. / [Х. Анчита и др.]; под ред. О.Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – 384 с., илл.*
7. *Anne Belinda Bjerre, Emil Sorensen. Hydrodesulfurization of Sulfur-Containing Polyaromatic Compond in Light Oil // Ind. Eng. Chem. Res. 1992. – V. 5, № 31 – P. 1577–1580.*
8. *Frank Cheng-Yu Wang, Winston K. Robbins, Frank P. Di Sanzo, and Frank C. McElroy, "Speciation of Sulfur-Containing Compounds in Diesel by Comprehensive Two-Dimensional Gas Chromatography," Journal of Chromatographic Science, No. 41, November/ December 2003. pp. 519–523.*
9. *Ed Palmer, Stan Polcar and Anne Wong, "Clean diesel hydrotreating. Design considerations for clean diesel hydrotreating," PTQ, 2009. pp. 91–100.*
10. *Кондрашёва Н.К., Кондрашёв Д.О. Технологические расчёты и теории процесса гидроочистки: учеб. пособие. Уфа: ООО «Монография», 2008. 106 с.*
11. *Баннов П. Г. Процессы переработки нефти. Москва: ЦНИИТЭнефтехим, 2000. 224 с.*
12. *Сотников В. В., Лисицын Н. В. и др. Автоматизированное проектирование и управление процессом гидроочистки дизельного топлива. СПб: Химиздат, 2005. 221 с.*
13. *Бесков В. С., Флок В. Моделирование каталитических процессов и реакторов. Москва: Химия, 1991. 256 с.*
14. *Кривцова Н.И., Иванчина Э.Д., Занин И.В., Ландль Ю.И., Татаурщиков А.А., «Кинетические закономерности превращения серосодержащих соединений в процессе гидроочистки дизельной фракций нефти», Известия Томского политехнического университета (Известия ТПУ), Т. 322, № 3, 2013. С. 83–86.*

KEYWORDS: *hydrotreating, diesel fuel, digital technologies, predictive models, catalyst deactivation.*



Уважаемые коллеги!

От имени Трубной Металлургической Компании искренне поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Стабильная и эффективная работа нефтегазового комплекса России – это необходимое условие для поступательного развития экономики нашей страны, залог её национального суверенитета, комфорта и высокого качества жизни её граждан. Благодаря вашему профессионализму и дисциплине, умению и желанию продуктивно работать, отрасль сегодня успешно решает задачи по модернизации, освоению новых углеводородных залежей, вводу в строй современных производственных объектов.

Мы рады, что ТМК как ведущий производитель трубной продукции для нефтегазового сектора вносит весомый вклад в реализацию масштабных энергетических проектов российских нефтегазовых компаний, и гордимся быть надежным партнером для отрасли.

Желаю вам новых ярких достижений, крепкого здоровья, неисчерпаемой энергии и отличного настроения!

Игорь Корытько
Генеральный директор ТМК

РЕКЛАМА

OpreX™

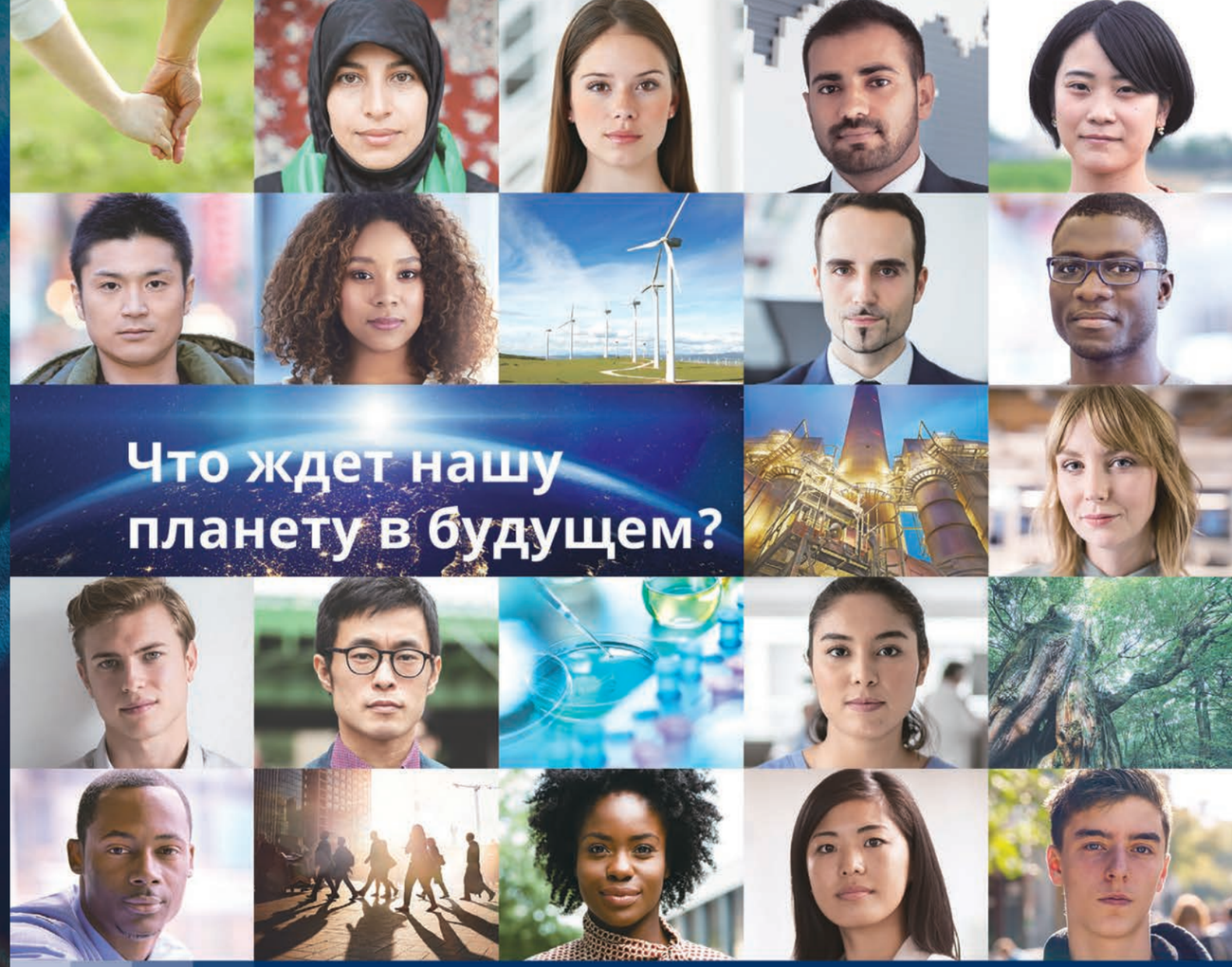
Ваш путь к **промышленной автономии**

Существует бесчисленное множество различных способов совершенствования операционной деятельности и достижения производственной автономии, и каждая компания выбирает свой неповторимый путь. Находится ли Ваша компания на старте пути или уже далеко продвинулась в этом направлении, - Yokogawa обеспечит плавный и последовательный переход от промышленной автоматизации к промышленной автономии. Ключевым решением для реализации этого перехода является OpreX - наш постоянно развивающийся пакет решений и продуктов, которые включают в себя оборудование и системы для управления и контроля, проведения измерений, обеспечения рабочих процессов и постоянной эксплуатации. OpreX помогает нашим заказчикам оптимизировать все процессы - от общего управления бизнесом до конкретных операций. Yokogawa. Трансформируя промышленную автоматизацию в промышленную автономию.

yokogawa.com/oprex/

Названия корпораций, организаций и продуктов, упоминаемые в тексте, являются зарегистрированными торговыми марками Yokogawa Electric Corporation или соответствующих владельцев внутри компании.

YOKOGAWA
Co-innovating tomorrow™



Давайте сделаем ее жизнеспособнее.

Давайте сделаем ее устойчивее.

Давайте сделаем ее гармоничнее.

Все вместе мы можем найти в себе силу духа, чтобы преодолеть те изменения и вызовы, которые никто не мог предугадать, но с которыми мы сейчас столкнулись. Четко сформулированная корпоративная цель, направленная на поддержку всего человечества, помогает нам ориентироваться в меняющихся обстоятельствах и меняет мир вокруг нас. В Yokogawa мы верим, что совместные инновации имеют важное значение для нашего будущего. Мы объединяемся с нашими заказчиками и партнерами сегодня ради гармонии и устойчивого общества для будущих поколений.

Что ждет нашу планету в будущем?

Давайте сделаем ее умнее.

yokogawa.com/planet

Co-innovating tomorrow является зарегистрированной торговой маркой Иокогава Электрик Корпорейшн

YOKOGAWA
Co-innovating tomorrow™

ФАБРИКА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ:

«Индустрия 4.0 – это не лоскутные технологии, а интегрированные решения промышленной конкуренции»

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ЯВЛЯЕТСЯ СЕРЬЕЗНЕЙШИМ ИНСТРУМЕНТОМ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА. ИМЕННО ПОЭТОМУ РУКОВОДИТЕЛИ БОЛЬШИНСТВА КОМПАНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА, СТРЕМЯТСЯ К ВНЕДРЕНИЮ В РАБОТУ ЦИФРОВЫХ ПРОДУКТОВ. О ТОМ, КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИМЕНЯЮТСЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ НУЖД ПРЕДПРИЯТИЙ, КАКИЕ ЗАДАЧИ СПОСОБНЫ ВЫПОЛНЯТЬ ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ И К ЧЕМУ ПРИВЕДЕТ РАЗВИТИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В БЛИЖАЙШЕМ БУДУЩЕМ, В ИНТЕРВЬЮ NEFTEGAZ.RU РАССКАЗАЛИ ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ПО НАПРАВЛЕНИЮ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ «ФАБРИКИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ» ОЛЕГ МАКОВЕЛЬСКИЙ И РУКОВОДИТЕЛЬ НАПРАВЛЕНИЯ R&D «ФАБРИКИ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ» АЛЕКСЕЙ ЕСАУЛОВ

DIGITALIZATION OF INDUSTRY IS ONE OF THE MOST IMPORTANT INSTRUMENTS OF INCREASING THE PRODUCTION EFFICIENCY OF THE MANUFACTURING. THEREFORE THE HEADS OF MANY COMPANIES, INCLUDING THOSE OF OIL AND GAS BRANCH, ARE DETERMINED TO INTRODUCE DIGITAL PRODUCTS TO THEIR WORK. THE TECHNICAL DIRECTOR OF INTERNET OF THINGS OF THE DIGITAL TRANSFORMATION FACTORY, OLEG MAKOVELSKII, AND THE HEAD OF THE R&D DEPARTMENT OF THE DIGITAL TRANSFORMATION FACTORY, ALEKSEI ESAULOV, TOLD NEFTEGAZ.RU ABOUT THE SOLUTIONS APPLIED FOR VARIOUS NEEDS OF THE ENTERPRISES, WHICH TASKS CAN THE DIGITAL TWINS PERFORM AND TO WHAT THE DEVELOPMENT OF MODERN TECHNOLOGIES MAY LEAD IN THE NEAREST FUTURE

Ключевые слова: *цифровые двойники, интегрированные решения, имитационные модели, управление эффективностью, нефтегазовая промышленность.*

УДК 004



Олег Маковельский

технический директор по направлению Интернета вещей «Фабрика Цифровой Трансформации»



Алексей Есаулов

руководитель направления R&D «Фабрика Цифровой Трансформации»

– Что включают в себя комплексные услуги «Фабрики Цифровой Трансформации» (ФЦТ) по созданию цифровых двойников для нефтегазовых предприятий?

О.М.: Агрегировав и классифицировав все доступные программно-аппаратные технологии, которые можно применить в разработке цифровых двойников, мы сформировали концепт «комплексного цифрового двойника». Сегодня в компании существует два направления по его созданию. Первое – это разработка, внедрение и адаптация решений на базе коммерческого ПО. Второе – разработка, внедрение и адаптация решений предиктивной диагностики на базе собственного программно-аппаратного обеспечения и ноу-хау.

– Какие задачи в рамках этих направлений способны решать цифровые двойники?

О.М.: Во-первых, это расчет времени до выхода оборудования из строя. Мы устанавливаем причины и классифицируем виды дефектов. Особенно интересным является наше собственное решение в области предиктивной диагностики, направленное на выявление наиболее опасных механических дефектов.

Во-вторых, оперативное вычисление наиболее эффективных эксплуатационных диапазонов для эксплуатации оборудования или актива с максимальной эффективностью и минимальными затратами.

Далее идет расчет параметров технологических процессов, влияющих на качество, и выдача рекомендаций или управляющих воздействий на оборудование или актив.

Еще одна задача – имитация работы оборудования в режиме «что, если…?». В западной литературе это называют виртуальным цифровым двойником. Это разновидность цифрового двойника, представляющая собой верифицированную математическую модель, отключенную от оборудования и позволяющую просчитывать сценарии его работы в различных режимах и условиях.

Пятая задача – расчет экономических показателей энергоэффективности при эксплуатации оборудования.

РИС. 1.
Идеология комплексного цифрового двойника



Шестая – визуализация интерактивной эксплуатационной документации. Для решения этой задачи у нас есть подсистема дополненной и смешанной реальности, предназначенная для оператора или сервисного инженера.

И последняя крупная задача – это оркестрирование всего процесса диспетчирования и сервисного обслуживания оборудования.

– Какие технологии позволяют решать эти задачи?

О.М.: Все начинается с аппаратной части: с подключения к контроллеру либо с его установки. Для этого доступна коммуникационная платформа Kepware Server от компании PTC, позволяющая накапливать все полевые сигналы и передавать их на уровень выше для расчетов, визуализаций и т.д.

Центральной агрегирующей технологией является промышленный Интернет вещей, представленный платформой ThingWorx от компании PTC, Inc. – мы являемся их партнерами в РФ. С помощью платформы мы соединяем данные из разных источников, разрабатываем приложения, интегрируем наши методики и математические модели.

Следующая технология – системное 1D/0D численное моделирование для построения имитационной модели процесса, например, перекачки топлива из одной точки в другую.

Далее следует технология машинного обучения и параметрической оптимизации. Здесь используются как коммерческое ПО, так и open source-технологии. Машинное обучение представлено модулем компании PTC ThingWorx Analytics со встроенными алгоритмами.

Еще одна технология – интеграция с информационными системами, т.е. принцип готовых шаблонных коннекторов к системам типа MES, ERP, сервисным системам класса ТОиР.

Важная составляющая – технологии дополненной и смешанной реальности. Это так называемые ИЭТРы – интерактивные электронно-технические руководства, которые передаются в оцифрованном виде в очки дополненной реальности, на планшеты и телефоны.

А.Е.: Еще одна технология – предиктивная диагностика или вибродиагностика, специализирующаяся на раннем выявлении дефектов и контроле их развития. Здесь прежде всего имеется в виду программно-аппаратный комплекс, основной функцией которого является повышение эффективности эксплуатации производственного оборудования.

Система предиктивной вибродиагностики – очень важный источник данных для

РИС. 2.
Пример системной имитационной модели цифрового двойника процесса перекачки жидкости

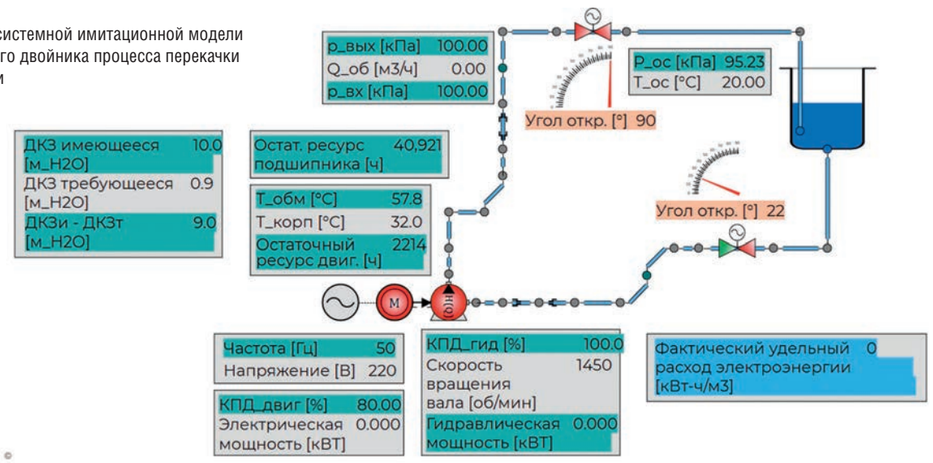
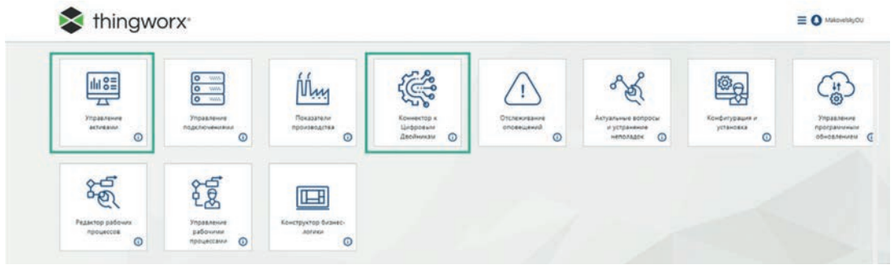


РИС. 3.
Пример консоли приложений типового отраслевого решения по управлению эффективностью активов производства на базе цифровых двойников



комплексного цифрового двойника о состоянии оборудования и технологического процесса. Кроме того, методики системы предиктивной вибродиагностики получаются очень точными, т.к. постоянно ведется сопоставление данных, поступающих с реального оборудования, с цифровой математической моделью поведения активов.

– Какой вектор развития, по-вашему, получат передовые технологии в дальнейшем?

O.M.: Я вижу перспективу в переводе инженерных знаний в цифру, максимальной автоматизации различных производственных активов и создании экосистем, а также в создании нормативной базы – регламентирующих документов, ГОСТов, стандартов. Сейчас они частично есть в виде рекомендаций.

A.E.: На мой взгляд, развитие современной технологии будет приводить к снижению влияния человека. Все чаще решение вопросов, возникающих на производстве, будет приниматься исходя из данных инструментального контроля, объективных оценок и с использованием формализованных алгоритмов.

– Есть ли у клиента возможность протестировать конкретную технологию, прежде чем внедрять ее в производство?

O.M.: Да, такая практика у нас была. К нам обратилась компания, для специалистов которой мы провели краткий тренинг: рассказали о платформе промышленного Интернета вещей и о том, как с ее помощью создавать приложения. После этого специалисты даже получили тестовое задание – оно помогло заказчику проверить собственные силы и определиться, насколько ему нравится продукт.

– Какой бизнес-эффект заказчик получает уже после внедрения технологий в производство?

A.E.: Приведу конкретные характеристики, которых нам удалось добиться при внедрении в нефтегазовом секторе. За счет оптимизации технологического процесса энергоэффективность основного оборудования для транспортировки нефти и газа выросла до 8%. В работе высоковольтных электродвигателей наблюдается сокращение вынужденных простоев до 15% и увеличение межремонтных интервалов на 20%.

– Помогает ли ФЦТ в подготовке предприятия к цифровой трансформации?

A.E.: Да. Мы предоставляем не только законченное решение в виде комплексного цифрового двойника, но и методы трансформации внутренних процессов, помогаем их упорядочить и привести к тому виду, когда цифровые двойники начнут приносить предприятию наибольший эффект.

– Какие шаги должно выполнить промышленное предприятие для внедрения передовых технологий в производство?

O.M.: Важнейшим шагом здесь является внутренний анализ бизнес-процессов. Начинаем работу с обследования предприятия, указываем «узкие» зоны, даем свое экспертное заключение и считаем экономическую выгоду. Далее разрабатывается техническое задание и начинается процесс формирования рабочих групп со стороны заказчика и исполнителя. Кроме того, мы проводим программы обучения для предприятий и разрабатываем методики испытаний.

– Как много времени занимает процесс от поступления заказа до начала эксплуатации?

O.M.: Мы делаем все, чтобы сократить сроки. При стандартном пилотном проекте они могут составлять в среднем 2,5–3 месяца или полгода. А в случае с полномасштабными проектами внедрения и с интеграцией с существующими ИТ/ОТ-системами – год-полтора.

– Помимо внедрения технологий, ФЦТ реализуется в образовательном направлении. Компания проводила ряд вебинаров по технологиям Индустрии 4.0. Планируется ли продолжать обучение специалистов?

O.M.: Да, мы провели серию вебинаров, посвященных цифровой трансформации и созданию комплексных цифровых двойников. Слушателями были как рядовые инженеры, так и руководители предприятий различных отраслей. На будущее мы запланировали проведение еще нескольких вебинаров, в том числе по дополненной реальности.

KEYWORDS: *digital twins, integrated solutions, simulation models, performance management, oil and gas industry.*

ФАБРИКА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ
www.digitaltwin.ru
Москва, Пресненская набережная, д. 6, стр. 2
info@digitaltwin.ru
+7 (495) 178 0 178

CAPITAL TOWERS
495 152 06 84

Небоскребы с квартирами
для жизни на высоте



— В центре бизнес-активности: 500 м от «Москва-Сити»
— Особый статус: квартиры на набережной Москвы-реки в небоскребах с собственным выходом в парк «Красная Пресня»
— Панорамы 360°: завораживающие виды на город из каждого окна
— Отделка от Antonio Citterio: авторский дизайн и продуманные планировки
— Комфорт высотой 270 м: «вертикальная улица» современных сервисов, фитнес-клуб и SPA, ресторан в подвесной галерее и частный детский сад

Станьте обладателем самой высокой прописки в небоскребах с квартирами в ЦАО

CG CAPITAL GROUP

Реклама. *Капитал Тауэрс.
Застройщик ООО «Мегаполис груп». С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте capitaltowers.ru.

ТЕХНОЛОГИИ ИНФОРМАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

при проектировании площадок нефтегазовых месторождений в комплексе КРЕДО

УДК 004

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН ЯВЛЯЕТСЯ СОСТАВНОЙ ЧАСТЬЮ КОМПЛЕКТА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, НЕОБХОДИМОЙ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ. ПОЭТОМУ РАЗРАБОТЧИКИ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА КРЕДО НА ПРОТЯЖЕНИИ МНОГИХ ЛЕТ УДЕЛЯЮТ БОЛЬШОЕ ВНИМАНИЕ РАЗВИТИЮ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ СИСТЕМ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГЕНПЛАНОВ, А ТАКЖЕ ИХ ОРГАНИЧНОМУ ВЗАИМОДЕЙСТВИЮ С ДРУГИМИ СИСТЕМАМИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЛИНЕЙКИ КРЕДО. ОСОБНЯКОМ СТОИТ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ, ГДЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНО НЕОБХОДИМО УЧИТЫВАТЬ ОСОБЫЕ ПОГОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ГЕОЛОГИЮ

THE MASTER PLAN IS THE PART OF THE DESIGN DOCUMENTATION SET REQUIRED FOR CONSTRUCTION OF SITES OF VARIOUS PURPOSES. THEREFORE, THE DEVELOPERS OF THE CREDO PROGRAM COMPLEX HAVE BEEN PAYING MUCH ATTENTION TO DEVELOPMENT AND IMPROVEMENT OF THE SYSTEMS FOR DESIGNING MATER PLANS FOR MANY YEARS, AS WELL AS TO THEIR SMOOTH COOPERATION WITH OTHER SYSTEMS OF THE CREDO TECHNOLOGY LINE. THE DESIGNING OF SITES IN WEST SIBERIA STANDS ALONE; THE SPECIAL WEATHER AND CLIMATE CONDITIONS AND GEOLOGY SHOULD BE CONSIDERED THERE IN ADDITION

Ключевые слова: *генеральный план, проектная документация, информационное моделирование, проектирование, нефтегазовые месторождения.*

Стаховский Дмитрий Александрович
инженер-проектировщик «КРЕДО-ДИАЛОГ»

В комплексе КРЕДО для проектирования существует много различных модулей, но мы остановимся на определенной технологии, которая базируется на применении следующих систем: КРЕДО ДАТ и КРЕДО 3D СКАН (обработка данных геодезической съемки и лазерного сканирования), КРЕДО ГЕНПЛАН и КРЕДО ОСАДКА (проектирование площадок генплана и расчеты осадок на слабых основаниях), КРЕДО ГЕОЛОГИЯ (формирование объемной геологической модели). Перечисленные системы комплекса КРЕДО полностью обеспечивают все потребности в инструментах проектирования объектов генерального плана площадок промышленного и гражданского строительства, что подтверждено успешным практическим применением в крупных нефтегазовых компаниях Российской Федерации.

Рассмотрим технологическую последовательность основных этапов проектирования на примере площадки куста скважин нефтегазового месторождения.

Объект расположен в Западной Сибири. Состоит из площадки куста скважин, разного рода промышленных сооружений, автомобильных дорог, проездов и других инженерных коммуникаций для обеспечения функционирования месторождения.

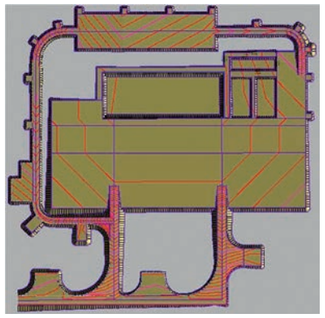
Процесс проектирования всегда начинается с исходных данных и построения полноценной Цифровой Модели Местности (рельеф, геологическое строение и коммуникации). В качестве исходных данных могут выступать разные источники: текстовые файлы с координатами и высотами точек, растровые изображения, готовые топопланы, архивные проекты, облака точек лазерного сканирования, данные форматов DXF/DWG, ТороXML и т.д.

Для наглядности можно прямо в окне плана подгрузить спутниковые снимки (веб-карты) популярных сервисов. Структура проекта системы КРЕДО ГЕНПЛАН позволяет открыть ранее сделанные проекты или создать новые проекты с импортом различных данных без необходимости загрузки внешних ссылок. Оценить поверхность рельефа помогают указатели стоков воды и их величины, указываются места затоплений, а также можно применить к поверхности градиент.

Горизонтальная планировка выполняется непосредственно инструментами КРЕДО ГЕНПЛАН, многие из которых уникальны, или же импортируются имеющиеся данные, типовые и/или разработанные ранее, из форматов DWG/DXF и из других широко распространенных форматов. Загруженные извне данные можно править и дополнять.

Для проектирования вертикальной планировки в КРЕДО ГЕНПЛАН предусмотрены удобные инструменты для создания и редактирования поверхностей, которые можно копировать и свободно перемещать в пространстве или по заданным координатам применить смещение по высоте на заданную величину. Вся организация рельефа опирается на сеть структурных линий (СЛ) как с одним, так и с двумя профилями. СЛ с двумя профилями используются по кромкам проезжей части проездов и в местах устройства подпорных стен. Имеются инструменты для их создания и редактирования. Отдельно выделим удобный инструмент в проектировании кустов скважин и не только: создание структурных линий путем переноса по параметрам, таким как уклон и расстояние – эквидистантный перенос. Стили отображения поверхностей – горизонтали (рельефные, проектные), откосы (проектные, укрепленные и др.), обрывы – формируются в автоматическом режиме по желанию пользователя. Имея всего 4 проектные точки и зная уклоны и габариты, можно создать всю вертикальную планировку площадки, включая шламовые амбары и их обваловку. Проектирование внутриплощадочных проездов: после создания структурной линии оси или одной из бровок откладываются недостающие линии по параметрам – уклонам и габаритам. Профили структурных линий можно редактировать

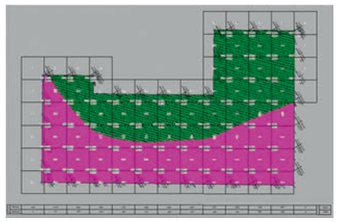
РИС. 1



и увязывать индивидуально в специальном окне профиля. От бровок по заложению или уклону в автоматическом режиме строятся проектные откосы до поверхности рельефа. Все построения можно контролировать просмотром 3D-вида или применяя разрезы. Сами разрезы можно при необходимости оформлять в чертежи и отправлять на печать. Результат вертикальной планировки приведен на рисунке 1.

Объемы земляных работ высчитываются в автоматическом режиме или автоматизированно по параметрам. Можно посчитать весь объем в проекте, объем отдельных участков проекта, объемы с учетом осадки в соответствии с методикой расчета для Западной Сибири (ВСН 26-90) или без, объемы на разных этапах. При этом в наборе проектов будет сохранен каждый из них. Буквально в два клика мыши создаются сетки объемов и таблицы под ними. Отображения насыпи и выемки имеют разные цвета, линии нулевых работ строятся автоматически. Оценить расчет помогает градиентная заливка с настраиваемыми цветами. Результат расчетов объемов и построения сетки объемов приведен на рисунке 2.

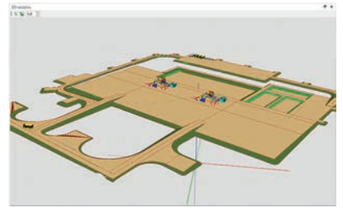
РИС. 2



В системе КРЕДО ГЕНПЛАН версии 2020 года реализована совершенно новая концепция, называемая «твердотельное моделирование» с возможностью создания конструкций покрытия и 3D-объектами, созданными в самой системе или загруженными извне в обменных форматах, включая IFC. Результат применения твердотельного моделирования приведен на рисунке 3.

Результатом проектирования генерального плана площадки является трехмерная Цифровая Модель Проекта (ЦМП), которую можно передавать в современные Системы Автоматизированного Управления (САУ) строительных

РИС. 3

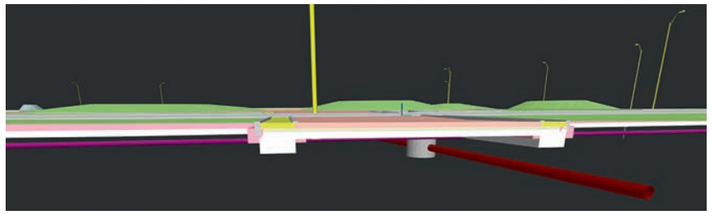


машин для быстрой и точной горизонтальной и вертикальной планировки на строительной площадке. В КРЕДО ГЕНПЛАН можно оформить чертежи комплекта ГП и вывести проект на печать. При этом штампы, таблицы и ведомости заполняются в автоматизированном режиме. На любом этапе работы с проектом можно экспортировать его в другие форматы, включая DXF/DWG, как плоские проекции, так и объемные объекты.

Системы комплекса КРЕДО постоянно развиваются и на сегодняшний день имеют возможности формирования полноценных информационных моделей. На смену моделям, представляющим собой сочетание элементов геометрии и классической триангуляции, пришли новые «твердотельные» объекты, которые позволяют не только смотреть красивые и реалистичные изображения, но и мгновенно вносить корректировки и получать необходимую информацию. Технология информационного моделирования позволяет сделать модель более реальной, разместить на площадках модели оборудования и обустройства, повысить взаимодействие между проектировщиками и строителями, сократить количество ошибок и коллизий. ●

Keywords: *master plan, project documentation, information modeling, design, oil and gas fields.*

РИС. 4



РЕКЛАМА



Ни одна патология не останется незамеченной

Лицензия
ЛО-77-01-01-32-94

Причины профессиональных заболеваний, их лечение и профилактические мероприятия. О том, как проводят экспертизу на профпригодность в GMS Clinic, – в интервью с кандидатом медицинских наук, врачом-профпатологом с 15-летним стажем работы Бесединым Андреем Викторовичем.

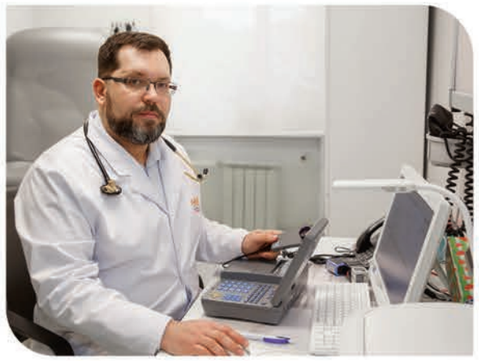
Андрей Викторович, кому нужна консультация профпатолога?

Консультация необходима всем работникам, это не рекомендация, так должно быть, особенно если во время работы человеку приходится взаимодействовать с вредными или опасными условиями труда. Нефтегазовая отрасль – один из самых ярких примеров системообразующей индустрии, построенной на тяжелых производствах в географически сложных локациях со множеством вредностей для здоровья человека. Врач-профпатолог – единственный специалист в здравоохранении, который может сопоставить факторы производственной среды и трудового процесса с индивидуальными особенностями здорового человека. В результате врач-профпатолог анализирует не только риски для здоровья, которые есть у каждого человека, но и риски для здоровья и трудового долголетия, связанные с профессией.

Из чего состоит медицинский осмотр?

Законодательство побуждает нас мыслить с позиции полной или ограниченной пригодности работника по состоянию здоровья либо его непригодности. ***Но мы, прежде всего, должны быть врачами, а не бюрократами.*** Работа по международным стандартам, использование корпоративных стандартов наших клиентов и индивидуальный подход, который проявляется в работе с каждым пациентом, – основа всего. ***Важно не только проводить осмотр, но и прогнозировать последствия,*** делать так, чтобы патологии не оставались незамеченными и в будущем, назначать терапию и помогать пациенту следить за своим здоровьем на регулярной основе.

Таким образом, компенсировав определенные изменения в организме, ***мы продлеваем профессиональную жизнь человека*** и сохраняем работодателям ценные кадры, а как следствие – существенные средства.



А иностранцы? Как они ориентируются во время осмотра?

Что касается иностранцев, то у них не возникает никаких проблем с общением. Наши специалисты прекрасно владеют английским языком и на протяжении всего приема говорят только на нем. Мы предоставляем отчеты, составленные по международным протоколам, они действительны в других странах. Стандарты в Америке, Европе и у нас одинаковые, поэтому пациент находится в привычной среде и не чувствует разницы. Результаты наших обследований одобряет международное сообщество.



Каковы основные преимущества обследований в GMS Clinic?

Во-первых, это деятельность, ориентированная на человека. Как только пациент записывается на профосмотр, он получает письмо с рекомендациями по подготовке к обследованию: ему сообщают о том, что значит быть натощак и почему нельзя водить машину после обследования глазного дна. Во-вторых, в день Х сотрудников производства сопровождают наши координаторы, они помогают найти нужный кабинет, не допускают ненужных задержек и отвечают на все вопросы.

Во время медицинского осмотра пациенты чувствуют себя как желанные гости, охваченные вниманием и заботой. И в этот же день они получают финальные результаты. У нас своя лаборатория, поэтому анализы мы делаем на месте. Когда люди ограничены во времени, это очень удобно.

Насколько мне известно, Вы сертифицированный специалист OIL & GAS UK. Что вынесли из обучения на заморских территориях?

Теперь я могу аккредитовывать людей, которые претендуют на работу в нефтегазовой промышленности Великобритании и многих других стран, принимающих стандарты данной международной организации. ***Этот сертификат – причастность к элитному кругу специалистов-профпатологов, ведь он есть только у 2500 человек в мире, и я один из них.*** Обучение за границей позволяет взаимодействовать с коллегами из других стран и открывает новые возможности для качественного обследования в России.

Беседовала Юлия Свешникова

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

ВНЕДРЕНИЕ ПРИНЦИПОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

в архитектуру автоматики управления дугогасящим реактором

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ НОВЫЙ ПОДХОД К РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИКИ ДУГОГАСЯЩЕГО РЕАКТОРА. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ВНЕДРИТЬ В СУЩЕСТВУЮЩУЮ АРХИТЕКТУРУ АВТОМАТИКИ ДГР СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА, ОСНОВАННЫЕ НА ПРИНЦИПАХ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

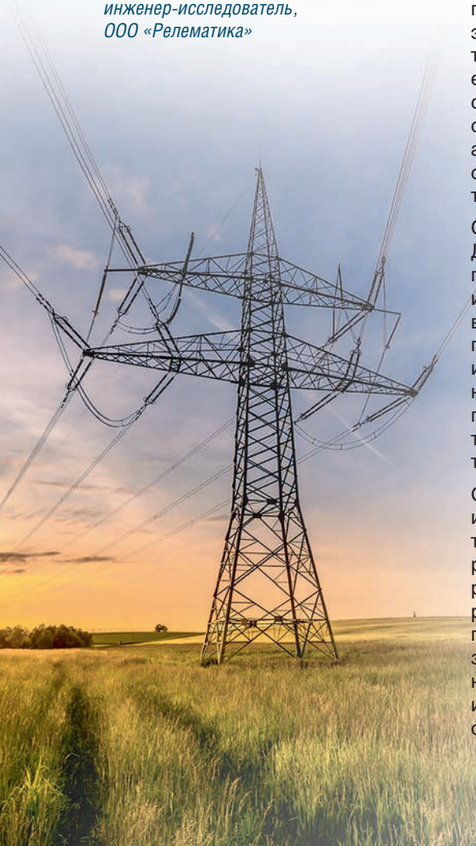
THE ARTICLE DEALS WITH THE NEW APPROACH TO IMPLEMENTATION OF AUTOMATION OF THE ARC SUPPRESSION COIL. THE AUTHORS SUGGEST IMPLEMENTING THE MODERN METHODS OF ANALYSIS BASED ON THE PRINCIPLES OF MACHINE LEARNING TO THE EXISTING STRUCTURE OF AUTOMATION OF ARC SUPPRESSION COIL

Ключевые слова: *машинное обучение, дугогасящий реактор, однофазное замыкание, автоматизация, распределительные сети, обучаемый модуль.*

УДК 004

Дементий Юрий Анатольевич
руководитель группы, ООО «Релематика», к.т.н.

Шорников Евгений Владимирович
инженер-исследователь, ООО «Релематика»



Развитие распределительных сетей и, как следствие, увеличение емкостных токов приводит к все более жестким требованиям к точности настройки компенсации с применением дугогасящих реакторов (ДГР). Установка ДГР в нейтраль распределительной сети и корректная его настройка позволяют повысить надежность электроснабжения потребителей, так как точная компенсация емкостного тока значительно снижает вероятность перехода однофазных замыканий в аварийные режимы, требующие отключения, такие как двух- и трехфазные короткие замыкания [1].

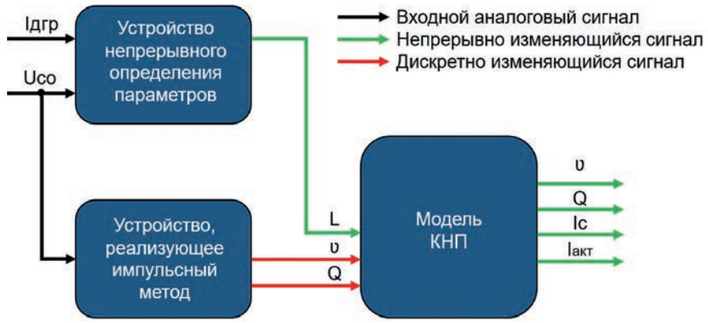
Самым распространенным типом ДГР является плунжерный. Он представляет из себя катушку индуктивности с изменяемым воздушным зазором [2]. Такой принцип действия позволяет плавно изменять индуктивность во время настройки, что является основным преимуществом реакторов такого типа. В данной работе речь пойдет только о плунжерных ДГР.

Основным показателем баланса индуктивного и емкостного тока в месте ОЗЗ является расстройка. Равенство амплитуд реактивных токов приводит к резонансу в контуре нулевой последовательности, при этом значение расстройки равняется нулю. Зная значение расстройки и имея плавно регулируемый ДГР, остается лишь воспользоваться автоматикой ДГР для выполнения настройки. Предельно допустимое отклонение расстройки от нуля закреплено в нормативных документах – 5% [3]. Некоторые внутренние документы крупных компаний устанавливают более жесткие требования, вплоть до 1% [4].

Существует несколько групп методов управления компенсацией емкостных токов:

1. Экстремальные методы. Данные методы основаны на поиске пика модуля напряжения нейтрали или нуля фазы напряжения нейтрали. Основная сложность в реализации таких методов состоит в том, что для их работы требуется естественное смещение нейтрали. Кроме того, точность прямо пропорциональна добротности сети.
2. Методы наложения сигнала непромышленной частоты. Данные методы основаны на измерении проводимости контура нулевой последовательности (КНП) на разных частотах. Недостатком данных методов является высокая сложность и стоимость источников, включаемых в нейтраль.
3. Импульсные методы. Данные методы основаны на генерации импульсов с последующим анализом вызванных ими переходных процессов. Недостатком этих методов является дискретность измерения расстройки, а также высокая сложность выполнения анализа переходных процессов в реальном времени.

РИС. 1. Блок-схема комплексного метода: $I_{дгр}$ – ток первичной обмотки ДГР; $U_{со}$ – напряжение сигнальной обмотки; L – индуктивность ДГР; υ – расстройка; Q – добротность; I_c – емкостный ток; $I_{акт}$ – активная составляющая тока ОЗЗ



Вследствие ужесточения требований к точности компенсации токов ОЗЗ появляется необходимость разработки нового алгоритма, лишенного недостатков, описанных выше.

В качестве основы для нового алгоритма предлагается применить принцип обучения с учителем, заимствованный из машинного обучения. Такой подход позволяет разработать модульную систему, непрерывно определяющую индуктивность в любой момент времени в любом положении плунжера ДГР (рисунок 1).

Ключевым звеном разрабатываемого алгоритма является обучаемый модуль, который находится в составе блока устройства непрерывного определения параметров. Он позволяет определить неизвестные параметры КНП путем использования априорной информации о модели КНП, полученной в процессе обучения.

Разрабатываемый алгоритм целесообразно совмещать с активными методами анализа параметров КНП, например с импульсным методом. Переходный процесс, обусловленный импульсом, позволит комплексному методу получить достаточное количество информации для непрерывного измерения индуктивности.

В настоящее время ведутся работы по внедрению предлагаемых принципов в автоматику ДГР на базе универсальной платформы ТОР 300 производства компании ООО «Релематика». Надежность данной платформы и ее соответствие требованиям подтверждены сертификатами соответствия требованиям нормативных документов, а также успешным многолетним опытом эксплуатации. Кроме того, ТОР 300 аттестован в качестве точного средства измерения и внесен в государственный реестр средств измерений под № 67307-17. Применение данной платформы для реализации метода гарантирует качество получаемых результатов.

Литература

1. *Дементий Ю.А. Методы и средства компенсации полного тока однофазного замыкания на землю в распределительных сетях: дис. ... канд. техн. наук. ЧГУ им. Ульянова, Чебоксары, 2018.*
2. *Соловьёв И.В. Совершенствование управления компенсацией емкостных токов замыкания на землю в распределительных электрических сетях: дис. ... канд. техн. наук. ЧГУ им. Ульянова, Чебоксары, 2018.*
3. *Правила устройства электроустановок. 7-е изд. Утв. Приказом Минэнерго России от 20.05.2003 № 187. – М.: ЭНАС, 2003.*
4. *СТО 34.01-3.2-008-2017 Реакторы заземляющие дугогасящие 6-35кВ. Общие технические требования. Стандарт организации ПАО «Россети».*

Keywords: *machine learning, arc-extinguishing reactor, single-phase closure, automation, distribution networks, trainable module.*



70 лет истории российских УЭЦН

УДК 622.32

УСТАНОВКА, ПОДНИМАЮЩАЯ НА ПОВЕРХНОСТЬ ДЕСЯТКИ ТОНН ПЛАСТОВОЙ ЖИДКОСТИ, ПРЕЖДЕ ЧЕМ БЫТЬ СПУЩЕННОЙ В СКВАЖИНУ, ПРЕЖДЕ ЧЕМ СОСТЫКОВАТЬСЯ ИЗ НАСОСА, ДВИГАТЕЛЯ, ГИДРОЗАЩИТЫ, ГАЗОСЕПАРАТОРА И ДРУГИХ КОМПОНЕНТОВ, ДОЛЖНА СНАЧАЛА «СОБРАТЬСЯ» В ГОЛОВЕ УЧЕНОГО. ДОЛЖНЫ БЫТЬ ВЗВЕШЕНЫ ВСЕ «ЗА» И «ПРОТИВ», ПРОСЧИТАНЫ ТЫСЯЧИ ВАРИАНТОВ, ПРЕДУСМОТРЕНЫ СОТНИ ВОЗМОЖНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ. НАКОНЕЦ, ОНА ДОЛЖНА ПРОЙТИ ИСПЫТАНИЯ НА СТЕНДЕ В УСЛОВИЯХ, МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕННЫХ К УСЛОВИЯМ РЕАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ. ЭТОЙ СЛОЖНОЙ, ОТВЕТСТВЕННОЙ И КРОПОТЛИВОЙ РАБОТОЙ С 1950 ГОДА ЗАНИМАЕТСЯ ОСОБОЕ КОНСТРУКТОРСКОЕ БЮРО БЕСШТАНГОВЫХ НАСОСОВ (ОКБ БН КОННАС) Г. МОСКВА. БЮРО БЫЛО СОЗДАНО В 1950 ГОДУ ПО ПРИКАЗУ МИНИСТРА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР Н. БАЙБАКОВА. С 2009 ГОДА ОНО ЯВЛЯЕТСЯ СТРУКТУРНЫМ ПОДРАЗДЕЛЕНИЕМ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «НОВОМЕТ». 21 СЕНТЯБРЯ ПРЕДПРИЯТИЮ ИСПОЛНЯЕТСЯ 70 ЛЕТ

THE PUMPING UNIT PRODUCING DOZENS OF TONS OF FORMATION FLUIDS SHOULD BE 'FORMED' IN THE SCIENTIST'S MIND BEFORE BEING MADE OF PUMP, MOTOR, PROTECTOR, GAS SEPARATOR AND OTHER COMPONENTS AND BEING LOWERED INTO THE WELL. ALL PROS AND CONS SHOULD BE CONSIDERED; THOUSANDS OF VERSIONS SHOULD BE CALCULATED AND HUNDREDS OF POSSIBLE COMPLICATIONS SHOULD BE TAKEN INTO ACCOUNT. FINALLY, IT SHOULD PASS THE BENCH TEST UPON CONDITIONS RESEMBLING THE CONDITIONS OF A REAL WELL AS CLOSELY AS POSSIBLE. THE SPECIAL CONSTRUCTION BUREAU FOR RODLESS PUMPS (OKB BN KONNAS) OF MOSCOW HAS BEEN CONDUCTING THIS DIFFICULT, RESPONSIBLE AND METICULOUS WORK SINCE 1950. THE BUREAU WAS CREATED IN 1950 UNDER THE ORDER OF MINISTER OF OIL INDUSTRY OF THE USSR N. BAIBAKOV. SINCE 2009 IT HAS BEEN THE STRUCTURAL UNIT OF THE NOVOMET GROUP. ON SEPTEMBER 21 THE ENTERPRISE TURNS 70

Ключевые слова: *установка электроприводного центробежного насоса, добыча, конструкторское бюро, нефтепогружное оборудование, юбилей.*

Мартюшев Данила

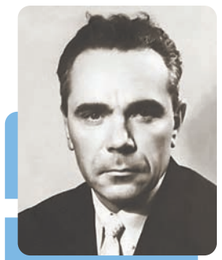
директор Департамента инновационных разработок АО «Новомет-Пермь»

История уникального отечественного исследовательского центра по разработке нефтепогружного оборудования, начиная с поездки группы советских ученых в США в 1949 году на фирму «РЭДА» к изобретателю электронасосов Армаису Арутюнову и до сегодняшних дней, – это торжество научной мысли, творческого подхода к делу и настоящего энтузиазма, «горения на работе».



РИС. 1. Отдел центробежных насосов, 70-е годы

В рекордно короткие сроки была разработана первая советская установка и 20 марта 1951 года спущена в скважину. Благодаря титаническим усилиям, таланту и самоотверженному кропотливому труду плеяды ученых, первых работников ОКБ БН была решена задача резкого повышения добычи нефти в разрушенной войной стране. Имена А.А. Богданова, П.Д. Ляпкова, А.Н. Воронова и других специалистов, стоявших у истоков ОКБ БН, будут навечно вписаны в историю становления нефтяной отрасли СССР и России.



А.А. Богданов

Перспективность применения установок погружных центробежных насосов для резкого повышения темпов добычи нефти как главного фактора подъема экономики страны после войны отлично понимал выдающийся инженер и организатор **Александр Антонович Богданов** и приложил все силы, чтобы организовать предприятие по разработке, исследованию и внедрению этих УЭЦН в Советском Союзе. Отправной точкой здесь можно считать его выступление на техническом совещании Министерства нефтяной промышленности СССР 20 декабря 1949 г., где он по результатам поездки подробно изложил историю развития установок погружных насосов в США, их характеристику, эксплуатационные и экономические показатели, область применения и обслуживание. Там же освещался опыт применения установок, полученных в 1943 году по ленд-лизу, на промыслах СССР.

Приказ министра нефтяной промышленности Н.К. Байбакова «Об организации производства бесштанговых насосов и о внедрении их в нефтяную промышленность» появился почти через год – 27 сентября 1950 года. Речь в нем шла о создании Особого конструкторского бюро по бесштанговым насосам (ОКБ БН). Согласно приказу начальником ОКБ БН был назначен А.А. Богданов.



П.Д. Ляпков

Изобретателя, ученого и учителя **Петра Дмитриевича Ляпкова** коллеги называли просто – ПД. Он первым затронул проблему свободного газа и изобрел газосепаратор, промысловые испытания которого были проведены в 1954 году. Ляпков впервые начал испытания центробежных насосов на газожидкостной смеси и на вязкой жидкости. Его методика пересчета параметров центробежного насоса с воды на вязкую жидкость широко используется в нефтяной практике. Он первым создал методику подбора УЭЦН к скважинам и многое другое.



Ш.Р. Агеев

Трудовая биография **Шарифжана Рахимовича Агеева** связана с ОКБ БН с 1959 г.

Под его руководством созданы методики расчета и проектирования эффективных ступеней современного уровня и стенды для прецизионных испытаний таких ступеней. Разработана методика подбора насосных установок к нефтяным скважинам, выведена математическая модель «скважина–насос», являющаяся основой соответствующей компьютерной программы, успешно использующейся в настоящее время.



Ф.Т. Мирзоев

Во многом благодаря бывшему генеральному директору **Фархаду Теймуровичу Мирзоеву** Бюро сохранило научный потенциал, не изменило профиль работы в сложные 90-е годы. Многие стратегические решения, принятые Мирзоевым, выдержали проверку временем и принесли свои плоды, в том числе сотрудничество с ЗАО «Новомет-Пермь».



А.М. Санталов

Вклад **Анатолия Михайловича Санталова** в разработку и создание погружных вентильных электродвигателей невозможно не оценить. Они вращают сегодня тысячи установок по всему земному шару.

Благодаря их появлению произошел рывок в механизированной добыче в целом. Появился сегмент насосного оборудования для эксплуатации непосредственно в боковых стволах скважин. Только с использованием вентильных двигателей стало возможным создать установки 3, 2А и 2 габаритов.



О.А. Толстогузов

Повышены требования к энергоэффективности установок, выведен на рынок целый ряд технологий для добычи вязкой нефти, для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов через одну скважину и многих других.

В настоящее время традиции предшественников в кресле генерального директора ОКБ с честью продолжает **Олег Алексеевич Толстогузов**.

Сегодня ОКБ БН имеет 14 скважин, оснащенных новейшим оборудованием, на базе которых организовано проведение параметрических, приемосдаточных, периодических и демонстрационных испытаний по программам заказчика, а также лабораторных и практических занятий. Специалисты ОКБ БН по-прежнему на переднем крае инженерно-конструкторской мысли, научный поиск не прекращается. Вот лишь некоторые из ключевых тем и разработок:

- Секционные вентильные двигатели с мощностью до 2 МВт для геотермальной энергетики;
- Секционные вентильные электродвигатели сверхмалого габарита (диаметр корпуса 55 мм) для установок на грузонесущем кабеле;
- Новое поколение генераторов для ветряной электроэнергетики;
- Новые ступени центробежных насосов, в том числе в габаритах 2, 10, 12, которые не имеют аналогов в мире.

Не перечислить всех ученых, которые внесли свой вклад в создание и усовершенствование отечественного нефтепогружного оборудования. Добывать нефть становится трудней с каждым годом, кризисы и пандемии сотрясают мировую экономику, и все же им не остановить поступательное движение конструкторской мысли, прогрессивные идеи и инновационные решения будут побеждать и побеждать.

С юбилеем, уважаемые коллеги!

С праздником, ОКБ!

Keywords: *creation of an electrical submersible centrifugal pump, production, design Bureau, oil producing equipment, anniversary.*



КОМПАНИЯ «ТМС групп»

создала центр высокоточного машиностроения в Татарстане

УДК 621.8

В РОССИИ ДЕЙСТВУЕТ ДОЛГОСРОЧНАЯ ЦЕЛЕВАЯ ПРОГРАММА «РАЗВИТИЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА РТ», УТВЕРЖДЕННАЯ ПОСТАНОВЛЕНИЕМ КАБИНЕТА МИНИСТРОВ РТ № 180 ОТ 29 ФЕВРАЛЯ 2012 ГОДА, И ГОСПРОГРАММА «РАЗВИТИЕ АВИАЦИОННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ НА 2013–2025 ГОДЫ», УТВЕРЖДЕННАЯ ПОСТАНОВЛЕНИЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ № 303 ОТ 15 АПРЕЛЯ 2014 ГОДА. РАСТУЩИЕ ПОТРЕБНОСТИ КРУПНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В КРУПНОГАБАРИТНОЙ ОСНАСТКЕ СТАЛИ ДРАЙВЕРОМ, КОТОРЫЙ СПОДВИГ КОМПАНИЮ УК ООО «ТМС ГРУПП» СОЗДАТЬ ЦЕНТР ВЫСОКОТОЧНОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ В ТАТАРСТАНЕ

THE RUSSIA HAS A LONG-TERM TARGET PROGRAM "DEVELOPMENT OF THE MACHINE-BUILDING COMPLEX OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN", APPROVED BY THE RESOLUTION OF THE CABINET OF MINISTERS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN NO. 180 OF FEBRUARY 29, 2012, AND THE STATE PROGRAM "DEVELOPMENT OF THE AVIATION INDUSTRY FOR 2013-2025", APPROVED BY THE DECREE OF THE GOVERNMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION NO. 303 OF APRIL 15, 2014. THE GROWING DEMAND OF LARGE ENTERPRISES FOR LARGE-SIZED TOOLING BECAME A DRIVER THAT MOTIVATED THE COMPANY UK TMC GROUP LLC TO CREATE A CENTER FOR HIGH-PRECISION ENGINEERING IN TATARSTAN

Ключевые слова: *машиностроение, авиационная промышленность, автомобилестроение, станочный парк, крупногабаритная оснастка.*

Марат Мустафин
исполнительный директор
ООО «Татнефть-РНО-МехСервис»

После изучения технологии производства крупногабаритной оснастки специалисты УК ООО «ТМС групп» в рамках целевой программы организовали Центр высокоточного машиностроения в составе управляемого общества ООО «Татнефть-РНО-МехСервис». Он оснащен самыми современными станками с ЧПУ, а также технологическим оборудованием с проектной производительностью по фрезерованию и токарному производству деталей любой сложности. Основной производственной единицей стал вертикальный пятиосевой фрезерный обрабатывающий центр Mitsubishi MVR 30 японского производства.

Перед началом проекта специалисты ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» изучили рынок и получили представление о том, что такие специализированные единицы оборудования отсутствуют в группах компаний гигантов автомобилестроения в РФ. А значит, созданный в УК ООО «ТМС групп» центр станет уникальным технологическим подразделением в Холдинге «ТАГРАС». Это даст возможность реализовать проект в условиях формирующегося рынка технологической оснастки, в том числе продукции станочного парка.

«Так предприятие сразу получило уникальные возможности полной непрерывной пятиосевой обработки деталей габаритными размерами 5000×2000×1500 мм с точностью ±0,005 мм на всю длину обработки, – рассказывает **начальник цеха высокоточного производства «Татнефть-РНО-МехСервис» Алексей Рассказчиков**. – Наличие собственной конструкторской и технологической подготовки производства с использованием современных программных продуктов, а также собственные лаборатории механических и химических испытаний гарантируют высокое качество изготовляемой продукции. Вертикальный пятиосевой фрезерный обрабатывающий центр Mitsubishi MVR 30 отличается высокими скоростями резания, точностью позиционирования инструмента, исключительной надежностью и возможностью выполнения более 30 формообразующих операций за одну установку. Это один из лучших показателей для подобного оборудования.

В 2017 году в ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» данное оборудование было смонтировано, стали поступать заказы. В том же году был реализован первый контракт. Предприятие изготовило 56 оснасток с габаритными размерами 2300×700×450. В 2018 году ООО «Татнефть-РНО-Мехсервис» освоило уникальную продукцию – 11-метровую оснастку, которая в дальнейшем будет использоваться для изготовления продукции гражданского назначения, а также в смежных промышленных отраслях. Однако руководство предприятия решило не останавливаться на достигнутом и поставило новые задачи. Было принято решение выйти на новые рынки в разных секторах: автомобильный промышленный кластер, алюминиевая промышленность и другие.

Для этого ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» прошло аккредитацию в крупном автогиганте Республики Татарстан и других предприятиях, входящих в автомобильный промышленный кластер.

Затем для освоения нового производства «Татнефть-РНО-МехСервис» в 2018 году совместно с конструкторским бюро УК ООО «ТМС групп» на современном станочном парке изготовило первую сложную габаритную оснастку «Вибропрессформа» для производства анодных блоков в алюминиевой промышленности, которую в России еще никто не изготавливал.



ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» – предприятие машиностроительного профиля, осуществляющее изготовление и ремонт нефтепромыслового и бурового оборудования с применением новейших технологий. Управление качеством технологических процессов с применением методологии процессного подхода вместе с клиентоориентированной маркетинговой политикой позволяет удовлетворить потребности заказчика в формате «цена-срок-качество»

Вместе с тем в компании начали активно развивать экспериментальное производство. Сейчас ведется работа с крупными нефтяными компаниями по импортозамещению. Уже разработаны и внедрены в производство 6 продуктов, используемых в буровой и нефтегазовой промышленности:

- протектор защиты резьбы обсадных труб,
- устройство для очистки скважинной жидкости,
- ловитель штанг,
- коррозионностойкая опора ШГН,
- фильтр для ШГН с БВК,
- вертлюг промывочный ВП-60-200.

Данные разработки уже показали положительные результаты и хорошо зарекомендовали себя на испытаниях. На сегодняшний день еще три продукта проходят ОПИ.

В процессе изготовления крупногабаритной оснастки специалисты предприятия столкнулись с тем, что обычный мерительный инструмент не обеспечивает достаточной точности замеров. Тогда «Татнефть-РНО-МехСервис» приобрело высокоточный лазерный измерительный прибор API OMNITRAC 2 (Германия), который может определить точность детали размером до 100 метров, измерить деформации и вести их мониторинг в динамике, оцифровать поверхности.

Для улучшения качества разработок и повышения эффективности компания использует прогрессивную систему трехмерного проектирования на базе программы ACAD. Инженеры-разработчики постоянно отслеживают потребности рынка, создают и внедряют новые инженерные разработки и решения. В связи с быстрым развитием технологий Центр высокоточного производства проводит оптимизацию технологического процесса производства, что приводит к снижению затрат машиновремени и стоимости изготовления. Постоянная работа по снижению стоимости позволяет обеспечить конкурентоспособную стоимость изготовления и расширить круг новых заказчиков. В таком сочетании «цена-качество» УК ООО «ТМС групп» стала одной из лучших на рынке.

«Технологическим процессом управляет обученный, аттестованный, высококвалифицированный персонал, чей профессионализм и навыки подтверждаются многочисленными участиями и неоднократными победами на конкурсах профессионального мастерства Татарстана и Российской Федерации, – отметил **заместитель исполнительного директора ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» Александр Сороковнин**. – За все время работы цеха высокоточного производства текучесть кадров составила 1 %. Это говорит, что сотрудникам интересно работать в нашей компании, выполнять новые заказы, изготавливать оборудование, которое никто до них не изготавливал.

ООО «Татнефть-РНО-МехСервис» обладает прочным технологическим и кадровым потенциалом для увеличения объемов и обеспечения качества оказываемых услуг на высшем уровне. Мы приглашаем всех желающих на нашу производственную площадку ознакомиться с производством и, возможно, найти точки соприкосновения для дальнейшего взаимовыгодного сотрудничества. ●

Keywords: *mechanical engineering, aircraft industry, automobile industry, machinery, large-size rigging.*

ФАКТОР ЭКОНОМИЧНОСТИ:

российские сотовые уплотнения получили распространение на большинстве ГПА, компрессорах и объектах генерации компаний ТЭК

ПЕРЕВООРУЖАЯ СВОИ ЭНЕРГООБЪЕКТЫ, КРУПНЫЕ НЕФТЯНЫЕ КОМПАНИИ ВСЕ БОЛЕЕ ПРИСТАЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ ОБРАЩАЮТ НА КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ КОМПЛЕКТУЮЩИХ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ

WHILE UPGRADING THEIR POWER FACILITIES, BIG OIL COMPANIES ARE PAYING CLOSE ATTENTION TO THE QUALITY AND RELIABIITY OF CONPONENTS. WHAT TECHNOLOGICAL SOLUTIONS ARE OFFERED BY RUSSIAN MANUFACTURERS?

УДК 62-762

Ключевые слова: *компрессор, энергетическая турбина, модернизация оборудования, сотовые уплотнения, объекты генерации ТЭК.*

Софья Егорова

Несмотря на то, что принцип работы турбины был известен давно, широкое промышленное применение это устройство смогло приобрести только после того как в конце позапрошлого века был создан многоступенчатый реактивный механизм, направивший пар таким образом, что его энергия начала использоваться максимально эффективно, превратив турбину в революционный продукт. Получается, что не сам принцип, а его совершенствование дало жизнь изобретению и послужило толчком к развитию промышленности и транспорта.

Едва ли кто-то будет спорить, что турбина, являясь одним из ключевых элементов газотранспортной системы и энергоинфраструктуры отдаленных месторождений, должна соответствовать современным стандартам. Эти требования все более настойчиво возвращают конструкторов и инженеров к принципам эффективности, давшим необходимый толчок в развитии технологии 150 лет назад. Конкурентный рынок дополнил эти параметры необходимостью повышения надежности и следования экологическим нормам.

ГПА, компрессор, энергетическая турбина на локальной электростанции – все эти агрегаты нуждаются в профессиональном ремонте и модернизации. Современные материалы и технологии позволяют находить новые пути решения этих задач.

Часто сама природа дает подсказки, точность которых доказана непреклонными законами физики. Именно так в турбостроении появился новый элемент – сотовые уплотнения.

РИС. 1. Высококачественное сварное сотовое уплотнение



Геометрия этого интегрального компонента любой современной турбины один в один схожа с шестиугольными призматическими ячейками, которые делают пчелы для хранения запасов меда и выращивания потомства.

Этот новый компонент представляет собой усовершенствованный тип уплотнений, позволяющий уменьшить радиальные зазоры от 0,1 мм и менее, ощутимо увеличить относительный КПД (вплоть до 5%), соответственно сократив расход топлива и снизив износ проточной части турбины. Эффект, достигаемый использованием соты так же, как и когда-то изобретение многоступенчатого реактивного механизма, взаимодействует с потоками газа/пара, но уже делает это на новом уровне. Именно эта функция отражена в самом названии данного компонента, которое по-английски звучит как “Honeycomb seals”, где seal обозначает «запечатывание, изолирующий слой». Если вкратце, то лопатки ротора турбины, расширяясь при высокой температуре, прорезают бороздку в сотовом уплотнении, которое надежно останавливает утечки газа в горячем тракте турбины, экономя топливо и повышая эффективность работы. Кроме этого «сота» снижает износ деталей проточной части и сохраняет лопатки ротора турбины от преждевременного износа.

Любопытен путь технологии из авиации в ТЭК, повторивший развитие многих других систем, изначально применявшихся в авиастроении, а после нашедших свое место в автопроме и других отраслях ввиду возможности широкого применения этих новых изобретений и их подтверждённой эффективности. Наземные агрегаты (деривативы) же пришли в отрасль в сложный период 80–90-гг. прошлого века в отсутствии заказов на авиастроительных заводах. В те годы добывающая промышленность поддержала авиаторов и начала закупать двигатели для нефте- и газоперекачки.

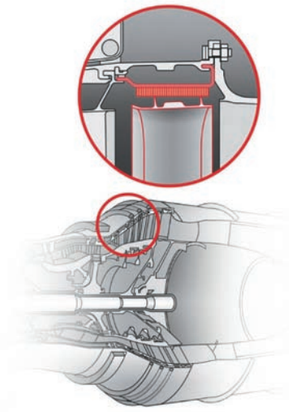
В 2018 году российская компания «Ротек» (единственный в стране производитель высококачественных сварных сотовых уплотнений для ТЭК, авиации и энергетического турбостроения) открыла собственное производство и выпустила первые партии сварных сот. На сегодняшний день компания «Ротек» обеспечивает потребность российских машиностроителей в высококачественных уплотнениях. Однако спрос обусловлен не монопольным положением компании, а высоким качеством выпускаемых комплектующих. Компания смогла сосредоточить у себя весь набор компетенций по производству «соты», а также узлов с ее использованием (сегменты, вставки, кольца, втулки, обечайки, шрауды), обеспечив минимизацию издержек. При создании сотовых компонентов для турбин, используемых в составе ГПА применяются российские сплавы ХН78Т и ХН60ВТ, импортных сплавов Hasteloy X, Haynes 214. Для компрессоров сварные сотовые уплотнения изготавливаются из нержавеющей стали (сплав 12Х18Н10Т, AISI 321).

РИС. 2. Втулка для компрессора «Ротек»



Сегодня у «Ротек» есть решения для турбин и приводов ГПА, работающих на месторождениях Газпрома, Роснефти, Лукойла, НОВАТЭКа, Сибнефти и Татнефти. Эти компоненты доказали свою эффективность на двигателях ПС-90А, АЛ-31СТ, НК-36СТ, НК-16СТ, MS5002E (локализованная GE) для ГПА Ладога 32, УТЗ ГТН-6Р. Как известно, значительная часть генерирующих мощностей компании Роснефть построена с использованием энергетических турбин GE 6FA, в состав которых так же входят сварные сотовые уплотнения.

РИС. 3. Схема расположения сотового уплотнения в турбине



В 2019 году Всероссийский теплотехнический институт провел исследования, которые доказали эффективность технологии «Ротек» с помощью, которой удалось добиться стабильной и точной геометрии ячейки соты (рис. 4 и рис. 5).

РИС. 4

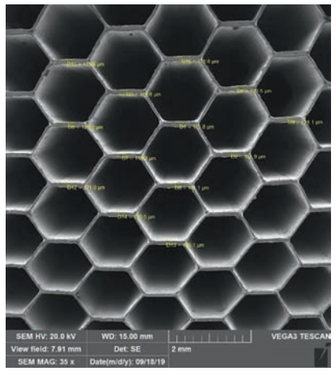
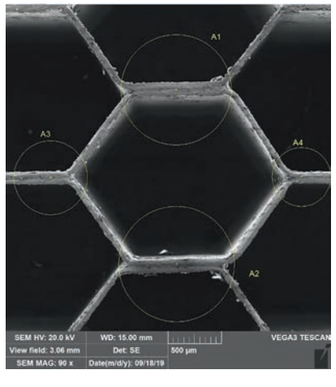
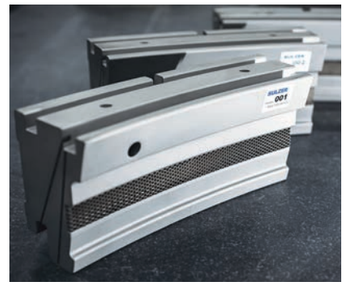


РИС. 5



Изначально шестиугольная форма соты является одной из наиболее эффективных и экономичных фигур, а современные автоматизированные линии позволяют воплотить ее в металле. Технология производства обеспечила стабильность этой формы и геометрических размеров, при этом качество перестало зависеть от человеческого фактора, как это было раньше.

РИС. 6. Сварное сотовое уплотнение «РОТЕК» в составе шрауда газовой турбины GE 6FA



Российская компания «Ротек» организовала собственное уникальное производство, а в конце июня 2020 г. первый дистрибьютор российской «соты» начал работу в Индонезии. И это не первый опыт совместной работы российской и индонезийской компаний. В октябре 2019 года компании заключили первый экспортный контракт на поставку сварных сотовых уплотнений для монтажа в трехступенчатой газовой энергетической турбине Rolls-Royce RT61.

Сегодня крупнейшие российские компании внимательно подходят к перевооружению своих энергообъектов. Новые комплектующие и технологические решения, повышающие требуемый уровень локализации и позволяющие избежать аварий и штрафов все чаще применяются на российских объектах критической инфраструктуры.

Keywords: *honeycomb seals, compressor, gas turbine engines, auxiliary power units, gas pumping units, turbofan engines, turboshaft engines, equipment modernization, power generation.*

ВЫСОКООБОРОТНЫЕ УЭЦН LEX МЕНЯЮТ ПРАВИЛА ИГРЫ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Виталий Коропецкий
Исполнительный директор

Антон Шакиров
Управляющий директор, к.т.н.

Ярослав Алексеев
Директор по механизированной добыче нефти

Зелим Агнаев
Ведущий инженер

ООО «Лекс»

УДК 622.32

ВЫСОКООБОРОТНЫЕ УСТАНОВКИ ЭЦН ЗАРЕКОМЕНДОВАЛИ СЕБЯ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ КАК ЭФФЕКТИВНОЕ И НАДЕЖНОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ОСЛОЖНЕННОГО ФОНДА СКВАЖИН. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БОЛЕЕ 350 УСПЕШНЫХ МОНТАЖЕЙ ОБОРУДОВАНИЕ LEX СПОСОБНО УВЕЛИЧИВАТЬ ДОБЫЧУ НЕФТИ НА 20%, СНИЖАТЬ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ ДО 40%, ПЕРЕКРЫТЬ ДИАПАЗОН ЧЕТЫРЕХ СТАНДАРТНЫХ ТИПОРАЗМЕРОВ ОДНОЙ УСТАНОВКОЙ И ПРОХОДИТЬ САМЫЕ ИСКРИВЛЕННЫЕ УЧАСТКИ СКВАЖИН. ПРИ ЭТОМ УСТАНОВКИ ОТЛИЧАЮТСЯ ВЫСОКОЙ НАДЕЖНОСТЬЮ, ЧТО ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ САМЫМИ ВЫСОКИМИ ГАРАНТИЙНЫМИ ОБЯЗАТЕЛЬСТВАМИ В ОТРАСЛИ

ULTRA-HIGH-SPEED ESP HAS PROVED ITS MATURITY IN RUSSIA AND ABROAD AS AN EFFECTIVE AND RELIABLE SOLUTION FOR WELLS WITH HARSH OPERATING CONDITIONS. BASED ON THE RESULT OF MORE THAN 350 INSTALLATIONS UHS ESP DEMONSTRATED ITS ABILITY TO INCREASE PRODUCTION BY 20%, REDUCE SPECIFIC POWER CONSUMPTION BY 40%, COVER PUMP PERFORMANCES OF 3 STANDARD ESP PUMPS AND PASS THROUGH HIGH DLS WELLBORES. BESIDES, UHS ESP IS KNOWN FOR ITS OUTSTANDING RELIABILITY BEING JUSTIFIED BY THE HIGHEST WARRANTY LIABILITIES IN THE INDUSTRY

Ключевые слова: *высокооборотные установки ЭЦН, методы увеличения добычи, энергосбережение, оборудование для добычи нефти, вентильный двигатель.*

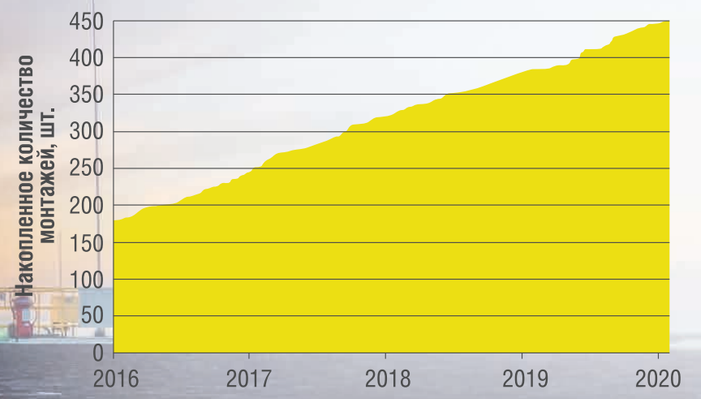
Внедрение высокооборотных технологий компании Lex в России и за рубежом набирает обороты, несмотря на падение цен на нефть и ограничений ОПЕК+. По отзывам наших заказчиков задачи по увеличению дебита скважин, экономии электроэнергии и комфортная работа с осложненным фондом решаются переходом со стандартных УЭЦН на высокооборотные.

С начала массового производства высокооборотного УЭЦН в 2016 году (график 1), на офшорных и оншорных проектах, как в России, так и за рубежом, было смонтировано более 350 единиц этого оборудования. В реализации каждого проекта были учтены особенности страны, специфика месторождений, применен индивидуальный подход с максимально гибкой системой поставок. Вне зависимости от того, в рамках какого договора осуществлялось сотрудничество – прокатного или контрактного, – заказчики высоко оценили качество оказанных услуг.

ФАКТЫ

До
12 000
частота оборотов вала в минуту

ГРАФИК 1. Накопленное количество монтажей высокооборотного УЭЦН с 2016 года



Опыт внедрения в России

Наши клиенты в западной Сибири искали возможности для оптимизации работы скважин, увеличения наработки и максимизации дебита. Ряд факторов осложнял достижение этих целей:

- эксплуатация УЭЦН за пределами рабочего диапазона
- содержание газа на приеме насоса более 60%
- КВЧ более 1500 мг/л
- искривленные участки скважин
- высокое энергопотребление.

В результате было принято решение об установке высокоскоростных УЭЦН LX600, LX500 и LX200 с номинальной частотой 10,000 об/мин и широким диапазоном регулирования. Заказчики отметили ряд преимуществ данной линейки оборудования по сравнению с другими производителями:

- расширение рабочего диапазона (график 2), которое позволяет адаптироваться к изменениям притока или технологическим решениям и не выходить за пределы рабочей зоны насоса, а также позволяет сократить модельный ряд используемых УЭЦН (график 3)

ГРАФИК 2. Сравнение рабочих диапазонов высокооборотного насоса LX и стандартного УЭЦН

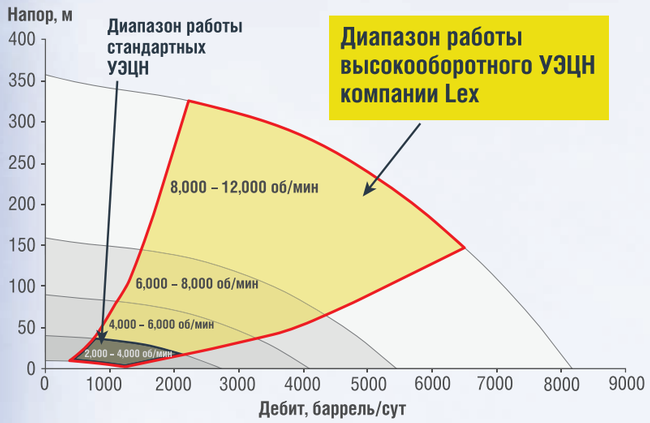
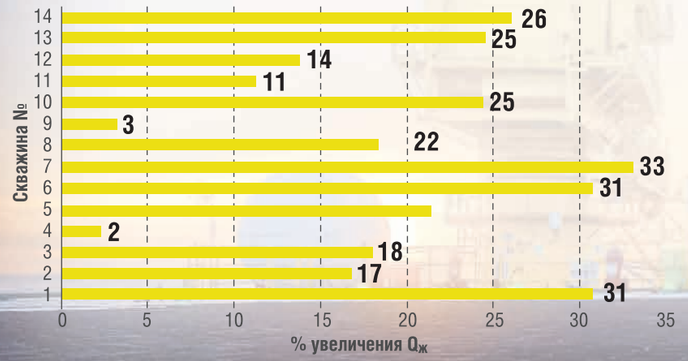


ГРАФИК 3. Высокооборотный УЭЦН LX600 перекрывает рабочие диапазоны трех насосов конкурентов



ГРАФИК 4. Прирост дебита жидкости по каждой скважине, оборудованной высокооборотным УЭЦН



- сокращение длины насоса за счет меньшего количества ступеней позволяет проходить искривленные участки скважин
- повышенная эффективность сепарации, что позволило оборудовать скважины с наличием газа до 75% на приеме насоса
- надежная работа с механическими примесями за счет использования высокопрочных материалов рабочих органов, что позволило оборудовать скважины с КВЧ до 3000 мг/л.

На момент написания статьи следующие успехи были зафиксированы:

- увеличение дебита по жидкости в среднем на 20%
- достигнуто снижение суточного энергопотребления на 40%, что эквивалентно накопленному значению 49 730 864 кВт·ч с конца 2014 года
- было достигнуто увеличение срока службы оборудования на 22–24%
- при работе в периодическом режиме в скважине с КВЧ более 2000 мг/л получилось достичь наработки в 1270 суток (отработано более 15 000 циклов) при предыдущих значениях наработок других производителей не более 300 суток (таблица 1)
- значительно снижена совокупная стоимость владения оборудованием, при сравнении с конкурентами результат высокооборотного УЭЦН оказался ниже на 25% (график 5).

ФАКТЫ

9,2 м

общая длина компоновки

ГРАФИК 5. Сравнение совокупной стоимости владения оборудованием

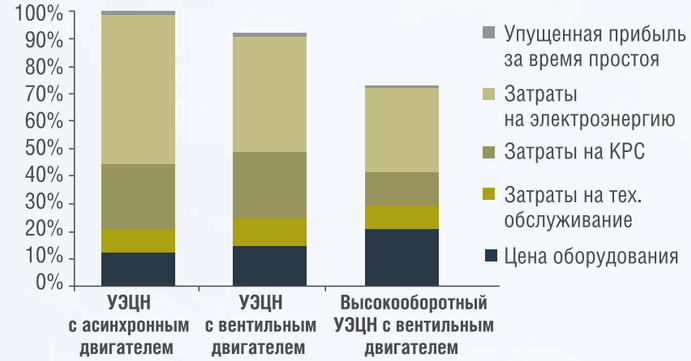


ТАБЛИЦА 1. Скважинные условия и результат работы высокооборотного УЭЦН в периодическом режиме

Эксплуатационные данные	
Глубина спуска	2651 м (изм.)
Дебит	35-55 м³/сут
Обводненность	43–49%
Давление на забое	40 bar
Скважинные условия	
Пластовое давление	140–160bar
Давление насыщения	69 bar
Газовый фактор	32 м³/м³
Плотность нефти	874 кг/м³
Вязкость нефти	21 сПЗ
Глубина пласта	2162–2195 м (верт.)
Дата запуска	15/03/2015
НнО	1270 сут
Макс. содержание мех. прим.	**2080 мг/л**

Эксплуатация в периодическом режиме с общим числом циклов более 15,000

Опыт внедрения в Восточной Европе

В **Восточной Европе** наш клиент в течение долгого времени не мог найти эффективное решение для переоборудования малодебитного фонда со штанговых насосов на УЭЦН. Кроме того, эксплуатация была осложнена высоким содержанием газа на приеме и нестабильным притоком, что добавляло проекту неопределенности с выбором правильного подрядчика.

ФАКТЫ

3,5
млн долларов
или 49 млн кВт·ч составила экономия за 6 лет проекта в Западной Сибири

На 40%
рабочая зона шире, чем у серийного оборудования

Стабильная работа
при 75%
газа на приеме насоса

Задачей Lex было:

- увеличить дебит скважины путем заглубления высокооборотного УЭЦН ниже перфорационных отверстий
- добиться стабильной и безотказной работы установки при значении газа более 60% на приеме
- адаптироваться к изменениям продуктивности и обеспечить работу насоса в пределах рабочей зоны.

По результатам 5 монтажей в Сербии и Румынии были получены следующие результаты:

- установки были заглублены в среднем на 127 м по сравнению с предыдущей глубиной спуска и находились ниже перфорационных отверстий
- снижение забойного давления и уровня жидкости над насосом привело к увеличению дебита в 1,8 раза
- была достигнута стабильная работа при наличии газа на приеме насоса более 65% за счет повышенной эффективности высокооборотного газосепаратора
- было зафиксировано снижение потребляемой мощности насоса в 2,2 раза.

Данные результаты превзошли установленные KPI проекта, что послужило поводом признать результаты внедрения высокооборотной технологии УЭЦН успешными.

Опыт внедрения в Центральной Африке

Добывающая компания в **Центральной Африке** узнала о результатах внедрения высокооборотного УЭЦН на конференции SPE, где Lex презентовал свою статью, и обратилась к нам с просьбой оптимизировать работу скважины со следующими проблемами:

1) текущий насос работал за пределами рабочей зоны
2) наличие газа на приеме насоса достигало 79%
3) высокое значение удельного расхода электроэнергии текущего УЭЦН доходило до 39,1 кв·ч/м³/сут

ГРАФИК 6. Сравнение длины высокооборотного УЭЦН с предыдущим УЭЦН на проекте в Центральной Африке

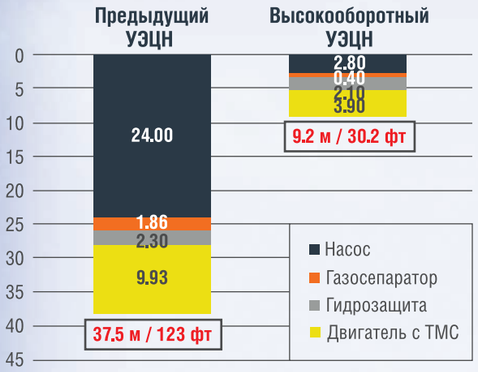


ГРАФИК 7. На 70% высокооборотный УЭЦН сократил энергопотребление на проекте в Центральной Африке



ГРАФИК 8. Наработка высокооборотного УЭЦН в 2 раза выше на проекте в Центральной Африке



4) содержание механических примесей более 1500 мг/л

5) исторически низкая наработка УЭЦН в данной скважине.

В феврале 2019 года ООО «Лекс» произвело монтаж на предоставленной скважине сразу сократив время монтажа с 8 часов до менее чем одного часа по сравнению с монтажом предыдущего УЭЦН (график 6). Это стало возможным из-за предварительной сборки и испытания насоса в собранном виде на заводе, что позволяет доставлять УЭЦН на устье скважины и сводить весь процесс монтажа к присоединению кабельного удлинителя.

Остальные полученные результаты перечислены ниже:

- сокращение длины компоновки в 4 раза
- перевод рабочей точки насоса в зону максимального КПД
- сокращение удельного расхода электроэнергии в 3,3 раза (с 39,1 квт·ч/ м³/сут до 11,78 квт·ч/ м³/ сут, график 7)
- увеличение наработки до 676 суток по сравнению с предыдущими УЭЦН в данной скважине с наработкой от 50 до 570 суток (график 8).

Заключение

Таким образом, технология высокооборотного УЭЦН несет в себе целый ряд конкурентных преимуществ, которые основаны на тщательной проработке каждого элемента системы для борьбы с существующими проблемами добывающих компаний, и позволяет:

1) существенно увеличивать наработку оборудования в осложненных условиях
2) увеличивать отбор жидкости
3) проходить искривленные участки эксплуатационных колонн и спускать оборудование ниже перфорационных отверстий
4) сокращать энергопотребление
5) адаптироваться к изменяющимся эксплуатационным условиям за счет широкого диапазона регулирования.

Перечисленные выше преимущества и примеры успешных внедрений высокооборотного УЭЦН являются ярким примером того, что высокооборотные технологии доказали свою надежность и эффективность в разных условиях эксплуатации, а применение разных контрактных моделей позволило сделать данное оборудование доступным для широкого использования. ●

ФАКТЫ

Стабильная работа при наличии механических примесей до

2000 мг/л

Время монтажа

менее **1** часа

KEYWORDS: *Ultra-High-Speed ESP, Permanent Magnet Motor, power saving equipment, oil production, high frequency, harsh environment.*

LEX®
SUBMERSIBLE PUMPS

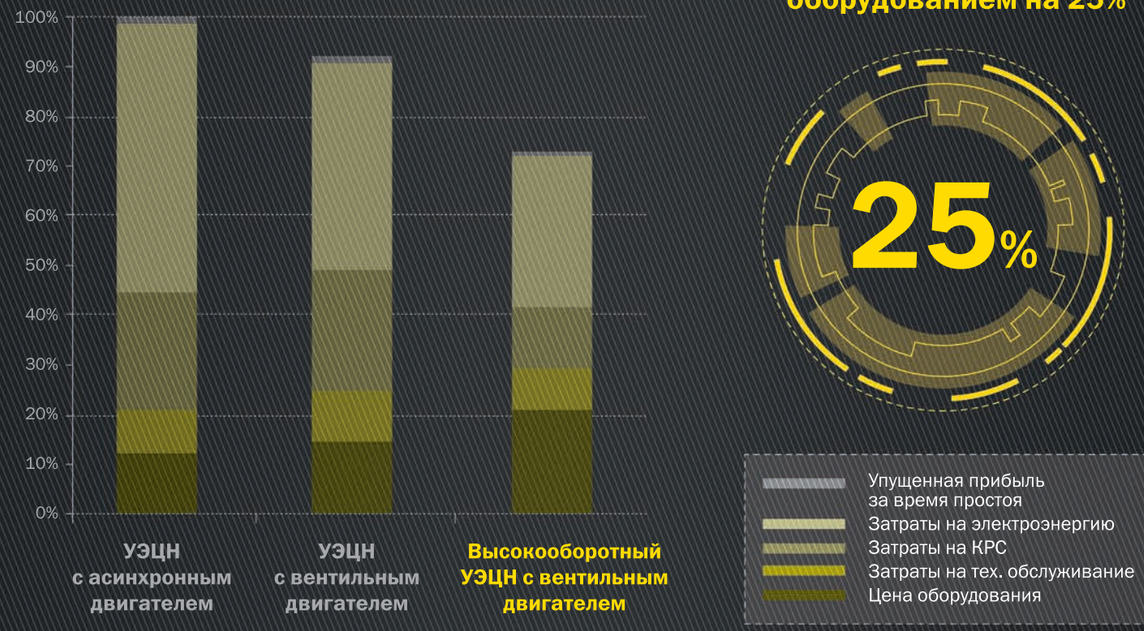
ВЫСОКООБОРОТНЫЕ
УЭЦН LEX

РЕКЛАМА



Экономия энергопотребления
Увеличенный ресурс оборудования
Сокращение продолжительности ремонта
Эксплуатация искривленных скважин с высоким квч и гф
Перевод малодебитного фонда в постоянный режим
Дополнительная добыча за счет интеллектуального алгоритма управления и спуска под перфорацию

Высокооборотные УЭЦН снижают совокупную стоимость владения оборудованием на 25%



Москва, переулок Красина, 15, стр. 1 | info@lexsp.com | +7 499 254 3000 | www.lexsp.ru

РЕКЛАМА

TERRA VC

TerraVC - инвестиционная компания с более чем 20-летним опытом работы в цифровой и энергетической промышленности, работающая в Северной Америке, на Ближнем Востоке, в России/СНГ

НАШИ ПРОЖЕКТОРЫ

$80 млн — под управлением

40+ — институциональные и корпоративные LPs, основатели технологических компаний 1B+

30+ — успешный выход

20+ — портфельных компаний с фокусом на энергетике (главным образом O&G tech), робототехнике, IoT и передовом программном обеспечении

КОМПАНИИ

ML One
Усовершенствованные боковые пути и многосторонние доработки
ml-1.com

Osome
Бэк-офис на базе искусственного интеллекта
osome.com

UVL Robotics
Продвинутые логистические дроны
uvl.io

Перфобур
Технология радиального бурения
perfobur.com

MEL Science
Пионер в области интерактивного образования
melscience.com

Tota Systems
Интеллектуальные доработки для цифрового нефтяного месторождения
totsystems.ru

AI Driller
Беспроводные датчики для smart grid
aidriller.com

Lex
Сверхскоростные ESPs
lexsp.com

Геонафт
Интеллектуальное программное обеспечение для оптимизации бурения в реальном времени
geosteertech.com

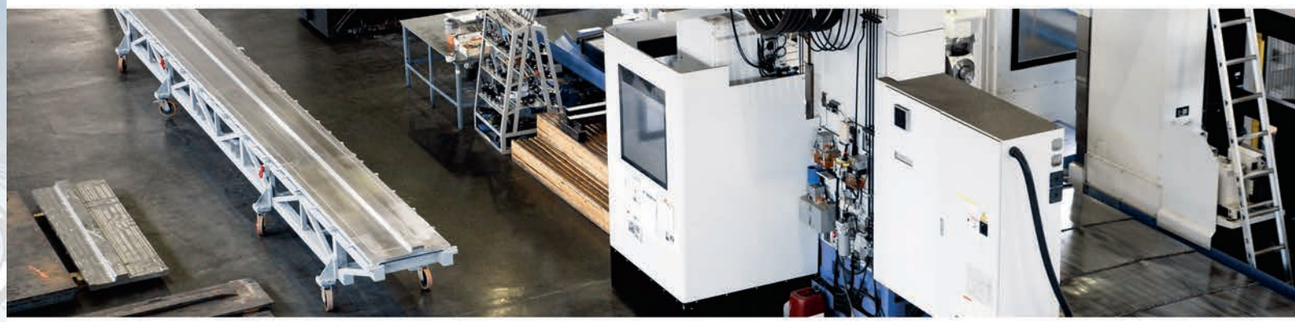
Аксель
Высокоскоростная телеметрия для тройного комбо
axelmwd.com

РЕКЛАМА

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Высокоточная обработка металлов



Компания «ТМС групп», располагая новейшим оснащением по комплексной обработке и сварке металла, предлагает сотрудничество по изготовлению высокоточных деталей и узлов для различных отраслей промышленности: от сельского хозяйства до авиации.

Вертикальный 5-осевой фрезерный обрабатывающий центр



Перемещения:	
Ось X, мм	5200
Ось Y, мм	3000
Ось Z, мм	700
Ось W, мм	800
Ось B, град	+/-110 (0,001)
Ось C, град	360 (0,01)
Рабочий стол:	
длина, мм	5000
ширина, мм	2000
Т-образные пазы	19 * 210
Расстояние от стола до торца шпинделя, мм	0–1650
Расстояние м/у колоннами, мм	2550
Допустимая нагрузка на стол, кг	30 000
Шпиндель (вертикальный):	
Частота вращения, об/мин	6000
Точность обработки:	
Позиционирование, мм (на всю длину)	+/- 0,005
Повторяемость, мм	+/- 0,003

Обрабатывающие фрезерные центры



Перемещение:	
Ось X, мм	2060 (3060)
Ось Y, мм	1016
Ось Z, мм	820
Рабочий стол:	
Размер стола, мм	2100 (3100)x1050
Макс.нагрузка на стол, кг (неравномерно)	3000
Расстояние от пов-ти стола для торца шпинделя, мм	105–925
Шпиндель:	
Конус шпинделя	BT 50
Частота вращения, об/мин.	4000
Точность:	
позиционирование, мм	±0,008

Обрабатывающий сверлильный центр



Длина обработки	до 12 м
Сверление отверстий диаметром	до 32 мм
Фрезерование по оси Y	до 350 мм

Токарные обрабатывающие центры



Параметр		Значение	
		QSM200L 500U	QSM200ML 1000U
Возможности	Max. диаметр обработки	Ø380 мм	
	Max. длина обработки	538 мм	1052 мм
Главный шпиндель	Размер патрона	8"	
	Частота вращения шпинделя	5000 об/мин	
	Диаметр отверстия шпинделя	Ø 76 мм	
Револьверная головка	Тип револьверной головки	12-позиционная, барабанного типа	
	Количество инструментов	12	
Фрезерный шпиндель	Частота вращения	-	4500 об/мин
	Диаметр вращающегося инструмента (фреза, сверло)	-	20 мм
	метчик	-	M20x2,5
Привод	Главный шпиндель (30 мин./ пост. работа)	18,5 кВт/ 15,0 кВт	18,5 кВт/ 15,0 кВт
	Фрезерный шпиндель	-	5,5 кВт

Высокоточная проверка КИМ



Параметр	Значение
Точность	0,015мм±0,005
Диапазон измерений	30м

ПРЕИМУЩЕСТВА СОТРУДНИЧЕСТВА

- Уникальная возможность обработки заготовок в вертикальном положении по пяти осям.
- Гибкая и прозрачная для Заказчика система ценообразования.
- Возможности скидок при крупносерийном производстве.
- Собственная группа профессиональных конструкторов, технологов и программистов ЧПУ.
- Лицензированное производство на изготовление и ремонт авиакомпонентов.
- Опыт исполнения сложных заказов для авиационной, нефтяной промышленности, машиностроения и сельского хозяйства.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ГАЗА «ЭНЕРГАЗ» – накоплен опыт надежной эксплуатации



ПЕРВЫЙ БЛОЧНЫЙ ПУНКТ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ПРОИЗВОДСТВА ГК ЭНЕРГАЗ БЫЛ ВВЕДЕН В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ВОСЕМЬ ЛЕТ НАЗАД НА 5-М ЭНЕРГОБЛОКЕ ЮЖНО-САХАЛИНСКОЙ ТЭЦ-1. ЭТОТ ПРОЕКТ ДАЛ СТАРТ ВНЕДРЕНИЮ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УСТАНОВОК ГАЗОПОДГОТОВКИ. С ТЕХ ПОР НАКОПЛЕН ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ ОПЫТ ПОСТАВОК ТАКОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАСКРЫТЫ ЕГО УНИВЕРСАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ, ДОКАЗАНА ЭФФЕКТИВНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ

THE FIRST BLOCK-TYPE GAS TREATMENT STATION PRODUCED BY ENERGAS GROUP WAS PUT INTO OPERATION EIGHT YEARS AGO AT THE 5TH POWER GENERATING UNIT OF YUZHNO-SAKHALINSK CHPP-1. THIS PROJECT INITIATED THE INTRODUCTION OF MULTIFUNCTIONAL GAS TREATMENT UNITS. SINCE THEN, CONSIDERABLE EXPERIENCE HAS BEEN ACCUMULATED IN THE SUPPLY OF SUCH PROCESS EQUIPMENT, ITS VERSATILE CAPABILITIES HAVE BEEN REVEALED, AND ITS EFFICIENCY AND RELIABILITY HAVE BEEN PROVEN

УДК 665.62

Ключевые слова: *подготовка газа, энергоблок, комплексные и многоблочные установки, автоматизация управления, установка подготовки попутного нефтяного газа.*



Александр Рубанов
ведущий специалист Департамента развития ООО «ЭНЕРГАЗ»

Группа компаний ЭНЕРГАЗ ежегодно реализует десятки проектов и получает новые подтверждения тому, что подготовка газа (Upstream, MIdstream) – это выверенный и согласованный инженерный расчет комплексного технологического процесса, позволяющего достигать и устойчиво поддерживать установленные значения газа по чистоте, влажности, температуре, давлению, расходу и другим параметрам.

По своему типу установки газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» делятся на комплектные и многоблочные.

Компактные комплектные установки состоят из 1–2 модулей, внутри которых оборудование интегрировано на единой раме. Это:

- блоки подготовки попутного газа;
- блочные пункты подготовки газа (природного);
- системы подготовки топливного и пускового газа;
- газоприемные станции;
- газорегуляторные пункты блочные;
- автоматизированные газораспределительные станции.

Многоблочные установки применяются в сложных и масштабных проектах. Они отличаются высокой производительностью (расходом подготавливаемого газа) и состоят из нескольких обособленных блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже стыкуются в единое здание (фото 1). При этом ряд элементов могут иметь внешнее исполнение.

Эти установки функционируют на генерирующих объектах с газовыми турбинами большой мощности, а также на нефтегазодобывающих площадках, где необходимо одновременно снабжать качественным газом (с отличающимися параметрами) сразу несколько основных и вспомогательных объектов.

В целом, комплектные и многоблочные установки в автоматическом режиме непрерывно обеспечивают очистку, осушку, подогрев, редуцирование, определение состава и измерение различных параметров газа, одоризацию, технологический или коммерческий учет, контроль качества газа перед его подачей в газоиспользующее оборудование:

- газовые турбины;
- газопоршневые установки;
- котельные;
- печи прямого нагрева нефти;
- газоперекачивающие агрегаты и др.

Многофункциональные установки «ЭНЕРГАЗ» характеризуются максимальной степенью заводской готовности при поставке (98%), высокой ремонтопригодностью и длительным сроком службы – не менее 25 лет. Коэффициент технического использования составляет 0,92+, подтвержденный показатель надежности в эксплуатации – 0,95+.



ФОТО 1. Отдельные блок-боксы при монтаже создают общее технологическое пространство многоблочной установки *(панорамный вид)*

Базовая комплектация многофункциональных установок

Минимальный (базовый) функционал технологических установок «ЭНЕРГАЗ» – это фильтрация и учет газа. Такое оборудование включает пять обязательных элементов.

Система фильтрации

Стандартная система состоит из двух линий фильтрации с пропускной способностью 100% потока или трех линий с пропускной способностью по 50% потока каждая. В особых проектах применяется каскадная схема, включающая блок предварительной фильтрации (фото 2) и блок тонкой очистки газа.

Газовые фильтры выбираются в зависимости от состава подаваемого на объект газа, а также содержания в нем механических примесей и жидких фракций. Преимущественно в оборудовании «ЭНЕРГАЗ» используются высокоэффективные двухступенчатые фильтры-коалесцеры со сменными элементами. Варьирование типов картриджей и их комбинирование оптимизирует очистку при изменении состава и характеристик поступающего газа.

В случае повышенной влажности газа применяются фильтры с вихревой решеткой на первой ступени фильтрации и последующей завершающей очисткой фильтрующими элементами.



ФОТО 2. Внешний блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата



ФОТО 3. Узел коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами

Прохождение потока газа через вихревую решетку первой ступени фильтра создает завихрения, вызывает срыв потока и последовательное снижение и повышение давления газа с последующей конденсацией жидких примесей газа. Высокая эффективность очистки газа достигается использованием в качестве абсорбента собственного газового конденсата.

В многофункциональных установках степень очистки достигает 100% для твердых частиц величиной не менее 3 микрон и капельной влаги не менее 5 микрон. Для частиц размером от 0,5 до 3 микрон эффективность составляет 98…99%.

Узел дренажа конденсата

Сбор газового конденсата и механических примесей происходит в автоматическом режиме. Как правило, дренажный резервуар расположен под землей. Если позволяют климатические условия, применяется наземное исполнение (фото 2), а резервуар оснащается электрообогревом.

Уровень конденсата в накопительном баке устанавливается и поддерживается на заданном значении системой автоматизированного управления. Узел дренажа укомплектован устройством контроля уровня и оборудованием для удаления продуктов очистки в передвижную емкость.

Блок учета газа

После очистки газ попадает в блок учета, который имеет одну или несколько измерительных линий нормального расхода, линию малого расхода, а также линию байпаса (в случае одной измерительной линии или по требованию заказчика). Относительная погрешность блока учета – не более 1%.

Коммерческий или технологический учет газа осуществляется путем измерений объема и объемного расхода газа в рабочих условиях и автоматического приведения полученных значений к стандартным условиям в зависимости от давления, температуры и коэффициента сжимаемости газа.

Преимущественно применяются турбинные и ультразвуковые первичные преобразователи расхода (расходомеры). Используются также ротационные, вихревые, диафрагменные, кориолисовые или термоанемометрические расходомеры. Данные с преобразователей поступают на корректоры-вычислители.

Блок коммерческого учета газа (фото 3) позволяет проводить взаимные финансовые расчеты между поставщиком, газораспределительной организацией и потребителем, составлять балансы приема и отпуска газа, контролировать расходы и эффективность использования газа.

Система автоматизированного управления

Многофункциональные установки газоподготовки полностью автоматизированы и не требуют дополнительной ручной настройки для отладки корректного взаимодействия различных систем оборудования.

Система управления (САУ) выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения и коммутационного оборудования. Она размещена внутри блок-модуля комплектной установки (или внутри блок-здания многоблочной установки) – в отсеке, отделенном от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой (фото 4).



ФОТО 4. Отсек САУ комплектной установки

Основные компоненты САУ имеют резервирование, что гарантирует непрерывность управления. В случае потери напряжения собственные источники бесперебойного питания поддерживают автономную работу программно-технического комплекса от 1 до 3 часов.

Локальная САУ интегрируется с верхним уровнем АСУ ТП, обеспечивает дистанционное управление установкой, автоматические защиты и сигнализацию, контролирует технологические параметры и загазованность в помещениях, обрабатывает параметры рабочего процесса и аварийных событий, выводит информацию на панель оператора.

Системы жизнеобеспечения и безопасности

Наряду с системами жизнеобеспечения (освещение, обогрев, вентиляция) установки «ЭНЕРГАЗ» обязательно имеют системы безопасности: пожаро- и газодетекции, сигнализации, пожаротушения.

Дополнительные возможности

Установки в базовой комплектации на практике применяются редко. Как правило, для эффективного решения проектных задач в технологическую схему встраиваются дополнительные узлы и системы.

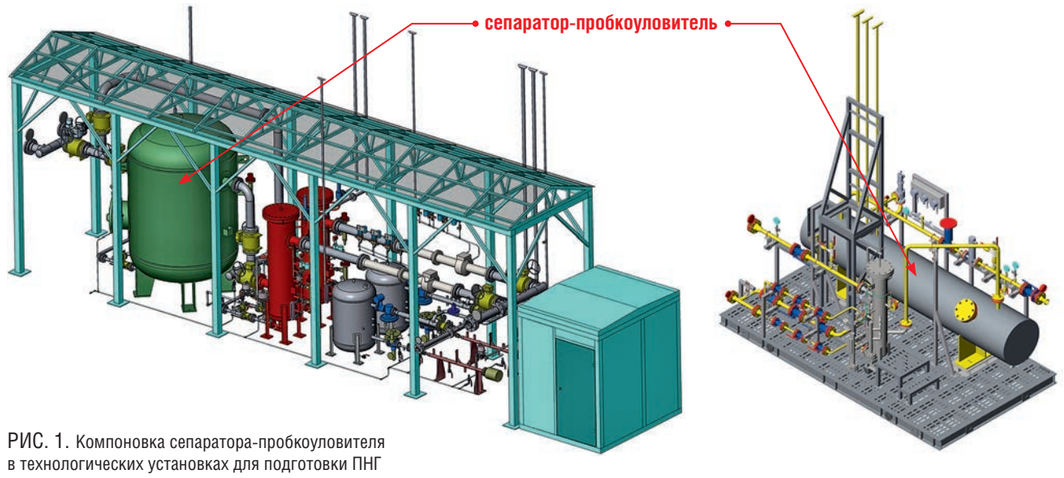


РИС. 1. Компоновка сепаратора-пробкоуловителя в технологических установках для подготовки ПНГ

Системы сепарации и осушки

Подготовка попутного нефтяного газа предполагает включение в состав оборудования сепаратора-пробкоуловителя (рис. 1) для приема залповых выбросов жидкости и сглаживания пульсации газовой смеси.

Также может устанавливаться узел осушки газа на базе адсорберов. Эта мера необходима в том случае, когда возможностей базовой системы фильтрации недостаточно для достижения установленных проектных параметров газа по влажности.

Узел подогрева газа

Для достижения проектной температуры газа установка оборудуется узлом подогрева.

При наличии стороннего теплоносителя (горячей сетевой воды) этот технологический блок включает кожухотрубные теплообменники различного типа, действующие по прямой схеме «вода-газ» или по схеме с промежуточным контуром – «вода-антифриз + антифриз-газ».

При отсутствии внешнего источника тепла применяются два решения: 1) используются взрывозащищенные электрические подогреватели газа (фото 5) с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева;



ФОТО 5. Система газоподготовки для ДКС «Алан» (Узбекистан). Здесь применены электрические подогреватели газа



ФОТО 6. Отсек блочной котельной встроен в общий технологический модуль

2) многофункциональные установки оснащаются собственными блочно-модульными котельными.

Блочно-модульная котельная

Блочно-модульная котельная обеспечивает подготовку теплоносителя для узла подогрева газа. Компактная БМК размещается в специальном отсеке внутри установки (фото 6). Количество водогрейных котлоагрегатов и их тепловая мощность устанавливаются с учетом объемов подготавливаемого газа и необходимости резервирования.

БМК комплектуется собственными устройствами для редуцирования и измерения расхода газа, системой безопасности, а также резервуаром для слива теплоносителя. Работа котельной автоматизирована, локальная система управления БМК интегрируется с САУ установки.

Система редуцирования

Если давление газа в питающем трубопроводе выше уровня, необходимого для корректной работы сопряженных газоиспользующих агрегатов, то оборудование газоподготовки оснащается узлом редуцирования, который имеет одну-две нитки с резервированием.

В состав многоблочной установки «ЭНЕРГАЗ» входит многолинейная система редуцирования. Это требуется для параллельного снабжения газом (с отличающимися параметрами по давлению) нескольких объектов на одной производственной площадке. Число ниток редуцирования зависит от количества объектов-потребителей.

Узел одоризации

Узел одоризации с емкостью для хранения одоранта (вещества, придающего газу предупреждающий запах – от лат. *odor* «запах») является обязательным элементом технологических установок, используемых в автоматизированном процессе отбора магистрального газа и его подготовки для транспортировки конечному потребителю.

Блок контроля качества газа

По специальным проектным требованиям заказчика в технологическую схему установки встраивается оборудование для измерения и анализа различных параметров газа.

Например, потоковый газовый хроматограф непрерывного действия (калориметр) с устройством отбора проб. Его функционал – определение компонентного состава газа, измерение теплотворной способности, вычисление плотности и относительной плотности, вычисление числа Воббе.

Измерение температуры точки росы газа по воде и углеводородам обеспечивает анализатор влажности с устройством для отбора проб.

Помимо манометров, термометров, датчиков давления и температуры на выходных коллекторах могут устанавливаться анализаторы содержания примесей – для контроля соответствия подготовленного газа расчетным параметрам.

Примеры действующих многофункциональных установок

Проекты Группы ЭНЕРГАЗ в нефтегазовом комплексе и электроэнергетике дают представление о технологических особенностях и возможностях оборудования газоподготовки. Рассмотрим применение установок «ЭНЕРГАЗ» на примерах практической подготовки природного и попутного нефтяного газа для газоиспользующего оборудования разного типа и назначения.

Многоблочная установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК Восточно-Уренгойского лицензионного участка

Установка комплексной подготовки газа и конденсата АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) оснащена многоблочной установкой подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ».

УПТГ предназначена для фильтрации, учета, подогрева, редуцирования газа и параллельного снабжения им основных и вспомогательных объектов УКПГиК. Среди них: газотурбинная электростанция, котельная, установка очистки пропан-бутана технического от метанола, узлы входных шлейфов, установка низкотемпературной сепарации, горелочное устройство для сжигания промстоков, установка регенерации метанола, факельная установка, дожимная компрессорная станция низконапорных газов, установка стабилизации конденсата. Для каждого потребителя подаваемый газ имеет индивидуальные параметры по давлению, температуре и расходу.



ФОТО 7. Установка подготовки топливного газа для объектов УКПГиК на Восточном Уренгое – основной (слева) и резервный модули

УПТГ включает 8 блоков различного назначения, объединенных в два модуля (фото 7) – основной (МПТГ-1) и резервный (МПТГ-2). Максимальная производительность МПТГ-1 по газу составляет 90 400 нм³/ч. Номинальный расход газа МПТГ-2 – 32 612 нм³/ч.

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС «Александровка» (фото 8) осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: 2 линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа конденсата (с резервуаром 3 м³); 2 измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; узел подогрева газа из двух кожухотрубных теплообменников; 2 нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м³); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к модулю АГРС. Основа котельной – 2 водогрейных котлоагрегата общей (полезной) тепловой мощностью 1 МВт.

Блок подготовки ПНГ для газотурбинного энергоцентра Усинского месторождения

На Усинском нефтяном месторождении (ЛУКОЙЛ-Коми) действует энергоцентр установленной электрической мощностью 100 МВт и тепловой – 152,1 Гкал/ч. Генерирующее оборудование включает 5 энергоблоков ГТЭС-25ПА производства АО «ОДК-Авиадвигатель».

Основное и резервное топливо для энергоцентра – попутный нефтяной газ. Его подготовку и подачу в турбины ГТУ-ТЭЦ выполняет многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе трех компрессорных установок и блока подготовки попутного газа (БППГ).



ФОТО 8. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ



ФОТО 9. Блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения ЛУКОЙЛ-Коми

БППГ (фото 9) осуществляет измерение расхода и фильтрацию газа, укомплектован двухлинейным узлом коммерческого учета, сепаратором-пробкоуловителем и системой фильтрации. Степень очистки газа составляет 100% для жидкой фракции и 99,8% для твердых частиц размером более 10 мкм.

Подготавливается также топливо для котельной собственных нужд месторождения. Для этого БППГ оснащен узлом подогрева газа и системой редуцирования.

Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге

В городе Елабуга (Республика Татарстан) действует ГТУ-ТЭС электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой – 28 Гкал/час. Основное оборудование состоит из 4-х газотурбинных установок Taurus 60 GS (Solar) с котлами-утилизаторами. Топливо для турбин – природный газ.

На электростанции функционирует система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» в составе дожимной компрессорной станции и блочного пункта очистки газа. БПОГ – это типичный пример компактной установки в базовой комплектации. Всё технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Комплектный пункт имеет небольшую производительность (8 240 м³/ч), обусловленную малой мощностью сопряженных газовых турбин.

БПОГ (фото 10) обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин, сбор уловленной жидкости в дренажный резервуар с перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт, измерение расхода газа, определение и регистрацию состава газа и его изменений, определение теплоты сгорания, измерение температуры точки росы газа.



ФОТО 10. Блочный пункт очистки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге – компактная установка в базовой комплектации

Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов на месторождении «Алан»

На месторождении «Алан» в Узбекистане (НХК «Узбекнефтегаз») действует дожимная компрессорная станция для транспортировки природного газа в составе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» (КМПО). ДКС оснащена системой подготовки топливного и пускового газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 5).

СПТПГ – это многофункциональная установка для очистки, нагрева и редуцирования газа. На открытой раме размещено следующее технологическое оборудование: коалесцирующие фильтры-сепараторы (степень фильтрации газа 99,98%), блок автоматического дренажа конденсата, электрические подогреватели с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева, двухлинейные узлы редуцирования пускового и топливного газа.

Проект реализован в максимально сжатые сроки – проектирование, производство, заводские испытания и поставка были выполнены за 2 месяца.



ФОТО 11. УПТГ «ЭНЕРГАЗ» (слева) в составе газопоршневой электростанции Барсуковского месторождения Роснефти

Многоблочный пункт подготовки газа для парогазовых энергоблоков Прегольской ТЭС

Самый крупный объект новой калининградской генерации – Прегольская теплоэлектростанция мощностью 455,2 МВт – состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паротурбинную установку («Силовые машины»), котёл-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»: пункт подготовки газа (ППГ), дожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм³/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Это технологическая установка из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые состыкованы в единое здание. Исключение составляют блок предварительной фильтрации и узел дренажа конденсата, имеющие внешнее исполнение на открытой раме.

Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования и блоком контроля качества газа.

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

На Барсуковском месторождении («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе действует автономный энергоцентр из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт. Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Проектные параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 11) номинальной производительностью 5 000 м³/ч.

В состав этого многофункционального комплекса входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная тепловой мощностью 0,19 МВт.

Во всех названных проектах полный цикл предпусковых мероприятий (шефмонтаж, наладка, собственные и интегрированные испытания, обучение эксплуатационного персонала) выполнили специалисты компании «СервисЭНЕРГАЗ», входящей в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры ведут здесь и техническое обслуживание оборудования газоподготовки.

Перспективные проекты

Среди проектов, реализуемых в настоящее время, отметим наиболее значимые.

Установка подготовки топливного газа для энергоцентра Харасавэйского месторождения

При обустройстве Харасавэйского месторождения ПАО «Газпром» на Ямале создается энергоцентр для обеспечения электричеством объектов строительства. Здесь применены восемь газопоршневых электростанций MWM мощностью от 1,2 до 2 МВт и четыре передвижные автоматизированные газотурбинные электростанции ПАЭС-2500 мощностью по 2,5 МВт.

Топливо для энергоцентра – добываемый здесь природный газ. Его рабочие параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечит установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ», которая уже доставлена на эксплуатационную площадку. Многофункциональный комплекс состоит из двух отдельных модулей (рис. 2), действующих по каскадной схеме. Максимальная производительность установки – 8 000 м³/ч, в том числе расход газа на газопоршневые агрегаты – 5 000 м³/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м³/ч.

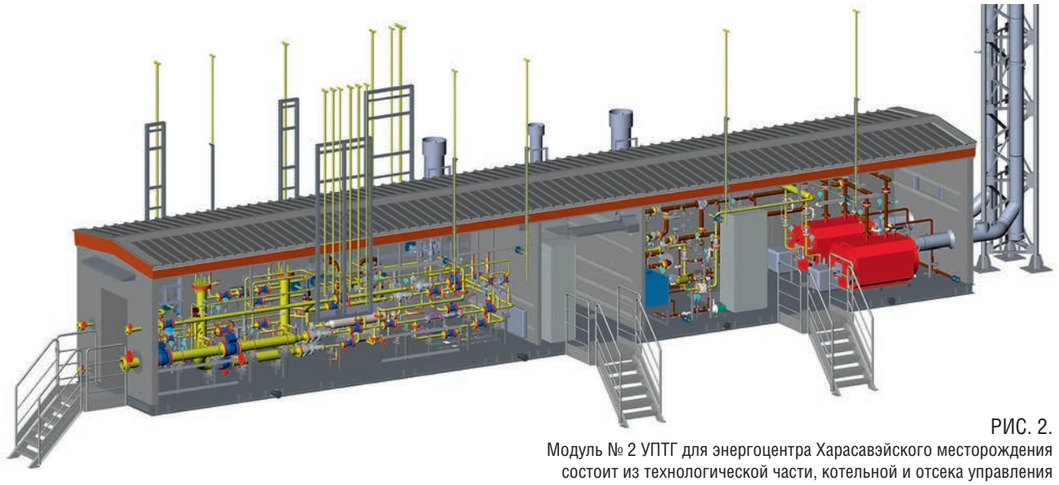


РИС. 2.
Модуль № 2 УПТГ для энергоцентра Харасавэйского месторождения состоит из технологической части, котельной и отсека управления

Газорегуляторный пункт на установке подготовки нефти «Уса-Тяжелая нефть»

В рамках технического перевооружения УПН Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми) оснащается газорегуляторным пунктом (фото 12). ГРП «ЭНЕРГАЗ» – это модульная технологическая установка для очистки, подогрева и редуцирования газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. ГРП также осуществляет измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность системы фильтрации ГРП – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 2 мкм. Система редуцирования снижает давление газа с 1,6…2,5 МПа до 0,6 МПа. Взрывозащищенные электрические подогреватели обеспечивают расчетную температуру газа на уровне +25 °С. Блочный газорегуляторный пункт готовится к монтажу на объекте.

Газоприемные станции для турбин пиково-резервных ГТЭС в Республике Беларусь

В Республике Беларусь создаются пиково-резервные энергетические источники на базе 16-ти газотурбинных установок Siemens SGT-800. На Минской ТЭЦ-5 будет действовать газотурбинная электростанция мощностью 300 МВт из 6 ГТУ, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (5 турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (3 турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (2 турбины).

ЭНЕРГАЗ поставит комплект оборудования газоподготовки и топливоснабжения. Это четыре газоприемные станции (по одной ГПС на каждую пиковую ГТЭС), которые смонтируют на питающих трубопроводах для фильтрации, подогрева и коммерческого учета топливного газа, поступающего в турбины энергоблоков.

В заключение констатируем, что многофункциональные установки – это состоявшийся фактор в технологической сфере комплексной газоподготовки. Опираясь на мировой опыт и наращивая собственную практику, Группа ЭНЕРГАЗ совершенствует возможности оборудования подготовки газа для проектов различной сложности и масштаба.

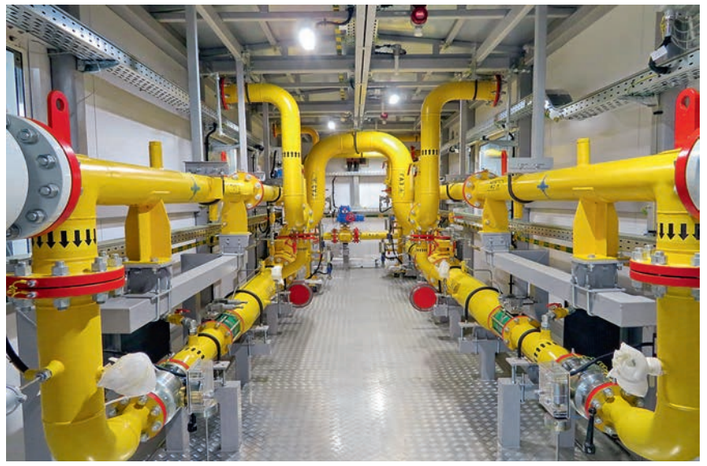
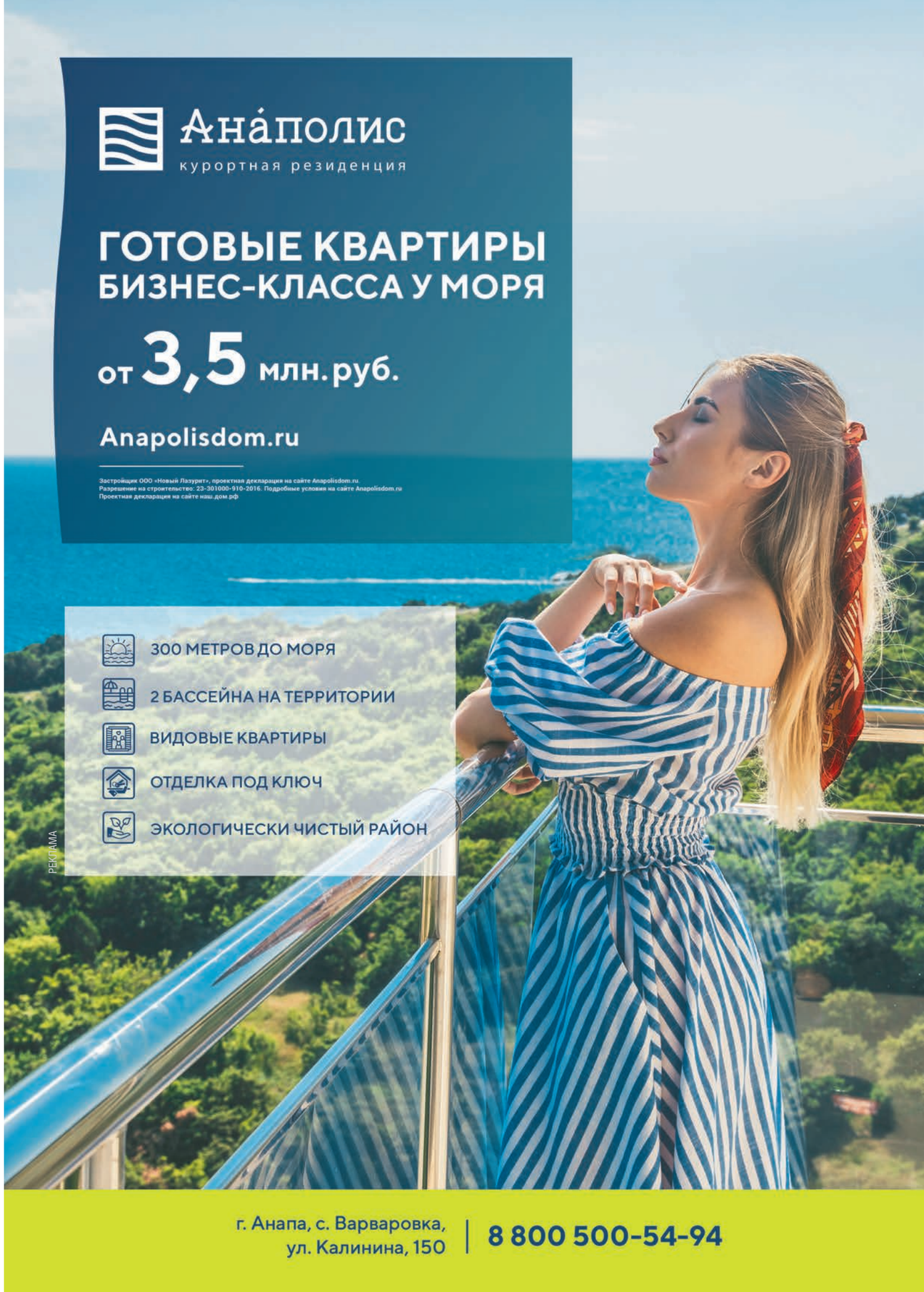


ФОТО 12. Газорегуляторный пункт обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

KEYWORDS: *gas treatment, power unit, complex and multi-unit installations, control automation, associated petroleum gas treatment plant.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru



Сервис ТСС:
от инноваций до сопровождения

УДК 622

СЕГОДНЯ ИНОСТРАННЫЕ КОМПАНИИ ЗАНИМАЮТ 25 % РОССИЙСКОГО НЕФТЕСЕРВИСНОГО РЫНКА, ЕСЛИ ГОВОРИТЬ ОБ ОБОРУДОВАНИИ, И 80 % – КОГДА ВОПРОС КАСАЕТСЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО СЕРВИСА. ЭКСПЕРТЫ ОПАСАЮТСЯ, ЧТО ЕСЛИ ЭТА ТЕНДЕНЦИЯ НЕ БУДЕТ ПЕРЕЛОМЛЕНА, ТО В СКОРОМ ВРЕМЕНИ ВОПРОСЫ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В НАШЕЙ СТРАНЕ БУДУТ КОНТРОЛИРОВАТЬ ИЗ-ЗА РУБЕЖА. КОНКУРИРОВАТЬ С СЕРВИСНЫМИ ГИГАНТАМИ КРАЙНЕ СЛОЖНО, ВЕДЬ ЭТО КОМПАНИИ С МИРОВЫМ ИМЕНЕМ, МНОГОЛЕТНИМ ОПЫТОМ И ОГРОМНЫМИ ФИНАНСОВЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ. ОДНАКО РОССИЙСКИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ОБОРУДОВАНИЯ ВСЕ ЧАЩЕ БРОСАЮТ ИМ ВЫЗОВ, ОТВОЕВЫВАЯ НЕФТЕСЕРВИСНОЕ ПРОСТРАНСТВО. ОДНА ИЗ ТАКИХ КОМПАНИЙ – ООО «ТЕХНОСНАБСЕРВИС». О ТОМ, КАК СФОРМИРОВАТЬ БИЗНЕС-АВТОРИТЕТ И УДЕРЖАТЬ ЛИДИРУЮЩИЕ ПОЗИЦИИ РАССКАЗЫВАЕТ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ООО «ТСС» РАУЛЬ ИБАТУЛЛИН

NOWADAYS FOREIGN COMPANIES OCCUPY UP TO 25% OF RUSSIAN OIL SERVICE MARKET REGARDING EQUIPMENT AND 80% REGARDING INTELLECTUAL SERVICE. THE EXPERTS APPREHEND THAT IF THIS TENDENCY IS NOT REVERSED, SOON THE ISSUE OF HYDROCARBON EXTRACTION IN OUR COUNTRY IS GOING TO BE CONTROLLED FROM ABROAD. IT IS HIGHLY DIFFICULT TO COMPETE WITH THE SERVICE GIANTS, FOR THEY ARE THE WORLD-FAMOUS COMPANIES WITH MANY YEARS OF EXPERIENCE AND ENORMOUS FINANCIAL POSSIBILITIES. HOWEVER, THE RUSSIAN MANUFACTURERS OF EQUIPMENT CHALLENGE THEM MORE AND MORE, RECLAIMING THE OIL SERVICE SPACE. ONE OF SUCH COMPANIES IS TEKHNOSNABSERVIS LLC. THE DIRECTOR GENERAL OF TSS LLC, RAUL IBATULLIN, TOLD US ABOUT THE WAYS TO ESTABLISH BUSINESS AUTHORITY AND STAY AT THE DOMINANT POSITIONS

Ключевые слова: *нефтесервис, оборудование, заканчивание, строительство и реконструкция скважин, наклонно-направленные скважины, многостадийный ГРП.*



Ибатуллин Рауль Рамилевич
генеральный директор ООО «ТСС»

– Рауль Рамилевич, компания ТСС вышла на рынок в 2013 году и сегодня входит в российскую тройку лидеров по производству систем заканчивания для строительства и реконструкции скважин. С чего началась история компании, и чего удалось достичь за эти семь лет?

– Свой производственный путь ТСС начала в августе 2013 года, когда специалисты компании провели операции по монтажу, спуску и активации компоновки для проведения многостадийного гидроразрыва пласта. Работы проводились на Вынгапуровском месторождении, оператором которого является АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».

Сервисные работы для заказчика из числа нефтегазовых мейджеров с самого начала задали высокую планку соответствия. К нынешнему году в портфеле «ТехноСнабСервис» уже насчитываются выполненные проекты для более, чем тридцати нефтедобывающих компаний, в числе которых дочерние предприятия и структурные подразделения «Роснефти», «ЛУКОЙЛа», «Сургутнефтегаза», «Газпромнефти», «Башнефти», «НОВАТЭКа», «Славнефти» и «РуссНефти»

На счету специалистов ООО «ТехноСнабСервис» без малого четыре тысячи скважино-операций. Сегодня компания обладает всеми необходимыми ресурсами, чтобы удержать достигнутые позиции, предлагая рынку лучшие решения в области проведения многостадийного ГРП, строительства и реконструкции скважин с другими типами заканчивания.

ООО «ТехноСнабСервис» (ТСС) – российское предприятие полного цикла, входящее в тройку крупнейших российских производителей систем заканчивания скважин, специализирующееся на разработке, производстве и внедрении оборудования, а также инженерно-технологическом сопровождении и сервисных услугах в области заканчивания горизонтальных, наклонно-направленных и других видов скважин



– ТСС оказывает целый спектр услуг и производит широкую линейку оборудования, а какое направление деятельности является приоритетным?

– Основной акцент мы делаем на разработку, изготовление и поставку высокотехнологичного оборудования заканчивания скважин. Наши предприятия действительно выпускают широкий ряд номенклатуры – подвески хвостовика цементируемые и нецементируемые (в том числе с возможностью вращения на всех этапах заканчивания), пакеры различных видов, фрак-порты, муфты, клапаны, башмаки, центраторы, а также оборудование для строительства МСС категорий TAML 1-4 и системы интеллектуального заканчивания скважин с устройствами контроля притока AICV, AICD.

– И все это оборудование надо доставлять заказчику вовремя, несмотря на то, что современные промыслы не редко расположены в отрыве от транспортной инфраструктуры. Как решают этот вопрос в компании?

– Работа в самых разных регионах нашей страны и за ее пределами предполагает безупречную организацию процессов снабжения, основанную на сложной системе мультимодальных перевозок авто- и авиатранспортом, железнодорожным и водным транспортом – и логистическая служба компании полностью отвечает этим требованиям. В сфере логистики ТСС применяет современные IT-системы управления поставками, маркировки и учета движения оборудования.

Компания располагает собственным автопарком, который насчитывает семьдесят единиц автотранспорта различной грузоподъемности, включая спецтехнику с колесной формулой 6×6 для работы в регионах с особо сложными дорожными условиями.

– Это серьезное конкурентное преимущество, но за счет чего компания стала тем бизнес-партнером, которому ВИНКи доверяют свои сложные и ответственные проекты? Каковы основные конкурентные преимущества ТСС?

– В качестве преимущества, которое обеспечивает нам ведущие позиции в отрасли, я бы назвал работу в формате полного цикла.

У нас есть собственное опытно-конструкторское бюро, где на современном профессиональном ПО и в тесном взаимодействии с сервисно-технической службой компании, создают дизайн-проекты и рабочие чертежи нового оборудования, проводят тестовые испытания и внедряют в серийное производство новые скважинные системы.

Команда бюро состоит из высококвалифицированных инженеров с профильным высшим образованием в области машиностроения и богатым опытом спусков и активации скважинных систем на объектах в России и за рубежом.

Наличие в составе компании инженерно-конструкторской службы, занимающейся разработкой инновационных технологических решений, и производственных площадок, где эти решения воплощаются в жизнь, дают ТСС серьезное конкурентное преимущество.

– Расскажите подробнее о производственных площадках.

– Это современные предприятия, расположенные в Рязани и Сергиевом Посаде, способные выпускать более 200 систем заканчивания различной комплектации в месяц.

– Это довольно большие объемы…

– Да, но вполне реализуемые, ведь каждое производство включает цех литья, механической и термообработки, сварки, сборки, покраски и испытаний оборудования.

Кроме того, в арсенале каждого предприятия есть координатно-фрезерные центры, токарные станки с ЧПУ, испытательные стенды и другое оборудование, обеспечивающее качество и высокую скорость изготовления изделий по более чем 300 номенклатурным позициям.



– Поставка оборудования – это конечный этап работы с заказчиком?

– ТСС не только разрабатывает и производит оборудование для заканчивания скважин, но и оказывает полный цикл экспертно-технологической поддержки скважино-операций.

Сотрудники сервисной службы ТСС – непосредственно инженеры – обеспечивают инжиниринговый супервайзинг и поддержку скважино-операций «в поле»: контролируют сборку, спуск и активацию скважинных систем, проводят анализ и корректировку работ в случае необходимости. В составе сервисной службы компании 150 инженерно-технических специалистов с опытом работы в сфере заканчивания скважин не менее 5 лет.

– Но в «поле» сложно проводить работы, связанные с расчетами и планированием. Кто этим занимается?

– Оперативными расчетами возможности дохождения хвостовика до проектного забоя, учитывая пространственно-азимутальный профиль, горно-геологические условия конкретных скважин и другие параметры, занимаются сотрудники «Центра управления проектами» (ЦУП). Это специализированное подразделение в составе компании, расположенное в Москве. Специалисты ЦУПа также разрабатывают мероприятия по предотвращению аварийных ситуаций, а в случае инцидентов на скважине принимают оперативные решения для восстановления штатного режима работы.

На основании полученных расчетов еще одна структура компании – центральная инженерно-технологическая служба (ЦИТС), составляет планы работ на заканчивание скважин, согласовывает их со службами заказчика, а также формирует планы работ для инженерного персонала. ЦИТС располагается в Нижневартовске, откуда и осуществляет круглосуточное оперативное руководство работой инженеров на объектах нефтегазодобычи.

– Специалистам ТСС приходится работать в самых разных регионах. Какова география деятельности компании?

– За семь лет нашей работы заказчиками компании стали десятки предприятий топливно-энергетического комплекса, ведущих добычу в одиннадцати регионах России. Специалисты компании с успехом решали поставленные задачи в суровых условиях заполярного Ямала, западной Сибири, в южных степях Оренбуржья и Республики Башкортостан. Мы работаем на объектах, расположенных в Красноярском крае, Самарской области, в странах Азиатско-Тихоокеанского региона и на месторождениях континентального шельфа РФ.

– Деятельность компании, в частности, сосредоточена в регионах с хрупкой экосредой, где зачастую промыслы соседствуют с территорией проживания самобытных малочисленных народов. Как реализуется политика компании в вопросах бережного отношения к природе и культуре Севера?

– Бережное отношение к окружающей среде – один из первых приоритетов ТСС. Компания непрестанно совершенствует технологии и подходы в сфере HSE – промышленной и экологической безопасности, а также охраны труда. Для решения задач по этому направлению в компании был создан специальный отдел производственной безопасности, находящийся в моем непосредственном подчинении.

Отдел гарантирует, что все подразделения ТСС выполняют взятые на себя обязательства в сфере охраны природы и промбезопасности. Мы тщательно соблюдаем установленные законодательством экологические нормы, совершенствуем принятую в организации систему экологического менеджмента, улучшаем показатели в области охраны окружающей среды, учитываем интересы и права коренных малочисленных народов в регионах присутствия и стимулируем работников включаться в решение вопросов, связанных с охраной окружающей среды. ●

Keywords: *oilfield services, equipment, completion, construction and reconstruction of wells, directional wells, multistage hydraulic fracturing.*

ООО «ТСС»
Москва, ул. Викторенко, 5 строение 1,
Бизнес-Центр Victory Plaza
+7 (495) 941-90-60
tss@tsservice.ru
tsservice.ru

РЕКЛАМА

ССК 20 Сибирская Сервисная Компания



Надежность в партнерстве!

Качество в работе!

Уверенность в будущем!

www.sibserv.com

АО «Сибирская Сервисная Компания»
Адрес (исполнительный аппарат):
125284, г. Москва, Ленинградский пр-т, д. 31а, стр. 1, эт. 9
e-mail: cck@sibserv.com

Тел./факс:
+7 (495) 225-75-95

«ТНГ-Групп»: качественный сервис в нефтяной отрасли

УДК 550.3

«ТНГ-ГРУПП» – ОДНА ИЗ ВЕДУЩИХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ КОМПАНИЙ РОССИИ. ВОТ УЖЕ ШЕСТОЙ РАЗ ПРЕДСТАВИТЕЛИ НЕФТЕ- И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ СТРАНЫ НАЗЫВАЮТ ЕЕ ЛУЧШЕЙ В ХОДЕ ТРАДИЦИОННОГО ОПРОСА, ПРОВОДИМОГО ОРГАНИЗАТОРАМИ ЕЖЕГОДНОГО ФОРУМА «НЕФТЕГАЗСЕРВИС». ПРИЧЕМ ЧЕТЫРЕ РАЗА, ВКЛЮЧАЯ НЫНЕШНИЙ ГОД, В НОМИНАЦИИ «СЕЙСМОРАЗВЕДКА». О ТОМ, ЧТО СТОИТ ЗА ЭТИМ ПРИЗНАНИЕМ, МЫ ПОБЕСЕДОВАЛИ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ТНГ-ГРУПП ЯНОМ ШАРИПОВЫМ

TNG-GROUP IS ONE OF THE LEADING GEOPHYSICAL COMPANIES OF RUSSIA. IT IS THE SIXTH TIME WHEN THE REPRESENTATIVES OF OIL AND GAS EXTRACTION COMPANIES OF THE COUNTRY CALL IT THE BEST DURING THE TRADITIONAL POLL CONDUCTED BY THE ORGANIZERS OF THE NEFTEGAZSERVIS ANNUAL FORUM (INCLUDING BEING CALLED THE BEST IN THE SEISMIC SURVEY NOMINATION FOUR TIMES, INCLUDING THIS YEAR). WE HAVE TALKED TO IAN SHARIPOV, THE DIRECTOR GENERAL OF TNG-GROUP, ABOUT WHAT IS BEHIND THIS ACKNOWLEDGEMENT

Ключевые слова: *сейсморазведка, геофизика, Ямал, геологоразведка, нефтесервис.*

Ян Шарипов
генеральный директор «ТНГ-Групп»

– Ян Галимович, на Ваш взгляд, на чем основана столь высокая, и что не менее важно, стабильная оценка заказчиков?

– Тут все просто. Мы стремимся отвечать всем требованиям заказчика, для которого важны высокое качество материала, минимальная стоимость работ и выполнение их в установленные сроки. В последние годы к этим критериям добавилась культура безопасного производства. Думаю, можно сказать еще короче – это оценка нашей компетентности.

С учетом таких крупных игроков, как «Росгеология», «Геотек», «Башнефтегеофизика», наша доля на рынке составляет 15–20%.

Главное конкурентное преимущество – люди, профессионалы с большой буквы. Они работают и в промысловых отрядах, и в разведочных партиях.

Второе преимущество – серьезные инвестиционные возможности «ТНГ-Групп». Мы входим в нефтесервисный Холдинг «ТАГРАС». Это позволяет браться за крупнейшие проекты. Всем известно, как тяжело сегодня взять кредиты в России. У нас этой проблемы нет, так как мы участвуем в проектах с понятной окупаемостью.

Третье – широкая география присутствия. Мы можем участвовать в любых проектах, которые могут появиться в России – у группы практически везде есть производственные мощности. Отметим и высокую репутацию предприятия более чем

> Главное конкурентное преимущество – люди, профессионалы с большой буквы



с 65-летней историей на рынке. У нас нет ни одного сорванного по срокам проекта. Нам не за что краснеть перед заказчиками. Сегодня рынок геофизики в России отличается высокой конкуренцией. Он не находится под санкциями, за исключением технологий шельфового бурения. Но на этот уровень мы пока только стремимся.



– Появились ли в активе компании за последнее время новые виды работ?

– Да, в прошлом году «ТНГ-Групп» выиграла крупный тендер на проведение геофизического мониторинга 16 подземных газохранилищ. Такими видами исследований мы стали заниматься впервые. В новых условиях применен комплекс методов, включая нейтронный и двухзондовый нейтронный гамма-каротаж, гамма-каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. Также применялись барометрия, высокочувствительная термометрия и магнитная локация муфт.

> Исследования в транзитной части морской акватории стали частью беспрецедентного по объемам работ и сложного по методике проекта на Ямале. Общая площадь исследований превышает четыре тысячи квадратных километров

Набираемся опыта работы на шельфе. Работаем на береговой полосе, с выходом на берег и на глубине. В 2019 году провели геофизические исследования скважин и вертикальное сейсмопрофилирование (ВСП) в условиях качки на плавучей платформе, которая находится на арктическом шельфе.

Впервые в своей истории выполнили сейсморазведку в транзитной зоне в акватории Обской губы в пределах Тамбейского месторождения. Поиск углеводородов в транзитных зонах – актуальнейшая задача. В силу специфики и многочисленных организационных сложностей лишь немногие компании берутся за работы в транзитной зоне.

Исследования в транзитной зоне морской акватории стали частью беспрецедентного по объемам работ и сложного по методике проекта на Ямале. Общая площадь исследований превышает четыре тысячи квадратных километров. «ТНГ-Групп» мобилизовала для выполнения работ большое количество персонала и техники. Поэтому проект, рассчитанный на три года, будет выполнен с опережением. Применяется ряд новых технологий, такие как Slip-Sweep. Это одновременная работа нескольких групп вибраторов. Они воздействуют на пласт, а станция разделяет эти сигналы по частотным характеристикам. Это позволило по некоторым позициям вдвое нарастить производительность.

Были также применены технологии опережающей размотки сейсмоприемников. Это позволяет выполнять больше работ за безветренный период. Вершиной исследований стало сращивание геологического куба за счет транзитных работ.

– Как «ТНГ-Групп» планирует укреплять свои позиции в условиях невысоких нефтяных цен? Какие регионы считаете приоритетными?

– Главное сейчас – найти работы, приносящие какую-то маржу. Сегодня большинство заказчиков пытается экономить на всем. Мы уже говорили, что ценообразование не позволяет рассчитывать на какое-то техническое обновление. Все подрядчики испытывают огромный дефицит современного оборудования. Для закупки оборудования нужна хорошая цена заказа, а ее нет – получается замкнутый круг. Для многих это безвыходное положение. Поэтому важно найти заказчика, который бы видел долгосрочную перспективу.

«ТНГ-Групп» первоначально создавалась для обслуживания Ромашкинского месторождения в Татарстане. Однако со временем мы вышли в другие регионы – Оренбуржье, Самарскую область, Республику Коми и в Западную Сибирь. Сегодня форпост компании – Восточная Сибирь, Ямал и акватория северных морей России.

Если в прошлом мы специализировались на региональных проектах площадью 300–500 кв. км, то сегодня можем с гордостью сказать, что в зимний сезон способны работать над проектами площадью более тысячи квадратных километров.

В прошедшем зимнем сезоне мы завершили очередной этап работ на Тамбейской группе месторождений. Для реализации проекта в штат сейсмопартии были приняты 350 человек. Установлено более 100 помещений жилого и производственного фонда.

Задействовано 35 тысяч каналов наземного геофизического оборудования, 10 вибросейсмоустановок «Номад». В этом зимнем сезоне наша сейсмопартия выполнила исследования на площади 1591 кв. км. Так что очередное испытаете Севером пройдено.

– Какие передовые технологии сегодня «ТНГ-Групп» может предложить заказчикам?

– Одна из наших целей –продвигать новейшие достижения геофизики и сделать дорогостоящие эксклюзивные исследования доступными для российских заказчиков.

К примеру, научные разработки и материально-техническая база компании «ТНГ-Универсал» позволят повысить конкурентоспособность компании на рынке геофизических услуг. В частности, планируется дальнейшее внедрение модулей станций контроля параметров бурения СКПБ-120/178, а также разработка новых модулей АКБТ (акустических профилемеров). В ближайшей перспективе предстоит работа над программным обеспечением интерпретации данных на основе нейросетевых технологий.

Мы продолжаем разработку спецтехники для сейсморазведки и геофизической аппаратуры нового поколения. На базе предприятия будет создан центр компетенций по RFID-меткам с разработкой специализированного программного обеспечения (RFID – это технология радиочастотной идентификации в бесконтактных системах контроля и платежных системах).



Еще одним высокотехнологичным проектом «ТНГ-Групп» является многофункциональный аппаратно-программный комплекс на основе беспилотников для планирования и сопровождения сейсмических работ. Его создание ведется с помощью федерального финансирования.

Если говорить шире, то мы сегодня стоим на пороге революции в традиционных технологиях геофизических работ – эры Геофизики 4.0. В сейсморазведке – это переход на беспроводные технологии с использованием более 100 тысяч активных каналов.

> «В зимний сезон мы способны работать над проектами площадью более тысячи квадратных километров

Перспективен новый для компании вид услуг – обработка морских сейсмических данных. Если обработкой наземной сейсмики в России занимаются 25 компаний, то рынок обработки морских данных уже. Компаний, выполняющих эти работы, не более шести–семи. Поэтому в 2019 году «ТНГ-Групп» приобрела передовое программное обеспечение и увеличила возможности вычислительного оборудования.

– Мы много слышим об импортозамещении и цифровизации в нефтегазе…

– В 2020 году ТНГ открывает стратегические проекты по таким направлениям, как цифровизация, процессное управление, управление рисками, оптимизация запасов, оптимизация постоянных расходов и автоматизации 1С: Охрана труда. Наиболее многогранным из них станет цифровизация, с учетом комплексной цифровой трансформации «ТаграС-Холдинга». Уже обследованы бизнес-процессы и информационные системы «ТНГ-Групп», построена процессная модель и определены владельцы бизнес-процессов. Следующим шагом станет формирование дорожной карты цифровизации и автоматизация бизнес-процессов на базе программных продуктов 1С.

Так компания сможет предложить заказчику самый передовой, наиболее эффективный и наименее затратный способ разведки новых и доразведки остаточных запасов углеводородов. Для этого потребуется еще поднять уровень компетенций и навыков персонала.

– Что делается в этом направлении?

– Многое. В частности, на новый уровень выводится рационализаторская и изобретательская деятельность. 2019 год для компании в этой области стал особо плодотворным. Действующая у нас система внутрифирменных инноваций позволяет сотрудникам любого уровня постоянно вырабатывать рационализаторские и кайдзен-предложения (кайдзен – японская философия и практика непрерывного совершенствования процессов). Все это приносит значительную прибыль компании и способствует росту ее конкурентоспособности. Рационализаторское и изобретательское движение в «ТНГ-Групп» получило новый импульс в 2014 году. За шесть лет в компании внедрено более тысячи рацпредложений. В 2019 году внесено рекордное число рацпредложений – 242. Экономический эффект от рацпредложений превысил 10 млн рублей.

Наша компания осваивает лучшие мировые технологии, занимается хай-теком, разрабатывает и внедряет собственное оборудование. Курс на научный прогресс помог «ТНГ-Групп» занять в отрасли флагманские позиции. Сворачивать с него мы не намерены. ●

Keywords: *seismic, geophysics, Yamal, geological exploration, oil service.*

Обслуживание морских судов и буровых платформ, медицинская эвакуация, мониторинг трубопроводов



Поздравляем с профессиональным праздником – Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Добытые вами нефть и газ сегодня обеспечивают топливом и теплом не только российских потребителей, но и промышленные предприятия и города за рубежом. От вашей деятельности зависят бесперебойность работы всех отраслей народного хозяйства и комфортность жизни нас, простых граждан.

Желаем Вам крепкого здоровья, мужества, решительности и терпения в вашем нелегком труде!

Генеральный директор АО НПК «ПАНХ» А.В. Козловский

РЕКЛАМА

www.panh.ru

ПАНХ
Научно-производственная компания

350000, г. Краснодар,
ул. Кирова, д. 138
Тел.: (861) 255-69-75;
E-mail: panh@panh.ru

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН ДО 20 РАЗ В ГОД

с технологией динамического мониторинга профиля притока от компании ГеоСплит



Кирилл Овчинников
технический директор ГеоСплит, эксперт в области повышения нефтеотдачи, внутрискважинных операций и исследований горизонтальных скважин

УДК 550.3

КИРИЛЛ ОВЧИННИКОВ – ТЕХНИЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ НЕФТЕСЕРВИСНОЙ КОМПАНИИ ГЕОСПЛИТ. РУКОВОДСТВУЯСЬ ОБШИРНЫМ УПРАВЛЕНЧЕСКИМ И ИНЖЕНЕРНЫМ ОПЫТОМ В ОБЛАСТИ ВНУТРИСКВАЖИННЫХ ОПЕРАЦИЙ, ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕСЕРВИСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ОН РАССКАЖЕТ ОБ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ КОМПАНИИ. КИРИЛЛ ОВЧИННИКОВ ИМЕЕТ ОПЫТ РАБОТЫ В ВЕДУЩИХ МЕЖДУНАРОДНЫХ СЕРВИСНЫХ И ДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЯХ В САУДОВСКОЙ АРАВИИ, ОАЭ, КУВЕЙТЕ, ЕГИПТЕ, АВСТРАЛИИ И РОССИИ. MBA ПО СПЕЦИАЛЬНОСТИ «УПРАВЛЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ» (CURTIN UNIVERSITY, АВСТРАЛИЯ), ЯВЛЯЕТСЯ ЭКСПЕРТОМ ФОНДА «СКОЛКОВО» ПО ПЕРСПЕКТИВНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

MR. KIRILL OVCHINNIKOV IS THE CHIEF TECHNOLOGY OFFICER OF GEOSPLIT LLC, A HIGH-TECH OILFIELD SERVICE COMPANY. HE HAS AN EXTENSIVE MANAGERIAL EXPERIENCE OF WORKING FOR LEADING OIL&GAS COMPANIES ACROSS SAUDI ARABIA, UAE, KUWAIT, EGYPT, AUSTRALIA AND RUSSIA. KIRILL HOLDS MBA DEGREE IN OIL&GAS MANAGEMENT (CURTIN UNIVERSITY, AUSTRALIA) AND SERVES AS AN ADVANCED TECHNOLOGIES EXPERT FOR THE SKOLKOVO FOUNDATION

Ключевые слова: *горизонтальное бурение, МГРП, динамический мониторинг профиля притока.*

– Расскажите о технологиях ГеоСплит. В чем их инновационность?

– Последнее десятилетие разработка месторождений в России и за рубежом базируется на применении двух ключевых технологий: горизонтальном бурении и многостадийном гидроразрыве пласта. Для оценки эффективности работы скважин и регулирования выработки коллектора недропользователь проводит периодические промысловые исследования. Традиционный подход – это единоразовый спуск внутрискважинного инструмента с помощью гибких насосно-компрессорных труб или тракторов. При этом на качество получаемых данных влияет множество факторов, таких как: технологическое совершенство инструмента, правильность его калибровки, доступность ствола для внутрискважинной операции и многое другое. Но самое главное, что недропользователь получает данные лишь в кратком временном окне нахождения инструмента в стволе скважины. Это не позволяет отслеживать влияние множества факторов, влияющих на динамику профиля притока к горизонтальному стволу.

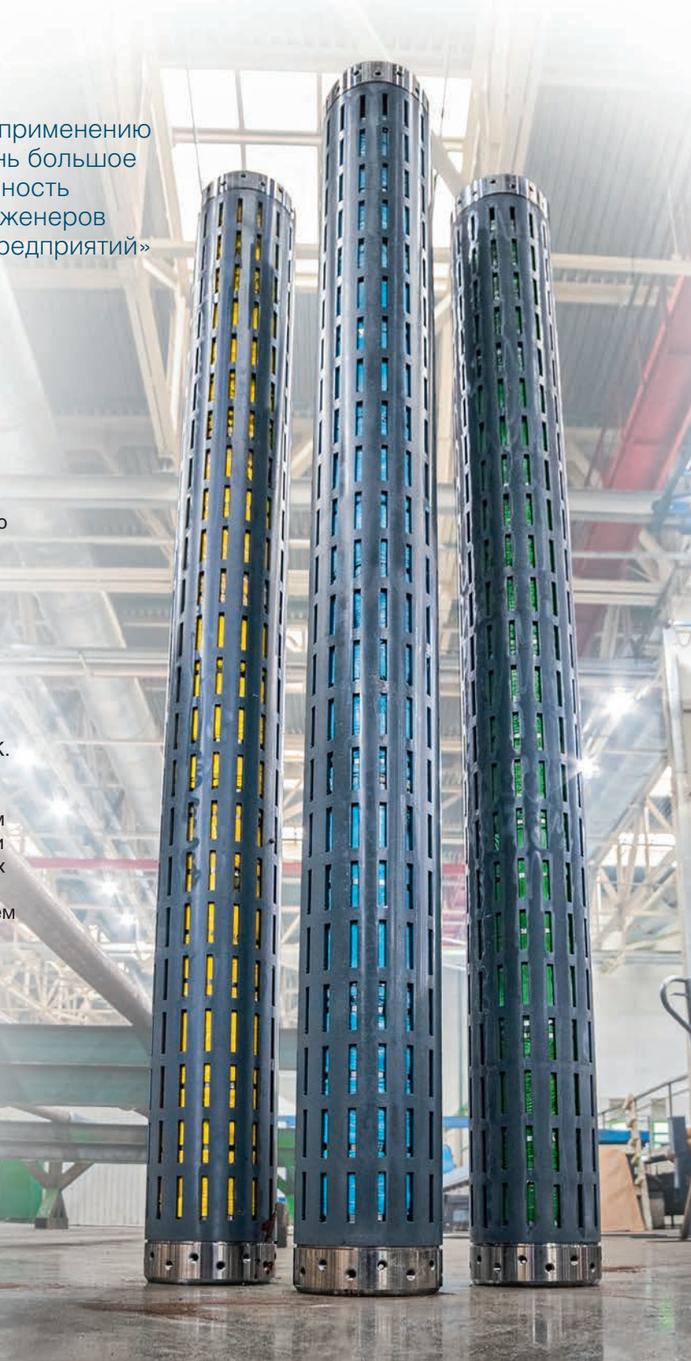
Технология GEOSPLIT совершила настоящую революцию в индустрии, позволив увеличить объем получаемых данных в десятки раз, при этом значительно сократив расходы и снизив ресурсоемкость процесса получения информации о скважине и пласте. Технология представляет собой конгломерат трех компонентов:

- высокомолекулярной химии, с помощью которой интервалы ствола маркируются индикаторами притока. При этом каждый интервал имеет свой уникальный код с селективностью по фазам флюида;
- передового аппаратного комплекса для выявления индикторов притока нефти, воды и газа;
- программного обеспечения с элементами искусственного интеллекта для интерпретации данных профиля притока и объяснения причин, влияющих на его характер.

Мы назвали такой подход динамическим промысловым исследованием с помощью маркеров – QuantumPLT®. Цикл работ инновационного промыслового исследования выглядит следующим образом: в нашей лаборатории синтезируются маркеры-репортеры®, являющиеся индикаторами притока флюида. Далее они вшиваются в композитный полимер, который размещается в скважине в специализированных кассетах во время спуска хвостовика или наносится на пропант для многостадийного гидроразрыва пласта. Каждый интервал или трещина гидроразрыва в горизонтальном пласте получает материалы с уникальными сигнатурами маркеров-репортеров, селективно реагирующими на жидкую углеводородную, водную и газовую фазы.

– Большое внимание уделялось применению высоких стандартов работы, ожидаемых иностранными заказчиками от успешных нефтесервисных компаний. Я считаю, что результат был достигнут с помощью комплексного подхода. То, что выгодно отличало нас от местных компаний, – это демонстрация глубокой отраслевой экспертизы, эффективного НИОКР, привлечение иностранных сотрудников в целевых регионах и выстраивание эффективной стратегии работы с партнерскими компаниями. Все это совместно позволило скомпоновать замечательное ценностное предложение для недропользователей, четко вписывающееся в технологический и операционный ландшафт проектов.

> «Добывающие компании открыты к применению новых технологий и уделяют им очень большое внимание. Мы видим заинтересованность в инновациях на всех уровнях, от инженеров до главных геологов добывающих предприятий»



При реакции материала с флюидом маркеры выносятся на поверхность. Далее, по требованию недропользователя проводится пробоотбор с последующей идентификацией количества маркеров-репортеров с различными сигнатурами. По их количеству оценивается вклад того или иного интервала в общий дебит скважины с последующей выдачей рекомендаций мероприятий для оптимизации. С помощью технологии динамического мониторинга профиля притока GEOSPLIT скважина может быть исследована до 20 раз в год, тогда как традиционные подходы обеспечивают лишь ежегодную диагностику в лучшем случае.

– Где применяется технология на сегодняшний день?

– Сегодня технология применяется на добывающих активах в периметре всех крупных российских ВИНК. С 2019 года команда начала активную работу по продвижению продуктов и услуг на международные рынки. Наш пример является единственным случаем применения российской нефтесервисной технологии на нефтяных и газовых месторождениях крупнейших китайских недропользователей. За азиатскими заказчиками последовал Ближний Восток, где совсем недавно были заключены многолетние договоры по использованию продуктов и услуг ГеоСплит в скважины высокотехнологичных проектов, разрабатываемых с помощью сверхдлинных (ERD) скважин с глубиной по инструменту до 10 км, расположенных на шельфе Персидского залива. Ожидаю, что в ближайшие пару месяцев мы выполним первые работы в нескольких странах Африки и США.

– С какими вызовами столкнулась команда при работе на зарубежных рынках? Что бы Вы могли посоветовать другим технологическим стартапам?



китайский рынок МГРП и горизонтального бурения кратно превосходит российский.

Китайские недропользователи отдают приоритет технологиям, позволяющим развить сланцевый рынок нефти и особенно – газа. Решения по апробации новых технологий принимаются сравнительно быстро (6–12 месяцев). Масштабирование технологий происходит достаточно оперативно. На китайском рынке существует высокая конкуренция, нефтесервисные компании борются за получение конкурентных преимуществ и прилагают значительные усилия по демонстрации новых технологий своим недропользователям. Сложилось ощущение, что одним из ожиданий заказчиков от китайских нефтесервисных компаний является демонстрация новинок мирового рынка. Это вполне логично, учитывая увеличивающуюся географию работы китайских подрядчиков – от США до Саудовской Аравии. Стоимость и маржинальность нефтесервисных услуг в Китае низкая.

Российские недропользователи в основной своей массе борются за поддержание уровня добычи углеводородов на месторождениях с традиционными коллекторами. Добывающие компании открыты к применению новых технологий и уделяют им очень большое внимание. Мы видим заинтересованность в инновациях на всех уровнях, от инженеров до главных геологов добывающих предприятий. Индикатором

> «Создание наукоемких технологий методом простого копирования бесперспективно, так как обычно получается морально устаревший продукт, имеющий весьма ограниченное применение»

– Можно ли сравнить процессы внедрения инноваций на российском, ближневосточном и китайском рынках?

– Имеет смысл сравнить три ключевых аспекта на каждом из рынков, где мы работаем, а именно:

- цели внедрения инноваций;
- циклы продаж;
- темп масштабирования технологии.

Интересно кратко сказать несколько слов о китайском рынке, он пока малоизучен у нас. Китай находится на третьем месте в мире после России и Америки по доказанным запасам сланцевой нефти. Это 75, 59 и 32 млрд барр. нефти соответственно. Для разработки сланцевых запасов ключевыми технологиями являются горизонтальное бурение и МГРП. В финансовом выражении китайский рынок МГРП в горизонтальных скважинах поистине грандиозен – 11 млрд долл. США/год, он второй после североамериканского, отставая на 15%. Динамика китайского рынка оптимистична: так, среднегодовой темп его роста в интервале с 2012 по 2020 годы, составлял 8–9%. Характерно, что свыше 70% рынка в финансовом выражении представлено применением современных систем МГРП типа «Plug & Perf». Российские недропользователи только сейчас выходят на относительно массовое применение таких систем. В количественном соотношении заинтересованности в увеличении доли инноваций в российском нефтегазе является факт активного развития различных институтов поддержки внедрения новых технологий, как государственных, так и частных.

Циклы продаж умеренные, 1–2 года, при этом российские компании часто делают пакетные ОПР в 5–10 скважин. Масштабирование технологии происходит плавно, с оглядкой на другие компании.

Для оценки ближневосточных недропользователей имеет смысл рассмотреть наиболее крупные и известные компании: ADNOC и Saudi Aramco. Эти компании способны поддерживать и даже значительно наращивать уровень добычи и без использования прорывных технологий. В последние годы в ближневосточном регионе происходит определенная трансформация. Длительное время эти ближневосточные компании славились своими премиальными ценами на нефтесервис, однако сейчас наибольшим драйвером для инноваций является увеличение операционной эффективности при снижении себестоимости операций. Циклы продаж инновационных решений можно охарактеризовать как достаточно длинные (2–3 года). Дальнейшее масштабирование технологий происходит инертно. При этом была зафиксирована интересная особенность – желание этих недропользователей

коммодитизировать новую технологию с самого начала. То есть первые же опытно-промышленные испытания стараются выполнять на тендерной основе, что отличается от практики российских и китайских недропользователей. Так или иначе, длинные циклы продаж и не быстрое масштабирование являются факторами, помогающими удерживать относительно высокие цены для поставщиков технологичного нефтесервиса.

– Нужно ли российским нефтесервисным компаниям стремиться на зарубежные рынки, если на домашнем рынке существует устойчивый спрос на инновации и доля импортозамещения в России пока невысока?

– Я склонен считать, что термин «импортозамещение» является производным от конкурентоспособности, что является гораздо более масштабной задачей. Несомненно, есть свои положительные эффекты в обеспечивании распространения на домашнем рынке отечественных разработок, но все же этот процесс зачастую является нерыночным. Ключевой аспект – это вовлеченность в создание технологии. Создание наукоемких технологий методом простого копирования бесперспективно, так как обычно получается морально устаревший продукт, имеющий весьма ограниченное применение. Любой успешный на рынке высокотехнологичный продукт, будь то программное обеспечение или внутрискважинный инструмент, является плодом многолетних усилий и выживания в конкурентной среде. Именно поэтому российским нефтесервисным компаниям так важно выходить на международные рынки и бороться с иностранными компаниями за заказы, что придает дополнительный импульс в развитии. Из опыта ГеоСплит хотелось бы отметить интересный факт того, что использование наших технологий китайскими и ближневосточными недропользователями послужило акселерацией внедрения на домашнем рынке. Мы интерпретировали этот феномен как своеобразный знак качества для команды и продукта, то есть если технологию внедряют зарубежом, значит к ней имеет смысл присмотреться.

– Каким видится перспективное развитие Вашей технологии?

– Предоставляя данные динамических промысловых исследований недропользователям, мы часто сталкивались с двумя вопросами. Почему ствол работает так, а не иначе и что делать, чтобы изменить работу ствола. Отвечая на эти вопросы, мы начали углубляться в особенности разработки месторождений, в отслеживание работы близлежащих нагнетательных и добывающих скважин, находящихся в единой зоне дренирования. Стало понятно, что наибольшую ценность для недропользователя представляют рекомендации по выработке коллектора. Разработка таких рекомендаций потребовала пакетного маркирования 10–15 скважин в секторе пласта с 50–70 скважинами с привлечением методов стохастического моделирования, традиционного геолого-гидродинамического моделирования, использования межскважинных трассеров различных типов и гидропрослушивания. Были разработаны и на ряде месторождений апробированы методики использования данных динамических промысловых исследований как основы для регулирования разработки. Также была проведена большая работа по выявлению геолого-технических факторов, влияющих на формирование того или иного профиля притока к горизонтальному стволу. В определенный момент стало понятно, что существует большое количество этих факторов при высокой вариативности, что потребовало создания баз данных для хранения и визуализации геолого-технической информации и разработки цифровых CRM моделей. Компания сделала ставку на разработку программных платформ GeoExpert и GeoOpt, которые позволят использовать массивы фактических данных, полученных с помощью



> «С помощью технологии динамического мониторинга профиля притока GEOSPLIT скважина может быть исследована до 20 раз в год, тогда как традиционные подходы обеспечивают лишь ежегодную диагностику в лучшем случае»

технологии GEOSPLIT для эффективного решения ряда актуальных задач разработки месторождений:

- локализации запасов углеводородов;
- перераспределения фильтрационных потоков в пласте;
- оптимизации работы системы поддержания пластового давления;
- подбора геолого-технических мероприятий и т.д.

Мы ожидаем вывод на рынок отдельных модулей продукта в конце 2020 года. ●

Keywords: *horizontal drilling, multistage fracturing operations, dynamic monitoring of the inflow profile.*

ЯВЛЕНИЕ СВЕРХВЯЗКОСТИ В ВОДОМАСЛЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ

УДК 678:532.7:621

ОБНАРУЖЕН НЕИЗВЕСТНЫЙ РАНЕЕ ЭФФЕКТ ЗНАЧИТЕЛЬНОГО УВЕЛИЧЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ВЯЗКОСТИ И ТЕРМИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ВОДОМАСЛЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПРИСУТСТВИИ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО (ИЗБЫТОЧНОГО) СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ, В СРАВНЕНИИ С ТЕМ ЖЕ СОСТАВОМ ЭМУЛЬСИЙ, ПРИГОТОВЛЕННЫХ В УСЛОВИИ РАСЧЕТНОГО (РАВНОВЕСНОГО) КОЛИЧЕСТВА ВОДЫ. НАБЛЮДАЕТСЯ ЗАКОНОМЕРНОСТЬ В ИЗМЕНЕНИИ СОСТАВА ЭМУЛЬСИЙ, – ЧЕМ БОЛЬШЕ ИЗБЫТОК ВОДЫ ЗАДАЕТСЯ ЭКСПЕРИМЕНТОМ, ТЕМ МЕНЬШЕ ЕЕ ЭМУЛЬГИРУЕТСЯ С МАСЛОМ

A PREVIOUSLY UNKNOWN EFFECT OF SIGNIFICANT INCREASE IN DYNAMIC VISCOSITY AND THERMAL STABILITY OF WATER-OIL EMULSIONS HAS BEEN REVEALED. THE EMULSIONS WERE PREPARED IN THE PRESENCE OF SUPERCRITICAL (EXCESS) WATER CONTENT AS COMPARED WITH THE SAME COMPOSITION OF EMULSIONS, WHICH WERE PREPARED USING CALCULATED (EQUILIBRIUM) AMOUNT OF WATER. THE OBSERVED REGULARITY IN COMPOSITIONAL CHANGES WAS AS FOLLOWS: THE GREATER WAS EXCESS OF WATER SPECIFIED BY THE EXPERIMENT, THE SMALLER AMOUNT WAS EMULSIFIED WITH OIL

Ключевые слова: *термомеханически стабильные эмульсии, увеличение нефтеотдачи, высокообводненные коллекторы, бурение скважин, эмульгаторы и стабилизаторы.*

Дмитриева Зинаида Тихоновна

старший научный сотрудник, Институт химии нефти СО РАН, д.х.н.



Термомеханически стабильные эмульсии применяют в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов, например при обработке высокообводненных коллекторов, нагнетательных и добывающих скважин, гидравлического разрыва малопроницаемых газо- и нефтенесущих пластов, временной изоляции фильтруемости в призабойной зоне пластов и в процессах бурения скважин [1, 2]. Структурная и термодинамическая устойчивость эмульсий обеспечивается содержанием в их составе дорогостоящих эмульгаторов и стабилизаторов [3]. Основным критерием оценки стабильности эмульсий является их динамическая вязкость. Вопрос об обращении фаз в эмульсиях и характере дисперсности капелек в них при изменении объемного содержания масла в воде или воды в масле достаточно изучен [4, 5]. Однако влияние многих других факторов на условия образования и устойчивость эмульсий остается неясным.

В процессе исследования влияния соотношения масс (объемов) воды и масла на механизм образования эмульсий, их деформационные и вязкостные свойства нами обнаружен неизвестный ранее эффект (явление) значительного увеличения динамической вязкости и термической стабильности водомасляных эмульсий, полученных в присутствии сверхкритического (избыточного) содержания воды, в сравнении с тем же составом эмульсий, приготовленных в условии расчетного (равновесного) количества воды.

Критическое количество воды предварительно определяли постепенным увеличением малыми дозами (0,1–0,3%) воды в масле в процессе

ТАБЛИЦА. Динамическая вязкость эмульсии на основе масла 10W30 в зависимости от способа ее получения

Эмульсия	Количество воды, взятое в эмульсацию, % мас.	Количество воды, вошедшее в эмульсию, % мас.	Вязкость эмульсии, полученной в избытке воды, Па·с	Эмульсия	Вязкость эмульсии, полученной с равновесным количеством воды, Па·с
1	86,0	62,3	232,4	14	40,6
2	85,7	65,4	323,6	15	55,8
3	85,6	64,9	330,8	16	52,6
4	85,5	63,2	349,3	17	75,9
5	85,4	63,1	344,6	18	71,5
6	85,0	71,0	357,0	19	73,6
7	84,7	72,0	331,0	20	86,0
8	84,5	76,2	340,0	21	105,2
9	84,0	78,5	346,0	22	190,0
10	83,0	80,3	405,0	23	297,3
11	82,9	81,0	389,7	24	378,0
12	82,7	82,0	548,5	25	451,0
13	82,5	82,5	595,0	26	595,0

эмульсации. Контактирование фаз осуществляли с помощью механического смесителя при 2500 об/мин в течение 40–50 минут до достижения устойчивого фазового состояния и состава эмульсии, соответствующего максимальному значению динамической вязкости. В условии сверхкритического содержания воды эмульсии получали при тех же параметрах смешения масла с 10–25% избытком воды по отношению к критическому (равновесному) количеству воды, экспериментально определенному для каждого типа исследуемого масла (табл.). Неэмульгированную (не вошедшую в состав эмульсии) воду удаляли из реактора сифоном или декантацией и замеряли ее объем.

Наблюдается закономерность в изменении состава эмульсий по принципу – чем больше сверхкритического количества (избытка) воды задается экспериментом в процессе эмульсации, тем меньше ее эмульгируется с маслом.

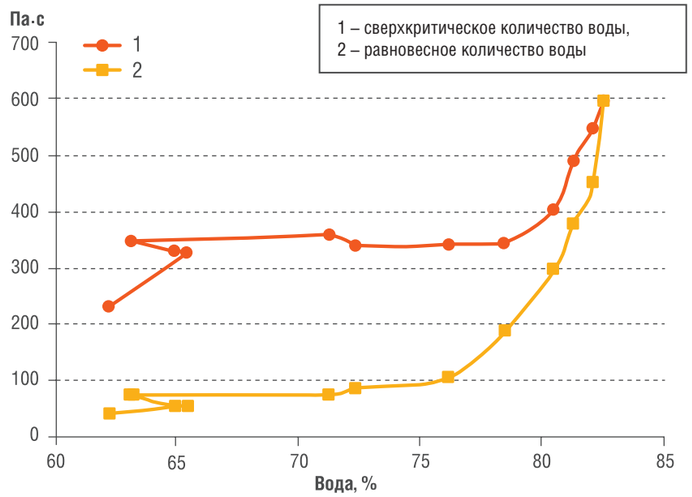
Механическую стабильность эмульсий определяли в условии центробежного ускорения. Например, эмульсии 5 и 18 (см. табл.) разделяли на две равные части и каждую часть центрифугировали при 12000 об/мин (Р = 1 МН).

Первую часть эмульсий центрифугировали в течение 10 минут, вторую часть в течение 15 минут. После центрифугирования эмульсии из кювет переносили в стеклянные делительные пробирки одинакового объема и оставляли в покое на 7 суток. По количеству выделенного масла в верхнем слое оценивали стабильность эмульсии в относительных процентах.

Стабильность двух частей эмульсии 5, полученной в присутствии сверхкритического объема воды, после центрифугирования составляла соответственно 100 и 97%, а стабильность двух частей эмульсии 18. приготовленной в условии равновесного (расчетного) количества воды, соответствовала 79 и 70%.

Термическую стабильность эмульсий оценивали по изменению их динамической вязкости в зависимости от температуры.

РИС. 1. Изменение динамической вязкости эмульсии воды в масле 5W40 в зависимости от способа ее получения и содержания воды



Динамическую вязкость, например эмульсий 8 и 12, 21 и 25 (см. табл.) измеряли на ротационном вискозиметре Реотест-2 при напряжении сдвига 80–250 Па и температурах 20, 50 и 70 °С. В этих условиях вязкость эмульсии-8 и эмульсии-12 (сверхкритическое содержание воды) изменяется:

- 340,0 и 548,5 Па·с (20 °С);
- 342,4 и 549,7 Па·с (50 °С);
- 330,2 и 526,0 Па·с (70 °С).

С повышением сдвигового напряжения до 250 Па эти эмульсии текут почти без изменения вязкости. Значения вязкости эмульсии 21 и эмульсии 25 (равновесное количество воды) в этих же условиях воздействия сдвигового напряжения и температуры составляет:

- 105,2 и 451,0 Па·с (20 °С);
- 80,3 и 391,7 Па·с (50 °С);
- 49,5 и 278,0 Па·с (70 °С).

Под воздействием деформационного сдвигового напряжения динамическая вязкость эмульсий 21 и 25, полученных в присутствии расчетного объема воды, уменьшается на 30–45 %.

Найдена аналогичная закономерность в увеличении вязкости и термомеханической стабильности водомасляных эмульсий, полученных на основе использованных и стандартных смазочных масел типа «Камаз», «Автол», М8В, И-12–И-40, «Rimula D» Shell и смолистой нефти, при эмульсации их с водой в присутствии сверхкритического ее количества.

Природа обнаруженного синергетического эффекта значительного увеличения динамической вязкости и термомеханической стабильности водомасляных и водонефтяных эмульсий, приготовленных в присутствии сверхкритического содержания воды (рис., зависимость 1), в сравнении с эмульсиями, полученными в равновесных условиях (расчетное количество воды, зависимость 2), заключается, очевидно, в образовании очень малого размера частиц (капелек) и более широкой их полидисперсности.

Это подтверждается, кроме увеличения уже названных вязкоупругих параметров, и сравнительным повышением плотности эмульсий. Так, плотность эмульсии 1 и эмульсии 14, приготовленных соответственно в присутствии избыточного и расчетного количества воды (см. табл.), с одинаковым содержанием в них эмульгированной воды (62,3 %) при 20 °С составляет 0,9575 и 0,9513 г/см^3. Более плотная межфазовая упаковка в эмульсии 1 в сравнении с эмульсией 14 обусловлена уменьшением размера частиц, большей степенью их полидисперсности и соответствующим характером распределения частиц.

> Природа синергетического эффекта увеличения динамической вязкости и термомеханической стабильности водомасляных и водонефтяных эмульсий, приготовленных в присутствии сверхкритического содержания воды, в сравнении с эмульсиями, полученными в равновесных условиях, заключается в образовании очень малого размера частиц и более широкой их полидисперсности

Сверхкритическое содержание воды в процессе эмульсации ее с маслом, подобно механическому воздействию на твердое тело, производит дробление макроскопической фазы, по-видимому, до наноразмерных образований, что приводит к резкому снижению эмульгированного количества воды, увеличению структурной вязкости, плотности и переводу межфазовой структуры эмульсии в термодинамически устойчивое равновесное состояние.

На основании этих экспериментальных фактов можно сказать, что чем меньше частицы эмульсии, тем большую относительную роль играют в ней поверхностные явления – поверхностное натяжение и свободная поверхностная энергия частицы.

Если всплеск динамической вязкости эмульсий связан в большей степени с уменьшением размера частиц, то с увеличением сверхкритического содержания воды наноразмерный эффект многократно возрастает, а с приближением к критическому количеству воды он плавно затухает (рис. 1, зависимость 1). В составах эмульсий с соотношением «вода : масло» равным от 63 : 37 до 78 : 22 % этот эффект максимальный.

Знание и понимание обнаруженного явления многократного повышения вязкости при образовании водомасляных эмульсий в присутствии сверхкритического содержания воды полезно не только для практических технологий добычи нефти, но и с точки зрения возможного его отрицательного воздействия, например при закачке в пласт нефтевытесняющих растворов.

Литература

1. *Дмитриева З.Т. Матер. 8-й науч.-практ. конф. «Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа», 1–3 окт. 2019. Томск, Россия. Томск: Изд-во СО РАН, 2019. С. 686.*
2. *Collins Ian Ralph, Vervoort Isabelle. Water-in-oil microemulsion useful for oil field or gas field applications and methods for using the same. Patent EP 1198536 // ИСМ. 2003. № 4.*
3. *Космодемьянский Л.В., Паутов П.Г., Бугров В.П. Способ получения эмульсии воды в нефтяном масле. Патент РФ 2121495 // БИ. 1998. № 31. С. 266.*
4. *Клейтон В. Эмульсии. Их теория и технические применения. – М.: «Иностранная Литература», 1950. 679 с.*
5. *Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н. Левченко, Н.В. Бергштейн, А.Д. Худякова, Н.М. Николаева. – М.: «Химия», 1967. 200 с.*

KEYWORDS: *thermomechanically stable emulsions, enhanced oil recovery, high-water reservoirs, well drilling, emulsifiers and stabilizers.*

ПНГ ТЕХНОЛОГИИ

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В БУРЕНИИ И ЦЕМЕНТИРОВАНИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН



- БУРЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ
- СЕРВИС ПО СПУСКУ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ С ВРАЩЕНИЕМ И ЦИРКУЛЯЦИЕЙ
- БУРЕНИЕ С УПРАВЛЯЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ
- СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОЙ ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

127015, Москва, ул.Бутырская 77
Бизнес-центр «Диагональ Хаус»
+ 7 (495) 787-37-27

www.png-technologies.ru
www.png-drilling.ru
www.png-service.ru

info@png-technologies.com
info@png-drilling.com
info@png-service.com

РЕКЛАМА

Уважаемые коллеги!

Поздравляю вас с профессиональным праздником - Днём работников нефтяной и газовой промышленности! Несмотря на все сложности, ТЭК России уверенно демонстрирует устойчивость, эффективность и высокую конкурентоспособность. И в этом - ваша заслуга! В день профессионального праздника желаю всем работникам нефтегазового комплекса крепкого здоровья, счастья, благополучия, новых достижений в непростом, но таком важном для нашей страны и для каждого из нас труде!

Замир Абдуллаев

Генеральный директор Буровой Компании ПНГ

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СКВАЖИННЫЕ СИСТЕМЫ

УДК 004.622

СОВОКУПНЫЕ ТРИЗ В РОССИИ ОЦЕНИВАЮТСЯ СЕГОДНЯ В 22,5 МЛРД ТОНН, И ДАННЫЕ ПО ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМ ЗАПАСАМ ИМЕЮТ ТЕНДЕНЦИЮ ЕЖЕГОДНОГО УВЕЛИЧЕНИЯ. ДОБЫЧА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ОСЛОЖНЕНА МНОЖЕСТВОМ ФАКТОРОВ, ЧТО ТРЕБУЕТ ПРИМЕНЕНИЯ САМЫХ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН. КРОМЕ ТОГО, УЧИТЫВАЯ КРИЗИСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ, ОСОБУЮ АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИОБРЕТАЕТ ПРИМЕНЕНИЕ РОССИЙСКИХ РАЗРАБОТОК. НО НА ПУТИ ИХ ВНЕДРЕНИЯ СТОИТ РЯД ПРЕПЯТСТВИЙ. КАКИЕ ИННОВАЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН УЖЕ ПРИМЕНЯЮТСЯ, С КАКИМИ СЛОЖНОСТЯМИ ПРИХОДИТСЯ СТАЛКИВАТЬСЯ ИХ СОЗДАТЕЛЯМ, И КАКОВЫ МЕХАНИЗМЫ ПРЕОДОЛЕНИЯ ПРОБЛЕМ?

THE TOTAL AMOUNT OF HARD-TO-RECOVER (HTR) RESERVES OF RUSSIA IS APPROXIMATELY 22.5 BILLION TONS, AND THE DATA REGARDING THE HARD-TO-RECOVER RESERVES TENDS TO INCREASING ANNUALLY. THE EXTRACTION AT THE DEPOSITS IS COMPLICATED BY MANY FACTORS, WHICH REQUIRES APPLYING STATE-OF-THE-ART TECHNOLOGIES DETERMINED TO INCREASING THE EFFICIENCY OF THE OPERATIONAL CHARACTERISTICS OF THE WELLS. BESIDES, CONSIDERING THE CRISIS PHENOMENA OF THE RECENT YEARS, THE APPLICATION OF RUSSIAN PRODUCTS BECOMES MORE AND MORE IMPORTANT. BUT THERE IS A RANGE OF OBSTACLES TO IMPLYING THEM. WHICH INNOVATIONS IN WELL CONSTRUCTION ARE ALREADY APPLIED, WHAT PROBLEMS DO THEIR CREATORS HAVE TO ENCOUNTER AND WHAT ARE THE MECHANISMS OF COPING WITH PROBLEMS?

Ключевые слова: *цифровое месторождение, электрические клапаны, интеллектуальное заканчивание, скважинные системы, новые технологии добычи.*

Арбузов
Андрей Александрович
технический директор
ООО «НПТ АлойлСервис», к.ф.-м.н.

Береснев
Вячеслав Викторович
директор по развитию бизнеса
ООО «НПТ АлойлСервис»

Вахитов
Ильшат Дамирович
генеральный директор
ООО «НПТ АлойлСервис»

Желонкин
Александр Леонидович
главный инженер
ООО «НПТ АлойлСервис»

Партс
Яан Адольфович
руководитель отдела разработки электроники
ООО «НПТ АлойлСервис», к.т.н.

Абдрахманов
Габдрашит Султанович
научный консультант
ООО «НПТ АлойлСервис», профессор, д.т.н., академик РАЕН

Филиппов
Виталий Петрович
старший научный сотрудник
ООО «НПТ АлойлСервис», к.т.н.

Высокотехнологичные инновации в добыче

Работа современной скважины невозможна без системы постоянного мониторинга. Такие системы включают различные контрольно-измерительные приборы, датчики давления и температуры, что делает работу скважины прогнозируемой, безаварийной и эффективной. Но применение глубинной электроники было сопряжено с проблемой: в скважинах, где содержание сероводорода доходило до 6 %, десятая часть оборудования выходила из строя.

За рубежом эта проблемы была решена посредством применения TEC – tubing encapsulated cable дорогостоящего кабеля с металлической трубкой. В России производство TEC не налажено до сих пор, а учитывая стремление недропользователей к снижению затрат, высокая стоимость кабеля не делает его популярным.

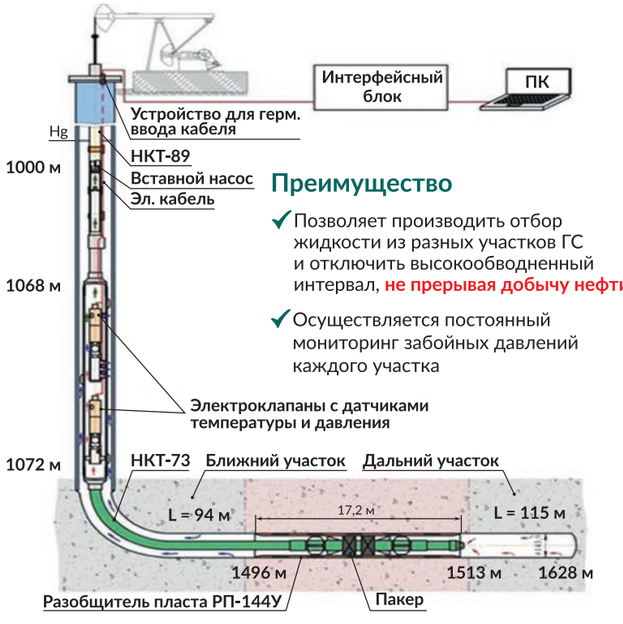
Вынесение глубинной электроники на поверхность

Решение пришло в 2016 году, когда ООО «НПТ АлойлСервис» в сотрудничестве с выпускником Казанского национального исследовательского технического университета им. А.Н. Туполева (КАИ) Яаном Адольфовичем Партсом, была разработана и запатентована уникальная система постоянного мониторинга с датчиками температуры и давления на базе кварцевых датчиков без глубинной электроники. Уникальность нововведения заключалась в том, что вся электроника располагалась на устье скважины, а на глубине помещались лишь кристалл кварца и кабель.

Разработка стала практическим воплощением научной работы Партса, защитившего по данной теме кандидатскую диссертацию под руководством профессора КАИ Евдокимова Ю.К.

За четыре года десять компаний, среди которых ПАО «Татнефть», малые нефтяные компании республики Татарстан, Варьеганнефтегаз (ПАО «Роснефть») и другие, внедрили эту систему на более чем трехстах скважинах. В ПАО «Лукойл» 135 скважин было оборудовано не только датчиками температуры и давления, но и глубинными вихревыми расходомерами собственной разработки. Также было оборудовано несколько скважин на территории Казахстана.

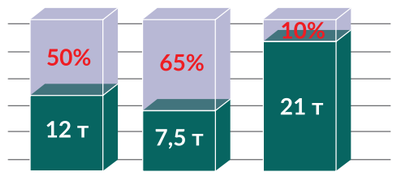
РИС. 1. Промысловые испытания оборудования для управляемой с поверхности эксплуатации горизонтальной скважины, разделенной на два сегмента (скв. 41502Г, ПАО «Татнефть»)



Преимущество

- Позволяет производить отбор жидкости из разных участков ГС и отключить высокообводненный интервал, **не прерывая добычу нефти**
- Осуществляется постоянный мониторинг забойных давлений каждого участка

Начальный среднесуточный дебит



Накопленная добыча

Годы	Воды, тонн	Нефти, тонн
2012	1606	2102
2013	2228	6241
2014	5152	3606
Итого	8986	11949

Без клапанов было бы
– нефти 5900 тонн
– воды 15 100 тонн

Количество отказов оборудования – менее 1 % даже с применением недорогого геофизического кабеля. Система быстро приобрела популярность и стала востребована не только в России, но и за рубежом. Сегодня ею ежегодно оснащается более 100 скважин по всему миру.

ООО «Нефтепромысловые технологии АлойлСервис» – это высокотехнологическая компания с полным циклом работ от проектирования, разработки, производства до поставки и внедрения инновационных цифровых технологий как на отдельные скважины, так и на месторождение в целом. Сегодня ООО «НПТ АлойлСервис» выпускает широкую линейку продуктов под брендом «TotaSystems»

Электрические клапаны

Добывающие и сервисные компании зачастую вынуждены вести борьбу с осложнениями. Одно из них – обводненность.

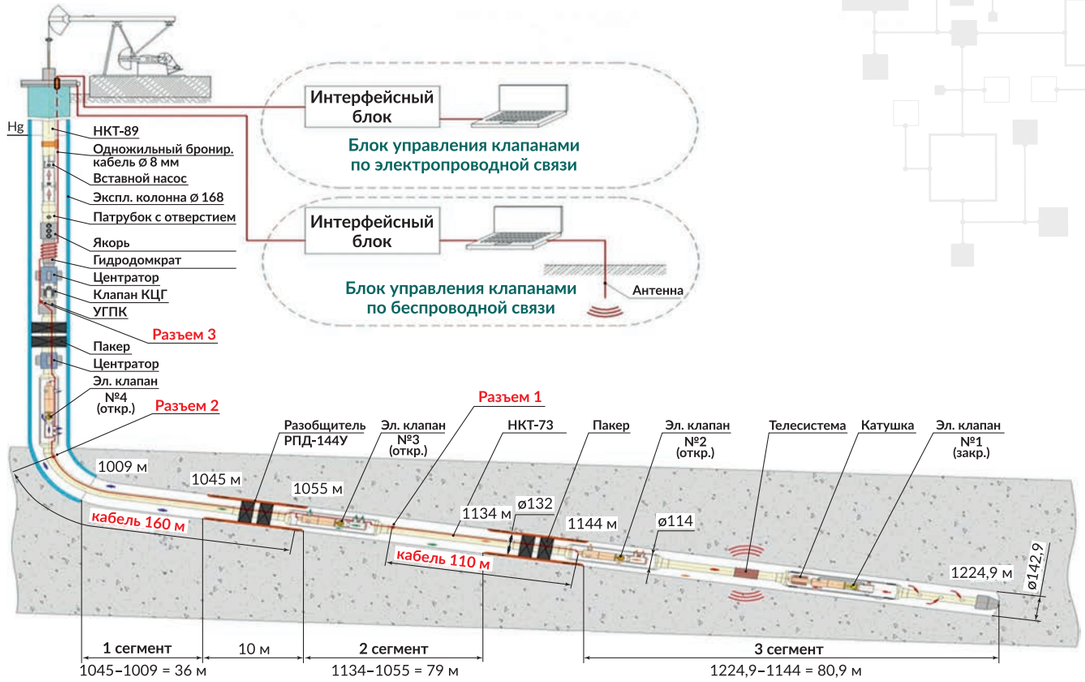
В 2012 году совместно с профессором Абдрахмановым Г.С. и Филипповым В.П., специалисты компании разработали технологию для регулирования потоков нефти и воды в горизонтальных скважинах. Данная технология позволяет отключать высокообводненные участки горизонтальной скважины, не прерывая добычу нефти. А также применять циклический метод эксплуатации отдельных участков и осуществлять постоянный мониторинг забойных давлений и температур каждого участка.

Технология управляемой эксплуатации с использованием электроклапанов TotaSystems-1 была успешно внедрена на горизонтальной добывающей скважине 41502Г в ПАО «Татнефть» в 2012 году.

В результате удалось успешно разделить горизонтальную часть скважины на два участка (ближний и дальний) и отключить высокообводненный дальний участок (см. рис. 1). Таким образом, обводненность скважины была снижена с 50 до 10 %, добыча нефти увеличена на 80 %. За два с половиной года эксплуатации ближнего участка, с отключенным высокообводненным дальним участком, накопленная добыча нефти составила 12 тыс. тонн, воды – 9 тыс. тонн. Если бы ГС эксплуатировалась по всей длине (т.е. без клапанов) нефти было бы добыто в два раза меньше, а воды в 1,7 раза больше [1]. В настоящее время обсуждается внедрение системы на месторождении одного из заказчиков. Потенциальная прибыль заказчика (по оценке специалистов заказчика) составит более 7 миллиардов рублей (оценка специалистов ПАО «Татнефть»).

С 2007 года системами Tota Systems оборудовано 1500 скважин в нефтяных компаниях России и Казахстана. С 2016 года системами последнего поколения оборудовано 300 скважин – все системы работают без сбоев

РИС. 2. Промысловые испытания оборудования для управляемой с поверхности эксплуатации горизонтальной скважины, разделенной на три сегмента (скв. 16032Г, ПАО «Татнефть»)



Трёхсегментное заканчивание

В 2015 году в ПАО «Татнефть» было внедрено трёхсегментное заканчивание (см. рис. 2). Но в силу того, что скважина-кандидат была подобрана неудачно (100%-ная обводненность во всех трех секциях), эффективность установленной системы показать не удалось. В настоящее время техническое оборудование было извлечено из этой скважины, состояние хорошее, планируется его установка на другую скважину. Отметим уникальность системы, так как во всем мире применяются лишь неизвлекаемые интеллектуальные заканчивания, что приводит к большим финансовым потерям в похожих ситуациях.

Термокоса – аналог оптоволоконных систем

В обозримой перспективе разработчики планируют провести полевые испытания новых продуктов компании. Один из них – «Термокоса». Этот аналог оптоволоконных систем DTS (distributed temperature sensors) (см. рис. 3) состоит из 80–200 точечных кварцевых датчиков температуры и двух датчиков давления (уникальные датчики без глубинной электроники). К преимуществам новинки следует отнести в двадцать раз более высокую разрешающую способность по температуре (0,005 °С вместо 0,1 °С), низкую себестоимость, простоту установки в скважину и надежность.

Данная система позволит определять профиль добычи или закачки скважины в режиме реального времени, выполнять коррекцию гидродинамической модели залежи и с высокой степенью надежности принимать технологические решения по оптимизации работы скважины и месторождения в целом.

Интеллектуальное заканчивание

Также разрабатывается новое интеллектуальное заканчивание TotaSystems-2 с электроклапанами с внешним диаметром 89 мм и извлекаемыми гидравлическими пакерами, позволяющими разделить хвостовик диаметром 114 мм на 10–15 секций и управлять добычей / закачкой в режиме реального времени. Полевые испытания системы намечены на октябрь 2020 года в компании, где планируется разделить нагнетательную скважину на три секции и оснастить системами постоянного мониторинга семь добывающих скважин, чтобы выяснить влияние закачки на добывающие скважины и уточнить гидродинамические параметры пласта (рис. 4). Работа планируется в партнерстве с компанией «Софойл».

Похожий проект по цифровизации месторождения обсуждается также с компанией ADNOC (Абу-Даби). Запланированы два ОПР в 2020–2021 годах.

РИС. 3. Термокоса позволяет в режиме реального времени измерять температурный профиль и по нему определять профиль притока

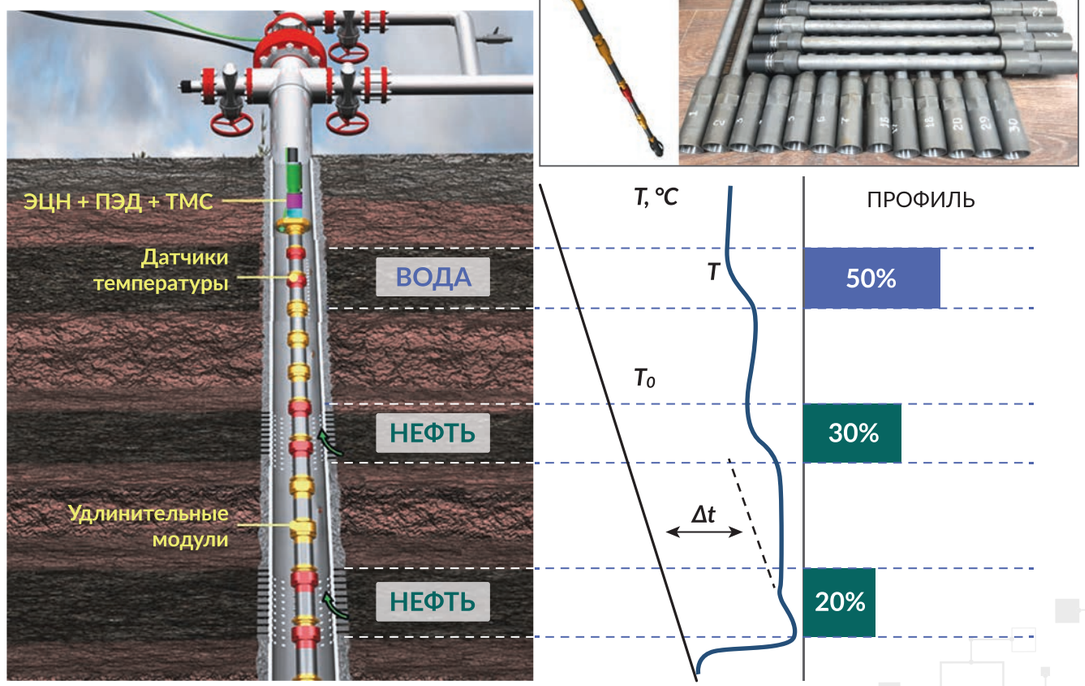
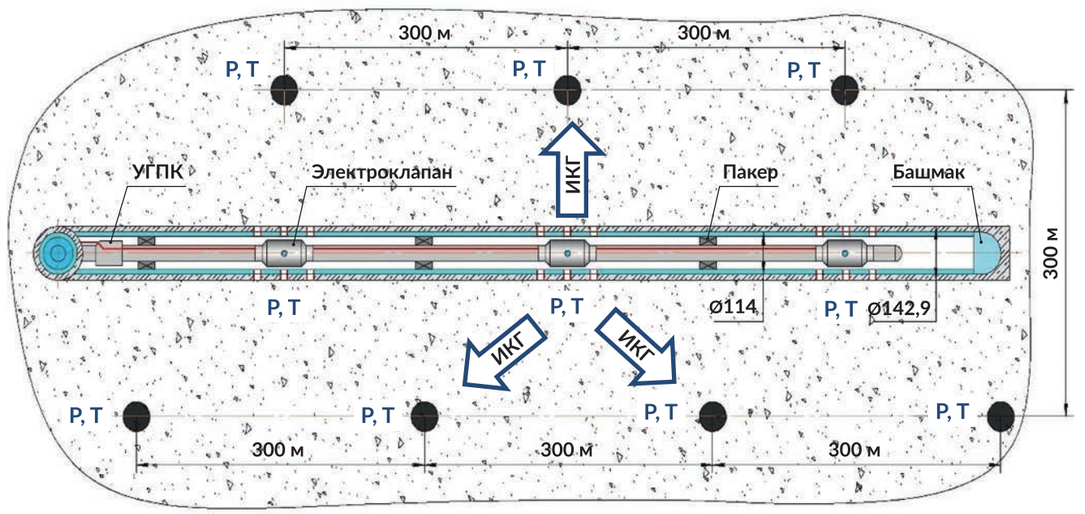


РИС. 4. Бурение одной горизонтальной нагнетательной скважины с тремя клапанами дешевле, чем бурение трех вертикальных нагнетательных скважин. Датчики Р, Т в добывающих скважинах отслеживают влияние нагнетательной скважины по трем зонам методом импульсного кодового гидропрослушивания (ИКГ)



● – Добывающие вертикальные скважины

● – Нагнетательная горизонтальная скважина

Что стоит на пути у новых технологий?

Следует отметить, что для создания новых технологий в сжатые сроки требуется тесное сотрудничество с заказчиком. На сегодняшний момент в России и в мире в целом таких примеров, к сожалению, немного. Рассмотрим основные проблемы, возникающие при создании новых технологий, и пути их решения.

1) *Проблемы на сегодняшний день:* самый важный этап – постановка задачи и четкое техническое задание. Сейчас нет детального понимания проблем, которые стоят перед недропользователем.

Возможные пути решения и предложения:

недропользователь у себя на сайте в открытом доступе выкладывает техзадания на новые разработки с указанием контактного лица. Любая компания может скачать техзадание и в деталях обсудить все технические и коммерческие вопросы.



2) *Проблемы на сегодняшний день:* следующий этап – разработка новой технологии. Сейчас сложно уговорить недропользователя профинансировать разработку. Это приводит к тому, что недропользователь не вовлечен в решение проблемы.

Возможные пути решения и предложения:

для самых актуальных задач в техзадании на сайте недропользователя указано, что разработка спонсируется на 100% недропользователем либо на 50%. При этом недропользователь не забирает патент у разработчика, а получает лицензию на право применения технологии по льготной цене на своих месторождениях, например, на 5 лет.

3) *Проблемы на сегодняшний день:* следующий этап – опытно-промышленные работы (ОПР). Сейчас тратится много усилий, чтобы 3.1) уговорить недропользователя выделить скважину под ОПР, даже бесплатно. 3.2) Следующая проблема – критерии успешности. Сейчас часто в качестве критерия используется количество дополнительно извлеченной нефти. При этом технология может отработать, но из-за того, что скважина подобрана неверно, дополнительной нефти нет. 3.3) В случае неуспешности ОПР – технология попадает в черный список.

Возможные пути решения и предложения:

3.1) У недропользователя существует полигон для испытаний. В любое время можно онлайн подать заявку и опробовать технологию. Причем, если технология дает эффект, то ОПР оплачивается.

3.2) Критерии успешности описывают то, что технология отработала (сработало как железо, так и программное обеспечение). При этом не навязываются критерии, что обязательно получена дополнительная нефть, так как это во многом зависит от геологических условий и подбора скважины, месторождения (т.е. это ответственность в первую очередь недропользователя, а не того, кто разработал технологию).

3.3) Недропользователь понимает, что только 1 из 10 разработок успешна, поэтому в случае неуспешного ОПР – просто не оплачивается ОПР. При доработке технологии – вновь допускается разработчик к ОПР на полигоне без каких-либо ограничений.

4) *Проблемы на сегодняшний день:* следующий этап – коммерциализация. Сейчас недропользователь зачастую отказывается вносить предоплату.

Возможные пути решения и предложения:

недропользователь обязуется внести 50% предоплаты за поставку новой технологии.

Отдельно хочется подчеркнуть, что заказчика зачастую интересуют только самые дешевые системы. Но современные интеллектуальные скважинные системы не могут стоит дешевле, чем стандартное оборудование (трубы без датчиков и электроклапанов). Заказчики должны понимать, что лучше сразу потратить большую сумму на оснащение скважины системами интеллектуального заканчивания и датчиками и получить дистанционно управляемую скважину, чтобы впоследствии сэкономить гораздо большие суммы на дорогостоящих водоизоляционных ремонтах, выездах бригад на скважину, исследованиях и в конечном итоге снизить себестоимость продукции и добыть больше нефти. ●

Литература

1. *Расширяемые трубные изделия и технология регулируемого отбора нефти и воды, повышающие доходность нефтяных месторождений. Георесурсы, 2017, Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 191–197.*

Keywords: *digital field, electric valves, intelligent completion, well systems, new production technologies.*

РЕКЛАМА

TOTA

УПРАВЛЕНИЕ ЦИФРОВЫМИ НЕФТЯНЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ

Установленные системы Tota

- С 2007 года системами Tota Systems оборудовано 1500 скважин России и Казахстана
- С 2016 года системами последнего поколения оборудовано **300 скважин** – все системы работают без сбоев

1100 шт. МНК в РТ 300 шт.

TATNEFT

135 шт.

РОСНЕФТЬ

3 шт.

2 шт.

СНГ

ЛУКОЙЛ НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

16 шт.

РИТЭК

3 шт.

КазМунайГаз

2007 ОСНОВАНИЕ КОМПАНИИ, открытие технологического центра в г. Альметьевск

2007-2012 УСТАНОВКА СИСТЕМ постоянного мониторинга давления и температуры с электроникой в Татарстане (500 скважин) + разработка интеллектуального заканчивания

2012 СПУСК ПЕРВОГО интеллектуального заканчивания TS-1 с клапанами 114 мм в добывающую скважину, разделенную на 2 сегмента

2015 ДОБЫТО на 80% больше нефти из скважины 41502Г. Обводненность снижена с 50% до 10%. Оборудована вторая скважина на объекте компании «Татнефть», разделенная на 3 секции

2016 РАЗРАБОТАНА и впервые внедрена система СПМ-КВАРЦ без глубинной электроники на кристаллах кварца

2016-2020 ОБОРУДОВАНО 300 скважин СПМ-КВАРЦ + 135 скважин в «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» с вихревыми расходомерами СПМ-ВИХРЬ

2020

РАЗРАБОТАНА Термокоса (200 датчиков, аналог оптоволокна)

Январь 2020 Переговоры с ADNOC (UAE) о спуске интеллектуального заканчивания TS–3 с клапанами 144 мм. ОПР запланированы на 2021 год

Октябрь 2020 Подготовка к первому пилотному спуску интеллектуального заканчивания TS-2 с клапанами 89 мм (спуск на объекте компании «Татнефтепром-Зюзеевнефть» в октябре 2020)

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1 октября

Национальная премия в области эффективного применения передовых технологий

Приоритет 2020

Москва

ОКТЯБРЬ

Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	

6–7 октября

Конгресс и выставка

Биомасса: топливо и энергия - 2020

Москва, отель «Холидей Инн Лесная»

6–9 октября

Российский международный энергетический форум

РМЭФ 2020

Санкт-Петербург, конгрессно-выставочный центр «Экспофорум»

6–9 октября

XXIV Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства

Рос-Газ-Экспо

Санкт-Петербург, КВЦ «Экспофорум»

7–8 октября

III конгресс и выставка

Азот Синтезгаз Россия и СНГ

Москва, «Балчуг Кемпински»

12–13 октября

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии

PRC Russia& CIS 2020

Санкт-Петербург

13–27 октября

20-я международная выставка сварочных материалов, оборудования и технологий

Weldex 2020

Москва

14–16 октября

II Международная конференция

Коррозия в нефтегазовой отрасли

Санкт-Петербург, конгресс-отель «Санкт-Петербург»

20–21 октября

Конференция

Conference for best brands 2.0

Москва, Даниловский Event Hall

21–23 октября

19-я Казахстанская Международная выставка

«Энергетика, Электротехника и Энергетическое Машиностроение» – Powerexpo Almaty 2020

г. Алматы, КЦДС «Атакент»

ООО «ПЕРФОБУР»

Инновационный метод интенсификации притока нефти и газа

Особенности:

- Технология обеспечивает многократный вход в пробуренный канал для проведения записи инклинометрии, обработки призабойной зоны, спуска щелевых фильтров для обсадки каналов
- Для подтверждения траектории пробуренного канала осуществляется спуск инклинометра
- Для скважин с карбонатным типом разреза была разработана гидромониторная насадка
- Для терригенного коллектора есть возможность обсадки пробуренных каналов специальными фильтрами

Применение:

- Альтернатива ГРП
- Вовлечение в разработку вышележащих пластов
- Комбинирование с РИР
- Комбинирование с ГРП
- Добыча высоковязкой нефти
- Увеличение приемистости нагнетательных скважин

Технические характеристики:

- диаметр радиальных каналов: **69 мм**
- длина каналов: **до 15 м**
- количество каналов на ярусе: **до 4**
- радиус кривизны канала: **5–15 м**
- интенсивность кривизны канала: **8–10 град/м**
- работа с КРС или на ГНКТ

ПЕРФОБУР®

+7 (499) 649-39-00
115114, г. Москва, Дербеневская набережная, д. 11, 3 этаж
info@perfobur.com

ТЕХНОЛОГИЯ «ПЕРФОБУР»

Комплексные решения по радиальному вскрытию пласта

СИТУАЦИИ, ТРЕБУЮЩИЕ ЖЕСТКОГО КОНТРОЛЯ ТРАЕКТОРИИ БУРЕНИЯ



РЕКЛАМА

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЕ ОСВОЕНИЕ НЕДР:

радиальное вскрытие продуктивного пласта



УДК 622

ОДНИМ ИЗ САМЫХ СЛОЖНЫХ ЭТАПОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН – ВТОРИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ. ИМЕННО ЭТОТ ЭТАП ТРЕБУЕТ НАИБОЛЕЕ ВНИМАТЕЛЬНОГО ПОДХОДА И ВЫБОРА ПРАВИЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ КАК ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕКОНСТРУКЦИИ, ТАК И ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ СКВАЖИН. КАКИЕ СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ РАЗВЕТВЛЕННЫХ КАНАЛОВ СВЕРХМАЛОГО ДИАМЕТРА И РАДИУСА КРИВИЗНЫ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

ONE OF THE MOST DIFFICULT STAGES OF FINISHING THE WELLS IS SECONDARY DRILLING OF PRODUCTIVE RESERVOIRS. THIS STAGE REQUIRES THE MOST ATTENTIVE APPROACH AND SELECTION OF THE CORRECT TECHNOLOGY BOTH DURING THE CONSTRUCTION AND RECONSTRUCTION AND DURING THE CAPITAL REPAIR WORKS OF THE WELLS. WHAT MODERN TECHNOLOGIES OF DRILLING MULTILATERAL WELLS OF ULTRA-SMALL DIAMETER AND RADIUS OF CURVATURE ARE OFFERED BY RUSSIAN COMPANIES?

Ключевые слова: *заканчивание скважин, вторичное вскрытие коллектора, строительство и реконструкция скважин, эффективные современные технологии, капитальный ремонт скважин, радиальное бурение.*

Илья Лягов
генеральный директор «Перфобур»

Илья Галас
директор по развитию бизнеса «Перфобур»

Решение «Перфобур» для вторичного вскрытия

Как правило, загрязнение призабойной зоны при первичном вскрытии продуктивных коллекторов зачастую достигает нескольких метров, что делает практически невозможным гидравлически совершенную связь скважины с продуктивным пластом, несмотря на использование различных современных технологий вторичного вскрытия.

Компания «Перфобур» предлагает комплексную технологию бурения разветвленных каналов сверхмалого диаметра (60…70 мм) и радиуса кривизны (5…15 м) по контролируемой (прогнозируемой) траектории специальными компоновками с малогабаритными секционными забойными двигателями (ВЗД) из обсаженного ствола скважины.

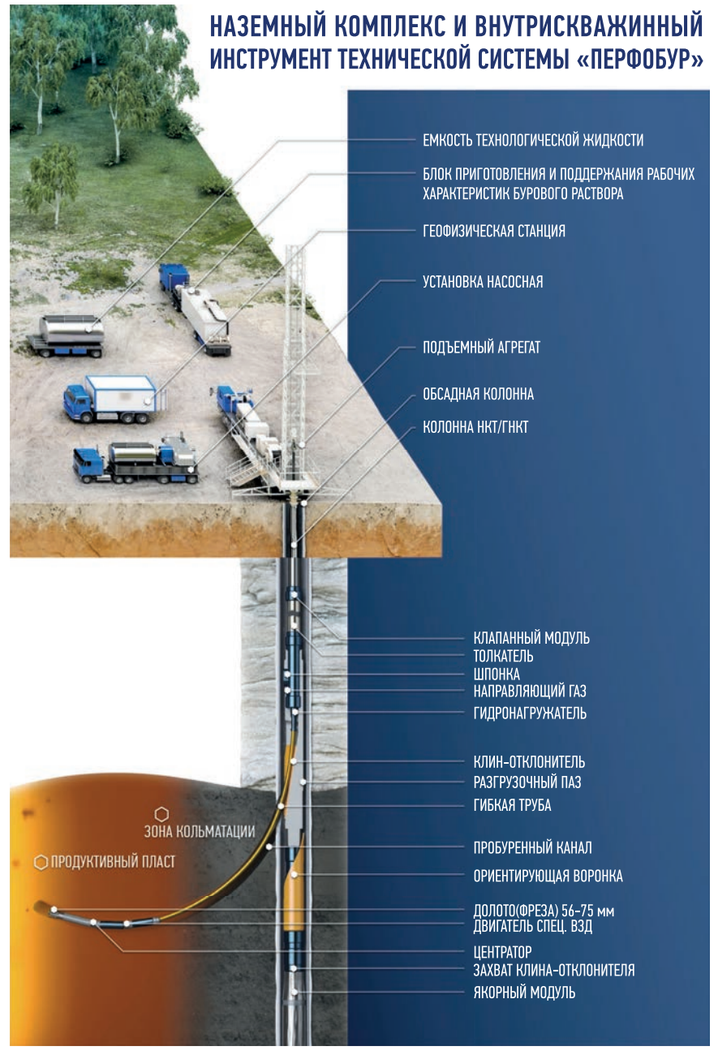
Техническая система (ТС) «Перфобур» предназначена для повышения качества гидродинамической связи продуктивного пласта с пробуренной и обсаженной скважиной на завершающем этапе ее строительства или капитальном ремонте путем вскрытия продуктивного интервала нефтяных и газовых скважин системой разветвленно-направленных каналов.

ТС «Перфобур» позволяет кратно увеличить площадь фильтрации (дренирования) добывающих и приемистость нагнетательных скважин при возможности регистрации траектории, ее коррекции и многократном входе в пробуренный канал, например при его ремонте, интенсификации притока пластового флюида в пределах увеличенного жизненного цикла.

Идея использования в качестве вторичного вскрытия продуктивного коллектора технологии бурения разветвленных каналов возникла, как это часто случается в мире науки, случайно, после ознакомления с работами В.С. Федорова, С.И. Кувыкина, Н.Ф. Кагарманова и М.У. Муратова. В своих трудах ученые рассматривали различные предпосылки бурения стволов скважин малого диаметра. Технико-экономическое обоснование строительства скважин малого диаметра впервые было сделано В.С. Федоровым. Еще в 50-х годах прошлого века он обратил внимание на значительное сокращение объема разрушенной долотом породы, ускорение и удешевление первичного вскрытия ПЗП скважины за счет снижения подводимой мощности, которая по В.С. Федорову пропорциональна диаметру долота. Например, необходимая мощность для работы долот диаметром 215,9 мм составляет 50…250 кВт, а для долот диаметром 47,6…69,9 мм – всего 1,4…2 кВт.

Компания «Перфобур» основана в 2015 г. для разработки новых технологий в области радиального бурения при вторичном вскрытии продуктивного пласта

НАЗЕМНЫЙ КОМПЛЕКС И ВНУТРИСКВАЖИННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ПЕРФОБУР»



Преимущества

Технология «Перфобур» имеет ряд неоспоримых преимуществ:

- прогнозируемая траектория механического бурения каналов (подтверждается проведением инклинометрии);
- возможность многократного входа в каналы для проведения ГТМ, например: СКО или других химических ОПЗ в пробуренных каналах через специальную гидромониторную насадку конструкции «Перфобур»;
- возможность обсадки пробуренных каналов специальными фильтрами (для терригенного коллектора);
- состоит исключительно из узлов отечественного производства;
- конкурентная стоимость работ.

Области применения

Технология «Перфобур» находит свое применение в целом ряде областей, среди которых:

- Глубокое вскрытие устойчивых (карбонатных) пластов с возможностью дальнейшего проведения точечной кислотной обработки по схеме «еловая ветка»;
- Скважины с близким расположением ВНК/ГНК, где проведение ГРП рискованно. Направленное, щадящее радиальное бурение каналов позволит минимизировать риски прорыва в ВНЗ/газовую шапку;
- Восстановление добывающих скважин, осложненных нарушениями целостности эксплуатационной колонны, наличием посторонних предметов на забое скважины;
- Комбинирование с технологиями РИР на скважинах, осложненных наличием ЗКЦ;
- Бурение сети радиальных каналов в многопластовых залежах с высокой расчлененностью разреза с целью вовлечения в разработку нескольких разобщенных продуктивных пропластков;
- Глубокое вскрытие пластов в скважинах с загрязненной призабойной зоной с целью снятия положительного скин-фактора;



НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БАЗА

Уникальный стенд, позволяет испытывать при бурении и фрезеровании полноразмерные компоновки технической системы «Перфобур»

- Малодебитные скважины на истощенных месторождениях, где бурение боковых стволов нерентабельно.

Критерии применимости технологии «Перфобур»:

- Внешний диаметр обсадных колон от 139,7 мм и выше;
- Интенсивность набора кривизны в материнской скважине не более 3 град/10 м;
- Зумпф от нижнего планируемого канала до искусственного забоя скважины не менее 7 м;
- В интервале планируемой вырезки «окна» обязательно наличие за ЭК цементного кольца удовлетворительного качества и отсутствие центрирующих фонарей ЭК.

Стопроцентная технологическая эффективность

Несколько лет назад профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина Валерий Владимирович Кульчицкий писал на страницах Neftegaz.RU о технологии «Перфобур», позволяющей бурить радиальные каналы малого диаметра по малому радиусу кривизны, как о набирающей популярность современной российской технологии. И вот уже сегодня российские ВИНКи опробовали ее на скважинах своих месторождений.

Проверено на практике

В ООО «Башнефть-Добыча» проведены работы на трех скважинах месторождений Арланское и Югомашевское. На каждой скважине были пробурены по два канала длиной 14 м каждый. Наиболее значительный эффект был достигнут на скважине Югомашевского месторождения, где была применена технология СКО пробуренных каналов с использованием гидромониторной насадки.

В пробуренные каналы спускается гидромониторная насадка «Перфобур», которая позволяет проводить ОПЗ непосредственно внутри пробуренных каналов на удалении до 10 м от скважины. Кислота закачивается со скоростью истечения жидкости 100 м/с, что обеспечивает намыв четырех дополнительных каверн в одной точке намыва. По сравнению со стандартным ОПЗ, к эффекту растворения породы кислотой добавляется эффект физического размытия породы. Точки намыва можно располагать через каждый метр. В одной точке намыва закачивается 12 м³ кислоты. Скважина запущена с параметрами Qж 51 м³/сут, Qн 41 т/сут, обв. 11%.

В АО «НОВАТЭК-Пур» была проведена работа на газовой скважине терригенной залежи Валанжинского яруса. Глубина целевого пласта 3000 м. Проницаемость 14 мДа. Скважина была в бездействии по причине наличия ЗКЦ воды снизу. Заказчик выполнил работы по изоляции ЗКЦ. После чего специалисты «Перфобур» пробурили канал длиной 14 м. Скважина была запущена с дебитом 50 тыс. м³/сут.

В ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проведена работа на нефтяной скважине карбонатной залежи Серпуховского яруса. Глубина целевого пласта 2300 м. Проницаемость 20 мДа. Были пробурены четыре канала длиной 14 м каждый. Скважина запущена с параметрами Qж 50 м³/сут, Qн 43 т/сут, обв. 3%.

Всего на сегодняшний день проведено шесть операций на скважинах компаний ОАО «Нократойл», ООО «Башнефть-Добыча», АО «НОВАТЭК-Пур» и ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Геологическая эффективность проведенных работ составляет 83% (5 скважин из 6), технологическая – 100%. ●

KEYWORDS: *completion of wells, secondary opening of the reservoir, construction and reconstruction of wells, effective modern technologies, major repairs of wells.*

ПЕРФОБУР

Компания «Перфобур»

Головной офис:
115114, г. Москва, Дербеневская набережная д. 11, этаж 3, офис Б-303

Центр разработки в г. Уфе:
450591, Уфимский район, с. Зубово, ул. Дорожная 2/1

Тел +7 (499) 649-39-00
e-mail: info@perfobur.com

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · VDMA Process Plant and Equipment · ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА · Messe Düsseldorf

ТОЧКИ РОСТА РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ:

ВЕНЧУРНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ

УДК 330.322

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ЯВЛЯЕТСЯ БЮДЖЕТООБРАЗУЮЩЕЙ ДЛЯ РОССИИ, ПОЭТОМУ ОТ ЕЕ СОСТОЯНИЯ ВО МНОГОМ ЗАВИСИТ ЭКОНОМИКА СТРАНЫ. ОБНОВЛЕНИЮ И РАЗВИТИЮ ОТРАСЛИ СПОСОБСТВУЕТ ВЫСОКАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ АКТИВНОСТЬ. ОСОБЕННОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ И РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭТОЙ ОТРАСЛИ ОБСУЖДАЕМ С ПАРТНЕРОМ ВЕНЧУРНОГО ФОНДА TERRAVC ВАСИЛИЕМ ЛАРИОНОВЫМ

THE OIL AND GAS INDUSTRY IS BUDGET-FORMING FOR RUSSIA, THEREFORE, THE COUNTRY'S ECONOMY DEPENDS LARGELY ON ITS PERFORMANCE. THE RENEWAL AND DEVELOPMENT OF THE INDUSTRY IS FACILITATED BY HIGH INVESTMENT ACTIVITY. WE DISCUSS THE SPECIFICS OF INVESTMENT PROCESSES AND TECHNOLOGY DEVELOPMENT IN THIS INDUSTRY WITH EXPERTS FROM THE TERRAVC VENTURE FUND

Ключевые слова: *инвестиционный климат, нефтегазовая отрасль, портфельные компании, правовая база, венчурный фонд.*



Василий Ларионов
партнер венчурного фонда TerraVC

– Насколько, на Ваш взгляд, сегодня сформирован инвестклимат в стране, насколько нефтегазовый комплекс привлекателен для инвесторов?

– Как показывает практика, там, где есть возможности, обычно нет условий, а там, где очень хорошие условия – нет возможностей. В России ситуация близка к золотой середине – возможность заниматься инвестиционным бизнесом есть и для этого созданы определенные условия. Если говорить о личных ощущениях, то мы работали в США, Норвегии, Шотландии, Румынии, в Африке, на Ближнем Востоке. И объективно – везде свои проблемы, в России на общем фоне все не так плохо.

– Но всегда есть что улучшить. Какие, усилия должно предпринять государство в формировании инвестиционного климата в России?

– Инвестиционная деятельность в России пробуксовывает не столько потому, что не созданы какие-то специальные условия, а потому, что большинство игроков этого рынка – основатели компаний, инвесторы, институты развития пока менее профессиональны, чем в Западном мире и даже, наверное, в Азиатском мире, хотя более профессиональны, чем на Ближнем Востоке и в Африке. Это объясняется очень просто: здесь занимаются венчурным инвестиционным бизнесом всего 20–30 лет, а на Западе – столетиями. Но у нас создано достаточно много для развития этой сферы. Например, есть доступные государственные деньги, которые можно привлечь, если есть реальный проект, повестка, и т.д.

– Какие особенности инвестиционного процесса в российском НГК можно отметить?

– Я бы отметил три вещи. Во-первых, наша нефтегазовая отрасль находится в фазе затянувшегося похмелья после успехов начала нулевых годов. Тогда любой проект был как сухая палка, которую достаточно воткнуть в землю, чтобы она заколосилась. Сейчас таких проектов почти нет, особенно в нефтегазе. В нынешней ситуации инвестиционной команде нужно обладать очень сильными компетенциями, чтобы все-таки находить перспективные проекты, более тщательно их просчитывать и набирать профессиональные команды управленцев.

Вторая особенность относится к индустриальным проектам во всем мире. Большая конкуренция за деньги инвесторов, причем конкурировать приходится не только внутри отрасли, но и с software проектами, в сфере ИТ, где продукт можно быстро создать, выпустить на рынок и получить возврат инвестиций. К таким продуктам можно отнести мобильные приложения, маркетплейсы, образовательные платформы. Неудивительно, что подобные проекты кажутся инвесторам более привлекательными, чем более долгие hardware истории, хотя на выходе они могут оказаться более прибыльными.

И третье, российские нефтегазовые проекты имеют меньшие оценки. Если хороший технологичный проект в Северной Америке может быть оценен около 30 млн долл., то в России аналогичный проект может стоить около за 5 млн долл. Но российские проекты сложнее и дольше масштабировать в глобальном периметре.

– Насколько продумана, удобна, целостна законодательная база, регулирующая инвестиционную деятельность?

– Сфера венчурного инвестирования развивается очень быстро, в ней постоянно появляется что-то новое. Законодательство, к сожалению, не успевает за этим, причем не только в России. А поскольку большинство инвестиционных инструментов появляется на Западе, то наше законодательство отстает еще сильнее. Но это не является препятствием для инвестиционной деятельности.

– Несколько последних лет были непростыми для экономики. Как это сказалось на деятельности инвестиционных компаний?

– Кризис – хорошее время для инвестиций. Но в периоды кризисов экономика работает медленно, начинает действовать правило “Cash is a King”. Те компании, которые вошли в кризис с достаточным количеством средств, чтобы делать инвестиции и развивать свой бизнес, выигрывают. Тем, у кого денег нет, приходится выживать, а не думать об инвестициях в сторонние проекты. У нас в фонде благоприятная финансовая ситуация, поэтому мы рассматриваем кризисное время, как время возможностей. Мы получаем сейчас доступ к проектам, в которые при нормальной работе экономики было бы трудно или очень дорого войти. Второй момент касается цен на энергоносители, при их снижении падает и привлекательность индустрии для инвестирования. Но мы считаем, что ключевым в отрасли являются не источники энергии – нефть, газ или солнечная энергия, а технологии, которые используется для получения, транспорта, хранения и бережливого использования энергии. Согласно исследованию «World Energy Outlook 2015» МЭА, к 2040 г. потребление энергии в мире вырастет на треть. Значит, инвестировать в сфере энергетики, в том числе, в нефтегаз будет выгодно.

– Фонд TerraVC – молодая компания, но у вас большой горизонт планирования, на чем основана такая уверенность в завтрашнем дне?

– Если говорить о фонде TerraVC, то он создан в 2019 г., но это не первый фонд под управлением нашей команды, в отрасли мы достаточно давно. Текущий портфель фонда включает 11 компаний. Сейчас в фонде более 25 инвесторов. В ближайшие два года мы собираемся довести объем средств под нашим управлением до 200 млн долл. И все это конкретные обоснованные планы, дающие нам уверенность в завтрашнем дне.

– По какому принципу выбирается объект инвестирования?

– У нас есть несколько критериев отбора проектов и очень жесткий процесс проверки проектов с привлечением мировых экспертов. Прежде всего, должна быть прорывная технология. Второй важный момент – сложность копирования. Поскольку у нас в основном hardware проекты, мы должны быть уверены, что технология, на разработку которой мы потратим несколько лет, надежно защищена от копирования. И наконец, у любой технологии должен быть значительный рынок сбыта. Но все эти факторы – производные от деятельности команды. Поэтому когда мы инвестируем в проект, мы прежде всего инвестируем в команду проекта.

– О каких суммах инвестиций в нефтегазовые компании идет речь?

– Наш средний начальный чек вложения в компанию от 500 тыс. до 1 млн долл. Но мы можем достаточно агрессивно наращивать эту сумму, при условии, что компания показывает хорошие результаты.

– Какова ваша цель как инвесторов?

– Заработать хорошую доходность для наших инвесторов, потому что в фонде достаточно большая часть денег, не наша собственная, а переданная нам в управление. И, конечно, прибыльность собственного бизнеса. Но мы хотим зарабатывать деньги с удовольствием, поэтому устраиваем совместные мероприятия с нашими инвесторами, горнолыжные выезды, например.

– Расскажите о предпринимательских рисках, с которыми приходится сталкиваться при инвестировании?

– Мы готовы принимать на себя технологические риски, но стараемся минимизировать риски предпринимательские. Другими словами: технология может не состояться, не взлететь – такова специфика инвестиций в технологии. Но если наш целевой продукт получится, мы должны быть уверены, что он будет продаваться. Мы не ставим перед собой задачу просто сделать прорывную с технологической точки зрения вещь, мы делаем вещи прорывные и востребованные на рынке.

– Когда деньги уже инвестированы, участвуете ли вы в управлении компанией?

– В начале деятельности фонда мы старались контролировать все. Сейчас мы уже понимаем, что правильно подобранные люди на разных уровнях управления, люди, чья мотивация привязана к доходности компании, гораздо более эффективны, чем инвесторы, занимающиеся операционным контролем. Со стороны фонда мы очень четко формируем и отслеживаем KPI компании, участвуем в тех процессах, где можем помочь: фандрейзинг, лидогенерация, привлечение международных экспертов и советников, поиск специалистов с уникальными компетенциями.

– Какие направления в нефтегазовой отрасли наиболее интересны?

– Самые быстрорастущие (более 20%) и высокодоходные сегменты – технологии закачивания скважин и наклонно-направленное бурение, цифровое месторождение, IIot и сенсорные роботы – это «голубой океан» нефтесервиса. ●

Keywords: *investment climate, oil and gas industry, portfolio companies, legal framework, venture capital Fund.*



Neftegaz.RU
номер 9/2020 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

УДК 665.6

АМУРСКИЙ ГПЗ – основа газохимического кластера Дальнего Востока России

Илья Громов



НА АМУРСКОМ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ (ГПЗ), КОТОРЫЙ ВОЗВОДИТСЯ В РАМКАХ ВОСТОЧНОЙ ГАЗОВОЙ ПРОГРАММЫ «ГАЗПРОМА», ПРИСТУПИЛИ К ПУСКОНАЛАДОЧНЫМ РАБОТАМ (ПНР) НА ПЕРВОМ ПУСКОВОМ КОМПЛЕКСЕ

THE COMMISSIONING WORKS AT THE FIRST COMMISSIONING AND START-UP COMPLEX OF THE AMUR GAS PROCESSING PLANT CONSTRUCTED WITHIN THE FRAMEWORK OF EASTERN GAS PROGRAM OF GAZPROM, HAVE STARTED

Ключевые слова: *Амурский ГПЗ, газохимический кластер, Дальний Восток, природный газ, «Сила Сибири».*

До ввода Амурского ГПЗ в эксплуатацию осталось меньше года. Завод будет извлекать ценные фракции из природного газа, поступающего по газопроводу «Сила Сибири». Также Амурский ГПЗ станет поставщиком сырья для Амурского газохимического комплекса (ГХК) СИБУРа, который будет производить полиэтилен и полипропилен. Старт реализации этого проекта 18 августа дал председатель правительства России Михаил Мишустин. Таким образом, на ресурсной базе «Газпрома» создается крупнейший в России газоперерабатывающий и газохимический кластер, что, по минимальным прогнозам, позволит до 2040 года увеличить объем несырьевого экспорта России на 4,6 трлн руб. Синергетический эффект от совместной работы двух крупных предприятий даст более чем двукратный рост доходов бюджета Амурской области в ближайшие 10 лет.

ФАКТЫ

42 млрд м³

сырьевого газа в год – проектная мощность Амурского ГПЗ

«Сила Сибири» в основе

Сырьевой основой обоих заводов являются поставки природного газа с Чаяндинского и Ковыктинского месторождений по газопроводу «Сила Сибири», запущенному в эксплуатацию в декабре 2019 года. Магистраль заложила основу для дальнейшей, более интенсивной газификации Дальнего Востока России, а также позволила организовать трубопроводные поставки голубого топлива в Китай. Для повышения эффективности трубопроводного проекта и создания нового центра глубокой переработки газа на Дальнем Востоке вблизи города Свободного строится Амурский ГПЗ, который станет одним из самых крупных в мире. Его проектная мощность – 42 млрд м³ в год. Проект строительства Амурского ГПЗ включает шесть технологических линий, каждая мощностью 7 млрд м³ в год, а также три установки очистки и сжижения гелия, каждая мощностью 20 млн м³ газа в год. Первый пусковой комплекс, включающий две технологические линии, в том числе первую гелиевую установку, планируется запустить в эксплуатацию уже в 2021 году.

Для реализации проекта строительства первого газоперерабатывающего завода на Дальнем Востоке России в 2014 году в рамках Группы «Газпром» было создано специализированное предприятие – ООО «Газпром переработка Благовещенск». Сегодня оно является инвестором и заказчиком строительства Амурского ГПЗ, а в дальнейшем станет его эксплуатирующей организацией. Управляет проектом АО «НИПИГАЗ» – ведущий российский центр по управлению проектированием, поставками, логистикой и строительством.

В декабре 2019 года компаниями «Газпром» и «Газпром переработка Благовещенск» осуществлена сделка по привлечению проектного финансирования общим объемом 11,4 млрд евро на строительство Амурского ГПЗ. Средства предоставляют 22 европейских, азиатских и российских банка.

Ценные фракции

На Амурском ГПЗ из сырьевого газа будут извлекаться ценные компоненты для более глубокой переработки на территории России. В их числе:

- Более 2 миллионов тонн этана и 1,5 млн тонн сжиженных углеводородных газов (СУГ, пропан и бутан) в год. Основным их потребителем станет Амурский ГХК. Произведенный из этана полиэтилен найдет свое применение в автомобильной промышленности, при изготовлении упаковочных материалов, медицинского оборудования, деталей сложной технической аппаратуры, а также в строительстве, ЖКХ, сельском хозяйстве, пищевой промышленности, производстве товаров широкого потребления.
- 200 тысяч тонн пентан-гексановой фракции в год. Она используется в качестве сырья для получения высокооктанового бензина, каучуков, углеводородных растворителей и других продуктов.
- 60 млн м³ гелия в год. Это крайне востребованный элемент для высокотехнологичных отраслей промышленности, его можно обнаружить в ряде энергосберегающих ламп в составе смеси газов. Гелий входит в состав «искусственного воздуха» для водолазов, медицинских дыхательных



смесей, с его помощью выявляют утечки, используют в космических летательных аппаратах для создания избыточного давления в топливных баках. Еще одна важная сфера использования гелия – создание чистых сред для производства оптоволоконного кабеля и жидкокристаллических экранов. Жидкий гелий также нужен для изучения криогенных процессов, получения эффекта сверхпроводимости при сверхнизких температурах, создания на ее основе сверхсильных магнитных полей, которые нужны для работы адронного коллайдера и других устройств для масштабных научных исследований. Большие выгоды сулит применение холода жидкого гелия в энергетике больших мощностей. Переход на сверхпроводящие материалы в линиях электропередачи большой протяженности, турбогенераторах, электродвигателях, трансформаторах и т.д. позволит значительно уменьшить их массу и размеры, увеличить единичную мощность в сотни раз, уменьшить потери электроэнергии. В медицине жидкий гелий необходим в магнитно-резонансных томографах.

После извлечения из сырьевого газа ценных компонентов для дальнейшей переработки на территории РФ, очищенная метановая фракция будет поставляться в Китай согласно заключенному долгосрочному контракту. В 2020 году в КНР поставят 5 млрд м³, вывод на плановые мощности в 38 млрд м³ ожидается в январе 2025 года.

Пик строительства

Максимум строительных работ приходится на нынешний 2020 год. На площадке строительства Амурского ГПЗ работает свыше 60 подрядных организаций. Общая численность строительного персонала – порядка 30 тыс. человек. Здесь работают не только россияне, но и граждане Германии, Китая, Италии, Сербии, Турции и стран-участниц СНГ. Иностранные и российские специалисты представлены как в составе инженерно-технических работников, так и среди строительных рабочих.

Почти стометровые колонны газоразделения установлены уже на четырех из запланированных шести технологических линиях Амурского ГПЗ. Общий прогресс по проекту строительства нового газоперерабатывающего завода в Приамурье в августе 2020 года составил 65,7%. Прогресс реализации первого пускового комплекса (две технологические линии, а также гелиевая установка) – 77%.

ФАКТЫ

2 млн тонн этана,

1 млн тонн пропана,

500 тыс. тонн бутана,

200 тыс. тонн пентан-гексановой фракции,

60 млн м³ гелия

ежегодно будет выпускать Амурский ГПЗ

На первых трех из шести технологических линий Амурского ГПЗ полностью смонтировано основное лицензионное оборудование по разделению газа. На первом пусковом комплексе (первая и вторая линии – ввод в эксплуатацию в мае 2021 года) завершена теплоизоляция основного технологического оборудования, полным ходом идут пусконаладочные работы. Производится передача систем компрессорных станций первой технологической линии под маслопромывку. Идут испытания технологических трубопроводов.

На 3-й и 4-й линиях также осуществляется монтаж металлоконструкций на всех установках, проводятся укрупнительная сборка двухтрубных секций технологического трубопровода, изоляция адсорберов осушки сырьевого газа, устройство заземляющего контура, покраска технологического трубопровода антикоррозийной защитой. Выполняется нанесение огнезащитного состава на металлоконструкции для 4-й технологической линии. На 5-й и 6-й линиях в этом году начался монтаж оборудования, в частности уже установлены колонны выделения пропана и бутана, продолжаются земляные и фундаментные работы.

Одновременно проводятся ПНР в главной распределительной энергоподстанции и по объектам энергохозяйства. Завершаются работы по приоритетным узлам учета газа. Ведется строительство объектов общезаводского хозяйства, в том числе обустройство товарно-сырьевой базы (ТСБ). Она предназначена для приема, хранения и отгрузки готовой продукции. ТСБ состоит из 20 шаровых резервуаров, которые образуют три парка хранения. В настоящий момент завершается монтаж шаровых резервуаров.

Продолжается монтаж автоматизированной системы управления технологическими процессами. Всего на объектах первого пускового комплекса смонтировано более 650 шкафов систем автоматизации производства компании ПАО «Газпром автоматизация». Они обеспечат контроль свыше 8 тысяч параметров технологических процессов переработки газа и его компримирования перед подачей в магистральный газопровод «Сила Сибири». Кроме того, системы автоматизации позволят вести мониторинг более 34 тысяч показателей работы объектов общезаводского хозяйства.

В конце августа 2020 года доставлена последняя из запланированных в навигацию 2020 года партий крупногабаритного оборудования для строительства Амурского ГПЗ. На временный причал проекта на реке Зее прибыли адсорберы, предназначенные для установки осушки и очистки сырьевого газа 5-й технологической линии завода. В составе каждой подобной установки по пять адсорберов. Они позволят удалять влагу и примеси из сырьевого газа, поступающего на Амурский ГПЗ. Это необходимо для повышения эффективности процесса газоразделения при сверхнизких температурах.

При подготовке к транспортировке проделана работа по обеспечению безопасного судоходства на реке Зее, в том числе дноуглубление по маршруту движения судов. План навигации 2020 года выполнен полностью.

ФАКТЫ

30 000

строителей возводят Амурский ГПЗ



Установка колонны выделения метана

Всего в ходе нынешней навигации, продлившейся с начала июня до конца августа 2020 года, в российский порт Де-Кастри из-за границы тремя морскими судами доставили 50 единиц крупногабаритного тяжеловесного груза (КТГ) общим весом около 8 тыс. тонн. После перегрузки на 13 баржебуксирных составов, КТГ был направлен по рекам Амуру и Зее на временный причал Амурского ГПЗ. В их числе крупногабаритные крупнотоннажные грузы: колонна выделения метана (вес – 780 тонн, длина – 88 метров), колонна выделения этана (вес – 110 тонн, длина – 40 метров), две колонны удаления азота (848 и 388 тонн), депропанизатор и дебутанизатор, другое оборудование, предназначенное для 4-й технологической линии Амурского ГПЗ. Для погрузо-разгрузочных работ на временном причале Амурского ГПЗ были смонтированы краны грузоподъемностью 1350 и 750 тонн. От временного причала до строительной площадки грузы максимально аккуратно, со скоростью движения пешехода перевозили на специальных самоходных модульных транспортерах. Транспортировка проходила с соблюдением всех норм безопасности, преимущественно в ночное время, чтобы не мешать движению автомобилей по дорогам. В настоящий момент прибывшие деметанизатор, колонна выделения этана и две колонны удаления азота уже установлены на 4-й линии.

Синергия АГПЗ и АГХК

18 августа на строительной площадке в непосредственной близости от Амурского ГПЗ была забита первая тестовая свая в основание Амурского ГХК. Торжественная церемония прошла в режиме видеоконференцсвязи с участием премьер-министра РФ Михаила Мишустина, вице-премьера Юрия Борисова, министра финансов Антона Силуанова, министра по развитию Дальнего Востока и Арктики Александра Козлова, губернатора Амурской области



Первая тестовая свая Амурского ГХК

Василия Орлова, председателя правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера и главы «СИБУР Холдинга» Дмитрия Конова.

Амурский ГХК станет одним из крупнейших и современных в мире заводов по производству базовых полимеров: 2,3 млн тонн полиэтилена и 400 тыс. тонн в год полипропилена. Основным сырьем станут этановая фракция и сжиженные углеводородные газы с Амурского ГПЗ, которые будут поступать в объеме до 3,5 млн тонн в год. В проект заложено более 150 цифровых и автоматизированных решений, возможность круглосуточного дистанционного мониторинга и управления большинством технологических блоков.

Строительство комплекса будет синхронизировано с постепенным выходом на полную мощность Амурского ГПЗ. Ориентировочные сроки завершения строительства и пусконаладочных работ на Амурском ГХК – 2024–2025 гг.

Предприятие внесет существенный вклад в реализацию национальной программы развития несырьевого экспорта: производительность комплекса в 1,35 раза превысит весь объем российского экспорта полимеров в 2019 году. Совместные инвестиции «Газпрома» и «СИБУРа» в переработку позволят существенно нарастить объем несырьевого экспорта из России. Эксперты считают, что в перспективе до 2040 года он увеличится на 4,6 трлн руб. Вместе с Амурским ГПЗ газохимический комплекс обеспечит рост доходов бюджета Амурской области в 2,5 раза к 2024 году. Значимая роль проекта закреплена в соглашении о включении Амурского ГХК в число резидентов ранее созданной ТОР Свободный, которое 18 августа было подписано между Амурским ГХК и Корпорацией развития Дальнего Востока.

«Мы создаем новую точку роста, даем импульс развитию экономики всего региона. Здесь будут созданы тысячи новых рабочих мест, появится транспортная и социальная инфраструктура.

ФАКТЫ

3,5 млн т

этана и СУГ ежегодно будет поставлять Амурский ГПЗ для переработки на Амурский ГХК

Я надеюсь, что это изменит не только экономические показатели, но и сделает жизнь людей более комфортной. Газохимический комплекс в связке с Амурским ГПЗ – это совместный потенциал двух крупных предприятий, который даст экономике мультипликативный эффект. Это яркая страница в истории России и Дальнего Востока», – заявил в ходе торжественной церемонии старта строительства Амурского ГХК председатель правительства Российской Федерации Михаил Мишустин.

«Для реализации проекта строительства Амурского ГХК, бюджет которого мы оцениваем в более 800 млрд рублей, нам нужно было выполнить пять важных промежуточных условий. Первое из них – синхронизация со строительством Амурского ГПЗ «Газпрома». И сейчас мы видим готовность Амурского ГПЗ на 66%. А полный объем, достаточный для производства нефтехимической продукции на Амурском ГХК, будет обеспечен к 2024 году», – заявил председатель правления ПАО «СИБУР Холдинг» Дмитрий Конов.

Важно отметить, что решение о строительстве Амурского ГХК стало возможным благодаря инвестициям «Газпрома» в Восточную газовую программу. Об этом Дмитрий Конов говорил ранее, в ходе своего выступления на Восточном экономическом форуме-2019:

«Восточная газовая программа «Газпрома» – это много десятков миллиардов инвестиций, которые включают разработку двух новых месторождений, строительство «Силы Сибири», строительство Амурского ГПЗ, чтобы выделять этан, пропан-бутан и другие фракции. Нашего проекта не было бы без этих инвестиций. Проект строительства Амурского ГПЗ создает основу для нашего проекта».

Коронавирус – не помеха

Строительство Амурского ГПЗ ведется по плану, пандемия новой коронавирусной инфекции не отразилась на сроках ввода завода в эксплуатацию.

Антикоронавирусные меры принимаются на стройплощадке и в вахтовых городках с конца февраля 2020 года. Под постоянным контролем Роспотребнадзора введен комплекс санитарных мер:

- строительство ведется в режиме «закрытого контура», ограничен выход строителей за территорию Амурского ГПЗ, на завод проезжает транспорт только со спецпропусками;
- регулярно проводится дезинфекция переговорных, кабинетов, столовых, общежитий, других мест общего пользования, а также всего транспорта;
- действует масочный режим, в постоянном доступе дезинфекторы и антисептики для рук;
- организована регулярная термометрия работников в вахтовых поселках, на строительной площадке и на КПП;
- часть работников, занятых в административном управлении, были выведены на дистанционный режим работы. На территории завода работали только те сотрудники, работа которых сосредоточена непосредственно на площадке;
- создан запас лекарственных средств и дезинфекторов; средств индивидуальной защиты для профилактики коронавирусной инфекции (медицинские маски и перчатки, антисептики);
- систематически проводится тестирование строительного персонала для выявления заболевших и инфицированных;
- введен протокол действий по разведению потоков людей, изолированию и отселению контактировавших с инфицированными, процессу демобилизации после лечения, либо возвращения на работу, распределению людей по обсерваторам и лечебным учреждениям;
- для прибывающих на строительство введен регламент 14-дневной обсервации в регионах вылета: Новосибирской, Свердловской, Московской и Волгоградской областях. Росавиация согласовала режим «чистого коридора» для авиаперевозки сотрудников в Амурскую область.

Созданы пять обсерваторов на 620 мест в вахтовых городках Амурского ГПЗ, дополнительно обсерваторы организованы в трех санаториях, летнем лагере, трех общежитиях в радиусе 200 км от площадки Амурского ГПЗ. Переоборудован под обсерватор для бессимптомных носителей с положительным диагнозом старый военный госпиталь в г. Свободном. На территории Амурского ГПЗ построен новый медицинский центр с современным комплексом компьютерной томографии и ПЦР-лабораторией, рассчитанный на 88 коек.

В июне 2020 года на стройплощадке Амурского ГПЗ, а также в г. Свободном силами подразделения химической и биологической защиты 35-й армии проведена масштабная профилактическая дезинфекционная обработка мест массового пребывания людей. Военные провели обработку более 200 тысяч кв. м площади, в том числе жилых и общих помещений вахтовых поселков, столовых, магазинов, офисов, переговорных и других мест общего пользования в зонах проживания вахтового персонала, а также транспортных средств, контрольно-пропускных пунктов и подъездных дорог.

ФАКТЫ

2500

новых рабочих мест будет создано на Амурском ГПЗ

В 2025 году

Амурский ГПЗ выйдет на проектную мощность

Требуются профессионалы

С начала 2019 года компания «Газпром переработка Благовещенск» начала набор производственного персонала для участия в пусконаладочных работах и эксплуатационного персонала, который составит основу трудового коллектива будущего предприятия. После выхода на проектную мощность в 2025 году на Амурском ГПЗ будут работать порядка 2500 сотрудников, которым гарантируется соблюдение Трудового кодекса, конкурентный уровень заработной платы, добровольное медицинское страхование (включая несовершеннолетних детей), дополнительные оплачиваемые отпуска и корпоративное обучение.

Для эксплуатационного персонала Амурского ГПЗ в г. Свободном планируется строительство жилого микрорайона на 5000 человек с общеобразовательной школой, детским садом, поликлиникой, Домом культуры, спортивным комплексом. Всего в новом микрорайоне построят 36 таунхаусов и 42 многоквартирных дома (в общей сложности 1688 квартир). ●

Keywords: *Amur gas processing plant, gas chemical cluster, far East, natural gas, "Power of Siberia".*

Вакансии Амурского ГПЗ размещены на официальном сайте ООО «Газпром переработка Благовещенск» **http://blagoveshchensk-pererabotka.gazprom.ru** и на портале по трудоустройству **www.hh.ru**.

Резюме можно направлять в Управление по работе с персоналом ООО «Газпром переработка Благовещенск» по адресу электронной почты: **ok@amurgpz.ru**

Neftegaz.RU
номер 9/2020 г.

УДК 662.7

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЕВРО-6 БЕЗ ОКСИГЕНАТОВ

Возможность получения бензина с высоким октановым числом без вовлечения октаноповышающих добавок на российских НПЗ

Дауди Дауддин Ильясович
председатель научного комитета студенческого научного общества, факультет химической технологии и экологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Нуржиц Серафим Игоревич
факультет химической технологии и экологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Чернышева Елена Александровна
заместитель заведующего кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, профессор



В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЛУЧЕНИЯ БЕНЗИНА КЛАССА «ЕВРО-6» НА УСЛОВНОМ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ЗАВОДЕ, КОТОРЫЙ ВКЛЮЧАЕТ УСТАНОВКИ: ЭЛОУ АВТ-6, УСТАНОВКИ ИЗОМЕРИЗАЦИИ И КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА, А ТАКЖЕ УСТАНОВКИ ВАКУУМНОЙ ПЕРЕГОНКИ, ГИДРООЧИСТКИ И КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА. ПОКАЗАНО, ЧТО ТАКОЙ СОСТАВ УСТАНОВОК ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧИТЬ ТОВАРНЫЙ БЕНЗИН КЛАССА «ЕВРО-5», ОДНАКО, ДАННОГО НАБОРА ТЕХНОЛОГИЙ НЕДОСТАТОЧНО ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА СОВРЕМЕННОГО ТОПЛИВА С ЕЩЕ БОЛЕЕ НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ, БЕНЗОЛА И ОЛЕФИНОВ. В РАБОТЕ БЫЛО ПРЕДЛОЖЕНО РАССМОТРЕТЬ ВОЗМОЖНОСТЬ ПОЛУЧЕНИЯ БЕНЗИНА, ОТВЕЧАЮЩЕГО СОВРЕМЕННЫМ ТРЕБОВАНИЯМ СТАНДАРТА «ЕВРО-6» БЕЗ ВОВЛЕЧЕНИЯ ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ДОБАВОК ПУТЕМ РАСШИРЕНИЯ СОСТАВА ПРОЦЕССОВ НПЗ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА СЧЕТ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, НЕ ПОЛУЧИВШИХ ЕЩЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ, НО ПОЗВОЛЯЮЩИХ КАК УВЕЛИЧИТЬ КОЛИЧЕСТВО БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ, ТАК И УЛУЧШИТЬ ОКТАНОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БЕНЗИНОВОГО ПУЛА ПРИ СОХРАНЕНИИ ТРЕБУЕМЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК*

THIS PAPER DEALS WITH THE POSSIBILITY OF OBTAINING GASOLINE OF EURO-6 CATEGORY AT THE RUSSIAN OIL REFINING PLANT INCLUDING THE FOLLOWING UNITS: CDU VDU-6, IZOMERIZATION AND CATALYTIC REFORMING UNITS AND VACUUM DISTILLATION, HYDRO TREATMENT AND CATALYTIC CRACKING UNITS. THE CURRENT COMPOSITION OF COMMERCIAL GASOLINE SATISFYING THE REQUIREMENTS OF THE GASOLINE OF EURO-6 CATEGORY BUT LOWER THAN THE MODERN CATEGORY REGARDING THE CONTENT OF OLEFIN, BENZOL AND TOTAL CONTENT OF AROMATIC COMPOUNDS WAS ANALYZED. THE AUTHORS SUGGESTED INTRODUCING THE FOLLOWING: FLEXICOKING CARBONIZATION UNIT, ALKYLENE ALKYLATION UNIT, HYDROCRACKING AND REFORMING UNIT (WITH EXTRACTION TO THE CURRENT WORKFLOW OF THE PLANT); AS A RESULT, THE GASOLINE MEETING THE MODERN REQUIREMENTS OF THE EURO-6 STANDARD WAS OBTAINED WITHOUT INVOLVING OCTANE-RAISING ADDITIVES

Ключевые слова: *переработка нефти, высокооктановый бензин, Евро-6, поточная схема, Flexicoking, Alkylene.*

На сегодняшний день все более жесткие требования предъявляются к качеству товарных бензинов. В частности, это касается ограничений, накладываемых на содержание в них олефинов, бензола, ароматических углеводородов и сернистых соединений. При их сгорании в выхлопы моторных двигателей в больших количествах попадают такие соединения, как монооксид углерода, диоксид серы, сажа и другие вредные для здоровья вещества. Кроме того, многие ароматические углеводороды (в частности, бензол) и сами являются высокотоксичными веществами. Современный класс бензинов «Евро-5» стал эталонным топливом в плане экологии. Ограничения в содержании серы не более 10 ppm серьезно повлияли на уменьшение выбросов вредных веществ в атмосферу. Однако рынок диктует условия к переходу на все более экологически чистое топливо. Так производители сформировали требования к качеству бензинов класса «Евро-6», которые представлены в таблице 1 [1].

ФАКТЫ

10 ppm

порог содержания серы, существенно снижающий выбросы вредных веществ в атмосферу

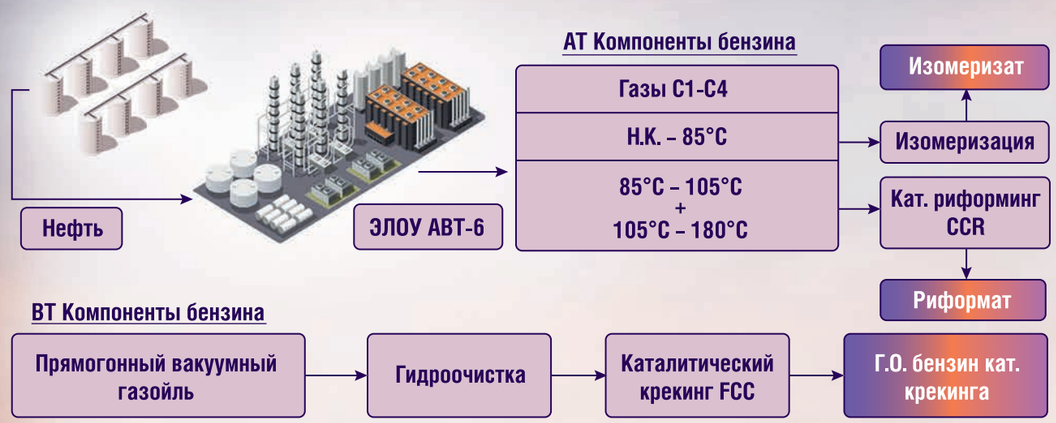
Отличие бензинов экологического стандарта Евро-6 по сравнению с Евро-5 заключается в меньшем содержании бензола, ароматических углеводородов и олефинов. Все это приводит к тому, что использование риформата и бензина каталитического крекинга в качестве компонентов товарного бензина должно быть ограничено.

* *данная работа выполнялась в рамках конкурса работ молодых специалистов от компании АО «Газпромнефть-МНПЗ».*

ТАБЛИЦА 1. Требования к товарным бензинам различных экологических стандартов

Показатели	Евро-3	Евро-4	Евро-5	Евро-6
Содержание бензола, %масс. не более	1,0	1,0	1,0	0,8
Содержание серы, ppm, не более	150	30	10	10
Содержание ароматических углеводородов, % об. не более	42	35	35	24
Содержание олефиновых углеводородов, % об. не более	18	14	14	11
Содержание кислорода, % масс. не более	2,7	2,7	2,7	2,7
Наличие моющих присадок	Обязательное	Обязательное	Обязательное	Обязательное
Выбросы NOx, г/кВт· ч	5,0	3,5	2,0	0,46

РИС. 1. Базовый вариант поточной схемы по получению товарного бензина ЕВРО-5



В связи с чем, представляет интерес разработка вариантов схем и концепций производства топлив экологического стандарта ЕВРО-6, в том числе без использования октанповышающих добавок, а также оценка возможности и перспектив их реализации.

Производство бензинов Евро-5 на сегодняшний день осуществляется на нефтеперерабатывающих предприятиях различного уровня сложности и технологичности. В качестве усредненной типичной схемы, используемой для производства высокооктановых бензинов, рассматривался НПЗ, в состав которого входят следующие установки: ЭЛОУ АВТ-6, гидроочистки, изомеризации, каталитического риформинга CCR и каталитического крекинга FCC (рисунок 1).

В качестве исходных данных были выбраны:

- установка АВТ мощностью 1000 т/час, продуктами которой являются такие фракции, как: фракция н.к. – 85 °С (4 % мас. на нефть); фракция 85–105 °С (2,5 % мас. на нефть); фракция 105–180°С (5,5 % мас. на нефть); прямогонный вакуумный газойль (25,0 % мас. на нефть);
- установка изомеризации мощностью 40 т/час: углеводородный газ (0,2 % мас. на нефть), изомеризат (3,8 % мас. на нефть), потери (0,01 % мас. на нефть);

ФАКТЫ

Евро-6

отличается от Евро-5 меньшим содержанием бензола, ароматических углеводородов и олефинов

- установка каталитического риформинга CCR мощностью 80 т/час: углеводородный газ (0,2 % мас. на нефть), ВСГ (0,2 % мас. на нефть), сжиженный газ (0,1 % мас. на нефть), риформат (7,6 % мас. на нефть), потери (0,1 % мас. на нефть);
- установка каталитического крекинга FCC 225 т/час: углеводородный газ (0,8 % мас. на нефть), сжиженный газ (2,9 % мас. на нефть), бензин каталитическиго крекинга (11,25 % мас. на нефть), легкий вакуумный газойль (3,0 % мас. на нефть), тяжелый вакуумный газойль (3,95 % мас. на нефть), кокс плюс потери (0,7 % мас. на нефть).

Для определения параметров получаемого товарного бензина была составлена карта смешения бензинов, которая представлена в таблице 2 [2].

На основании изложенных данных был сделан вывод, что базовый

ТАБЛИЦА 2. Рецептура смешения и характеристика смесевых компонентов базового бензина

	m, т/ч	% об.	% масс.	ОЧИ	ОЧМ	ДНП, кПа	Плотность при 15 °С, кг/м³	Содержание веществ, % об.		
								Олефины	АУВ	Бензол
Бензин кат. крекинга FCC	112,5	50,4	49,7	92,1	82,2	45,2	739,4	30,62	18,76	0,48
Риформат CCR	76,0	30,5	33,6	104,2	92,6	27,2	826,5	0,44	72,21	2,36
Изомеризат	38,0	19,1	16,8	89,9	87,0	62,2	660,5	0,00	0,00	0,00
∑	226,5	100,0	100,0							

ТАБЛИЦА 3. Характеристика бензина, полученного по базовому варианту

	Значения показателей бензина, полученного по базовому варианту	Нормы значений показателей бензина ЕВРО-6
ОЧИ	95,79	не менее 92/95/98
ОЧМ	86,60	не менее 83/85/88
ДНП, кПа	42,01	35–100
Плотность, кг/м³	755,39	725–780
Олефины, % об.	15,58	не более 11,00
АУВ, % об.	31,48	не более 24,00
Бензол, % масс.	1,12	не более 0,80

вариант поточной схемы позволяет получить бензин, соответствующий современным эксплуатационным требованиям (ОЧИ = 95,79; ОЧМ = 86,60; ДНП = 42,01 кПа, плотность = 755,39 кг/м³) [3] даже без вовлечения высокооктановых добавок, но не позволяет производить топливо экологического класса Евро-6 (таблица 3).

В связи с этим авторами были предложены варианты модернизации базовой поточной схемы НПЗ (рисунок 2), с включением в состав НПЗ нескольких современных процессов, позволяющих получить компоненты высокооктанового бензина класса Евро-6.

Одним из процессов, позволяющих получать бензин с высоким октановым числом без вовлечения октаноповышающих добавок (оксигенатов), является процесс получения толуола на базе установки риформинга фракции 85–105 °С с последующей

ФАКТЫ

Толуол

обладает высоким октановым числом (ОЧИ = 121), меньшим классом опасности по сравнению с бензолом, а его содержание в бензине ограничивается общим содержанием АУВ

экстракцией толуола. Толуол обладает высоким октановым числом (ОЧИ = 121), меньшим классом опасности по сравнению с бензолом, а его содержание в бензине ограничивается только общим содержанием ароматических углеводородов (АУВ).

Для увеличения содержания изокомпонентов и уменьшения количества бензола и АУВ в товарном бензине процесс каталитического риформинга совмещают с установкой селективного гидрокрекинга. Суть данного процесса заключается в том, что исходное сырье (фракция 105–180 °С) сначала поступает в реактор селективного гидрокрекинга, где превращению на катализаторах на основе СВК-цеолитов подвергаются в основном высококипящие парафины. В результате образуются низкомолекулярные изопарафины. Далее происходит фракционирование продуктов гидрокрекинга на газы C_1-C_4, изокомпонент (изомеризат состава C_5-C_6) и фракцию 85–180 °С, которая направляется на риформинг (рисунок 3) [4].

Так как алкилат обладает сравнительно высоким октановым числом и не содержит компонентов, регламентированных

РИС. 2. Модернизация поточной схемы

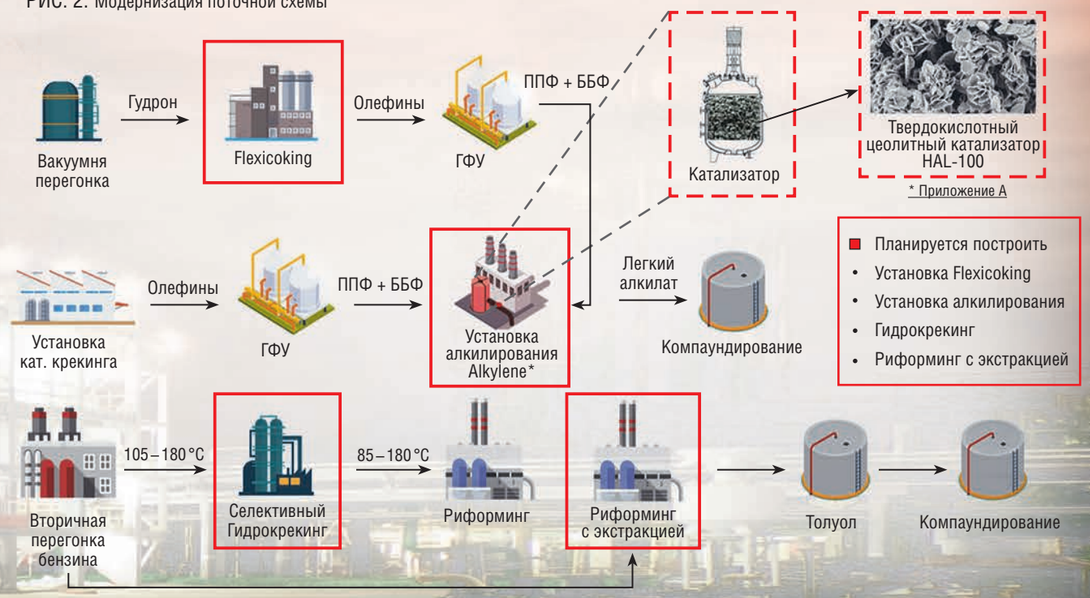


РИС. 3. Поточная схема переработки компонентов АТ



стандартом Евро-6, увеличение его содержания обуславливает необходимость внедрения установки коксования «Flexicoking» компании ExxonMobil, которая позволяет получить большее количество непредельных газов по сравнению с установкой замедленного коксования (УЗК) [5]. Особенностью данного процесса является то, что кокс газифицируют с получением топливного газа с низким содержанием соединений серы, что позволяет получать: газы C_1–C_4 и бензин Н.К. – 180 °C из гудрона.

При этом планируется создание отдельной линии для отвода олефинов с данной установки на газофракционирующую установку (ГФУ) непредельных углеводородов, откуда далее бутан-бутиленовая фракция (ББФ) направляется на процесс алкилирования «Alkylene» компании UOP (рисунок 4). Особенностью технологии «Alkylene» является использование твердокислотного цеолитсодержащего катализатора HAL-100 вместо обычных минеральных кислот (H_2SO_4, HF).

ФАКТЫ

Бензин

полученный по модернизированной поточной схеме, удовлетворяет как техническим требованиям Аи-95, так и экологическому стандарту Евро-6

Данный катализатор представляет собой систему $AlCl_3/Al_2O_3$, модифицированную катионами калия и нанесенным металлом VIII группы (Pt, Pd или Ni). HAL-100 обладает высокой активностью, селективностью, стабильностью, а его регенерация не требует дожига [6]. Отсутствие кислот в данном процессе позволяет избежать образования кислого гудрона, что делает технологию «Alkylene»

РИС. 4. Поточная схема переработки компонентов ВТ и ГФУ



ТАБЛИЦА 4. Рецептура смешения и характеристика смесевых компонентов

	m, т/ч	% об.	% масс.	ОЧИ	ОЧМ	ДНП, кПа	Плотность при 15 °C, кг/м³	Содержание веществ, % об.		
								Олефины	АУВ	Бензол
Бензин кат. крекинга	95,0	34,6	35,2	92,1	82,2	45,2	739,4	30,62	18,76	0,48
Изорифформат	64,7	22,1	24,0	102,2	91,4	27,2	790,0	1,50	67,00	0,50
Изокомпонент	11,1	4,6	4,1	86,0	83,5	63,3	650,0	0,00	1,00	0,01
Изомеризат	59,8	24,4	22,2	89,9	87,0	62,2	660,5	0,00	0,00	0,00
Алкилат	30,7	11,8	11,4	97,5	93,6	35,0	700,3	0,00	0,00	0,00
Толуол	8,2	2,5	3,1	121,0	111,0	7,2	870,4	0,00	100,00	0,00
∑	269,5	100,0	100,0							

экологически безопасной. Также данный процесс подразумевает возможность интеграции с изомеризующей установкой «Butamer», благодаря которой удается изомеризовать бутан в изобутан с высокой селективностью. За счет этого полученный алкилат обладает более высоким качеством (ОЧ выше на 2–3 пункта по сравнению с вариантом, в котором установка Butamer отсутствует) [7].

На основании предложенной схемы был рассчитан материальный баланс установок, в результате чего была составлена карта смешения бензинов, которая представлена в таблице 4, и определено содержание каждого компонента.

На основании карты смешения компонентов бензина были определены его параметры. Как видно из таблицы 5, бензин, полученный по модернизированной поточной схеме, удовлетворяет как техническим требованиям Аи-95, так и экологическому стандарту Евро-6.

Авторы статьи разработали схему получения высокооктанового бензина класса Евро-6 без вовлечения октанповышающих добавок, а также предложили внедрить установки: коксования Flexicoking, алкилирования Alkylene, гидрокрекинга и риформинга с экстракцией в текущую поточную схему завода. Исходя из рассчитанных материальных балансов была получена карта смешения бензинов на основании которой был сделан вывод, что полученный бензин удовлетворяет требованиям экологического стандарта «Евро-6». Настоящая схема носит теоретический характер, и целесообразность ее промышленного применения требует подтверждения в программах по моделированию установок переработки нефти и поточных схем НПЗ с применением оптимизационных систем линейного программирования.

ФАКТЫ

Алкилат

обладает высоким октановым числом и не содержит компонентов, регламентированных стандартом Евро-6, увеличение его содержания обуславливает необходимость внедрения установки коксования «Flexicoking», которая позволяет получить большее количество непредельных газов по сравнению с УЗК

ТАБЛИЦА 5. Характеристика бензина, полученного по модернизированному варианту

	Полученное значение	Нормы значений показателей бензина ЕВРО-6
ОЧИ	95,28	не менее 92/95/98
ОЧМ	87,72	не менее 83/85/88
ДНП, кПа	43,08	35–100
Плотность, кг/м³	729,88	725–780
Олефины, % об.	10,93	не более 11,00
АУВ, % об.	23,85	не более 24,00
Бензол, % масс.	0,34	не более 0,80

Литература

1. *Жуков К.Г., Акбарова Э.И., Иванова К.В. Экологические аспекты применения бензина каталитического крекинга и методы улучшения его качества // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2019. № 1. С. 220. URL: http://ogbus.ru/files/ogbus/issues/1_2019/ogbus_1_2019_p218-233.pdf (дата обращения: 24.06.2020). DOI: 10.17122/ogbus-2019-1-218-233.*
2. *Киргина М.В. Оптимизация рецептур смешения бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы. // Neftegaz.RU. 2019. №9 (93). С. 70–74.*
3. *ГОСТ 32513-2013. Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия. – Москва: Стандартинформ, 2014. – 15 с.*
4. *Буй Чонг Хан. Получение высокооктановых автомобильных бензинов с пониженным содержанием ароматических углеводородов: дис…. канд. техн. наук. Уфа: УГНТУ, 2008. – 125 с.*
5. *Капустин В. М., Гуреев А. А. Технология переработки нефти в 4-х частях. Часть вторая. Физико-химические процессы. – М.: Химия, 2015. – С. 124.*
6. *Р.А. Мейерс (ред.). Основные процессы нефтепереработки. Справочник: пер. с англ. 3-го изд. / [Р. А. Мейерс и др.]; под ред. О.Ф. Глаголевой, О. П. Лыкова. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2011. – С. 53–59.*
7. *Ширияданов Р.Р. Научно-прикладные основы процесса алкилирования изобутана олефинами на цеолитсодержащих катализаторах: дис. … д-р. техн. наук: 05.17.07. – Уфа: УГНТУ, 2017. – С. 57–58.*

KEYWORDS: *oil refining, high-octane gasoline, Euro-6, flow diagram, Flexicoking, Alkylene.*

АВТОБЕНЗИНЫ КЛАССА ЕВРО-5

Новые российские конкурентоспособные технологии производства



ОБВАЛ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ ЗАСТАВЛЯЕТ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩУЮ ОТРАСЛЬ СТРАНЫ ПРИНИМАТЬ ШАГИ ПО СНИЖЕНИЮ СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЦЕЛЕВОЙ ПРОДУКЦИИ, В ЧАСТНОСТИ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА. ОДНИМ ИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ЯВЛЯЕТСЯ СОКРАЩЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ИМПОРТА ИНОСТРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРОДУКТОВ

THE COLLAPSE OF THE GLOBAL PRICES FOR OIL MAKES THE OIL PROCESSING BRANCH OF THE COUNTRY TAKE MEASURES IN ORDER TO REDUCE THE PRIME COST OF THE TARGET PRODUCTS, INCLUDING AUTOMOBILE GASOLINE. ONE OF THE EFFICIENT METHODS IS REDUCING DEPENDENCE ON IMPORTING FOREIGN TECHNOLOGIES AND PRODUCTS

Ключевые слова: *бензин класса евро-5, нефтепереработка, импортозамещение, изомеризация, легкие бензиновые фракции.*

Полторыхин Евгений Викторович

КузГТУ (Кузбасский государственный технологический университет), Химико-технологический факультет, ведущий инженер-технолог дирекции инжиниринга нефтепереработки АО «СКТБ «Катализатор»

Врублевский Дмитрий Владимирович

КубГТУ (Кубанский государственный технологический университет), Химико-технологический факультет, руководитель дирекции инжиниринга нефтепереработки АО «СКТБ «Катализатор»

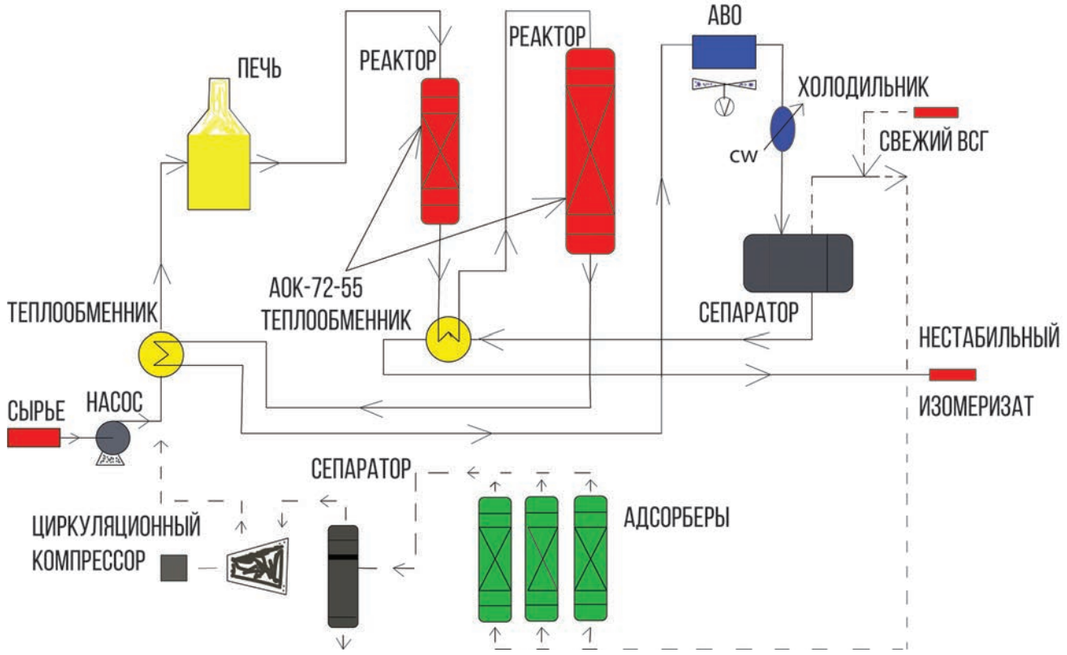
УДК 662.7

В сложившейся геополитической ситуации вопрос развития импортозамещения становится стратегически важным как для конкретных предприятий, так и для страны и отрасли в целом. Вместе с тем в сфере производства высококачественных автомобильных бензиновых топлив ужесточение экологических норм, требующих ограничения по содержанию ароматических соединений и бензола, также усиливает необходимость перевода производств на современные отечественные технологии.

По сравнению с каталитическим риформингом или крекингом процесс изомеризации легких бензиновых фракций позволяет значительно улучшить экологические и эксплуатационные характеристики топлива, снизив количество ароматических углеводородов. Именно поэтому технология изомеризации все более востребована на НПЗ, выпускающих высокооктановые моторные топлива.

Сегодня в России, помимо импортных технологий изомеризации легких бензиновых фракций (UOP-“Par-Isom”, UOP-“Penex”, Süd-Chemie, Axens), активно используются и отечественные («Изомалк-2»). Однако мировой катализаторный рынок постоянно находится в движении, стимулируя создание новых, усовершенствованных технологий и качественных продуктов. Созданное в 1970 году СКТБ «Катализатор» продолжает исполнять свое главное предназначение, сформулированное Минхимпромом СССР, – разработка, внедрение и производство катализаторов

РИС. 1. Технологическая схема реакторного блока установки низкотемпературной изомеризации легких бензиновых фракций с использованием катализатора АОК-72-55



взамен импортных. Опыт в 50 лет позволил компании стать одним из крупнейших в России высокотехнологичным современным предприятием по разработке, производству катализаторов, а также инжиниринговому сопровождению поставляемых продуктов. Сегодня компетенции компании позволяют производить продукты мирового качества. Доля экспорта в товарообороте компании составляет на протяжении нескольких лет более 85%, число партнеров по всему миру превышает цифру 70. Следуя тенденциям рынка, сегодня компания предлагает эффективное решение и в задаче производства автобензинов по стандарту ЕВРО-5.

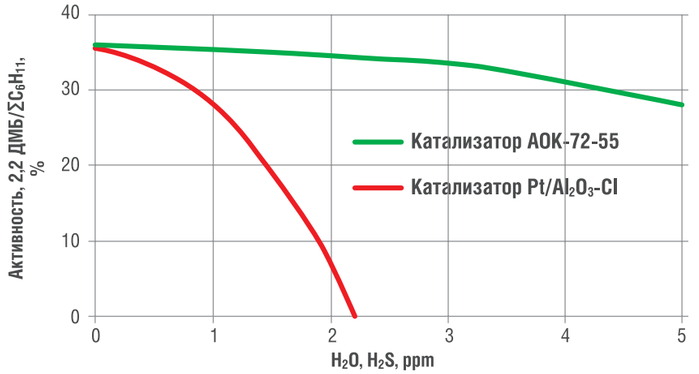
В настоящее время устойчивой конкурентоспособностью в процессе изомеризации в области низких температур обладают две технологии – на хлорированном катализаторе и на сульфатциркониевом. Подавляющая доля импорта приходится на хлорированный алюмооксидный катализатор, зависимость от западных лицензиаров (Axens, UOP) которого составляет 100%. Отечественные конкурентоспособные хлорированные катализаторы отсутствуют, а отсталость отечественных научных разработок в этой области составляет более 10 лет. Кроме того, отсутствует и технологическая возможность производства хлорированных алюмооксидных катализаторных фабриках из-за отсутствия высокотехнологичного дорогостоящего узкоспециализированного оборудования.

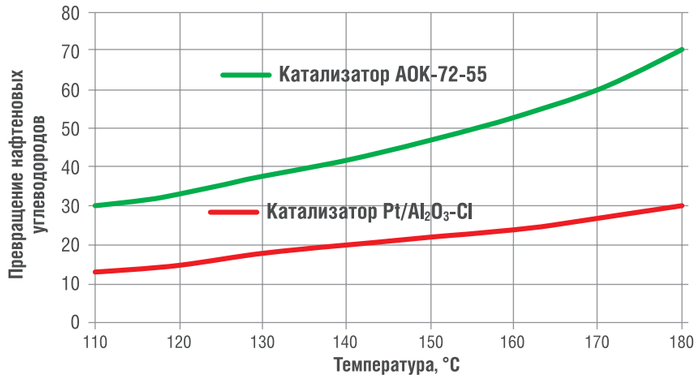
Наиболее рациональным решением проблемы импортозамещения является замена технологии низкотемпературной изомеризации с использованием хлорированных алюмооксидных катализаторов на технологию низкотемпературной изомеризации с использованием сульфатциркониевого катализатора.

Особенности и преимущества по сравнению с технологией на хлорированных алюмооксидных катализаторах:

- возможность получения изомеризата с октановым числом (ИМ) до 84 пунктов при технологической схеме «за проход» и до 92 пунктов при технологической схеме с полным рециклом;
- отсутствие бензола/ароматических соединений/серы в изомеризате;
- отсутствие необходимости блока адсорбционной осушки сырья;
- отсутствие необходимости подачи агрессивных реагентов, не требует применение высококоррозионностойких материалов;
- отсутствие отходов, требующих утилизации (щелочные стоки);
- проведение активации катализатора в реакторах установки;
- проведение регенерации катализатора в реакторах установки без необходимости выгрузки.

Учитывая мировые тенденции и требования отечественного рынка, специалистами АО «СКТБ «Катализатор» разработан сульфатциркониевый катализатор АОК-72-55 для процесса низкотемпературной изомеризации парафиновых углеводородов C_5-C_6. Платиновый катализатор создан на основе сульфатированного цирконийоксидного носителя, включающего оксид алюминия и ионы кальция (патент № 2595341).





Особенности и преимущества по сравнению с хлорированными алюмооксидными катализаторами:

- устойчивость к проскокам соединений серы и азота, а также воды, не приводящим к безвозвратной потере активности;
- сопоставимые активность и степень конверсии нормальных парафинов;
- отсутствие необходимости подачи кислотного реагента (хлорорганики) для поддержания активности катализатора;
- более глубокое раскрытие нафтеновых колец, обеспечивающее дополнительную эффективность установок с рециклом;
- устойчивость работы в широком диапазоне объемных скоростей подачи сырья от 1,0 до 3,0 $ч^{-1}$;
- регенерируемость, возможность проведения нескольких регенераций без потери активности;
- межрегенерационный цикл работы составляет не менее четырех лет;
- срок службы достигает 10–12 лет.

Производство катализатора изомеризации АОК-72-55 осуществляется в ЗАО «Промышленные катализаторы» («Промкатализ», г. Рязань), входящем в структуру АО «СКТБ «Катализатор», которое ориентировано главным образом на многотоннажное (6000 тонн в год) производство катализаторов гидроочистки, каталитического риформинга и изомеризации бензиновых фракций.

АО «СКТБ «Катализатор» предлагает разработку и реализацию готового решения для установок низкотемпературной изомеризации по переводу на технологию с использованием сульфатциркониевого катализатора АОК-72-55, разработанную АО «СКТБ «Катализатор», в два этапа:

Этап 1

- обследование установок низкотемпературной изомеризации, выявление возможных «узких» мест;
- проведение независимых пилотных испытаний промышленного образца катализатора АОК-72-55 на реальном сырье с технологическими параметрами установок низкотемпературной изомеризации;
- разработка технико-экономического обоснования (ТЭО) для смены технологии.

Этап 2

- разработка базового проекта на реконструкцию технологических установок низкотемпературной изомеризации легкой бензиновой фракции;
- сопровождение процесса разработки рабочей документации проекта реконструкции технологических установок;
- сопровождение реконструкции технологических установок;
- разработка технологических инструкций для эксплуатации установок низкотемпературной изомеризации;
- производство и поставка катализатора АОК-72-55;
- сопровождение технологической подготовки (предпусковые операции, загрузка и активация катализаторов), пуска, вывода на нормальный технологический режим технологических объектов;
- мониторинг работы технологических установок;
- разработка технических отчетов о работе технологических установок с выдачей рекомендаций по дальнейшей эффективной эксплуатации.

50-летний опыт работы компании на рынке показал, что для успешной конкуренции на российском рынке одной лишь поставки катализатора уже недостаточно. И сегодня АО «СКТБ «Катализатор» стало одним из лидирующих научно-производственно-инжиниринговых центров, обладающим полным спектром компетенций и способным взять на себя ответственность за достижение гарантированных показателей.

Keywords: *Euro-5 gasoline, refining, import substitution, isomerization, light gasoline fractions.*

СКТБ КАТАЛИЗАТОР

АО «СКТБ «Катализатор»
Тел.: +7 (383) 363 69 09
Россия, Новосибирск, ул. Тихая, 1
info@katcom.ru | katcom.ru

Реклама









ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ



+7 968 759 45 24 – Денис Клепов
cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru

EASTUNION Business Aviation

Cessna A Textron Company



ДОМИНИРОВАНИЕ ДОЛЛАРА ОСЛАБЕВАЕТ: КИТАЙ И РОССИЯ ПРЕДПОЧИТАЮТ РАСПЛАЧИВАТЬСЯ ДРУГ С ДРУГОМ В ЕВРО

ONLINE FOCUS

Штефан Закманн

50,8% всех экспортных поставок из России в Китай во втором квартале этого года оплачивались в евро. Таким образом, европейская валюта уже во второй раз преодолела отметку в 50 процентов. Впервые это произошло в прошлом году. Затем доля евро на рынке несколько снизилась, но теперь уже четвертый квартал подряд евро опережает доллар.



При этом речь идет о немалых суммах: в прошлом году Россия экспортировала в Китай товаров и услуг на общую сумму в 48 млрд евро. Этот показатель растет вот уже несколько лет подряд, так как Китай из-за торговой войны с США ищет себе новых партнеров. Значение евро возрастает и в торговле с ЕС. Так Россия стремится сделать себя еще и менее уязвимой от санкций. Хотя по той же причине санкции против России ввел и ЕС, но, кажется, что русские с этим мирятся. Но на мировую торговлю бизнес между Россией и Китаем влияния не оказывает. Помимо России, и другие страны перешли на расчеты в евро или планируют это сделать.

БАЙКАЛ ПУСТЯТ ПОД НОЖ РАДИ ГИГАНТСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ?

eurasianet

Иван Александров

Запрет на хозяйствование в центральной экологической зоне Байкала был одним из требований ЮНЕСКО, поместившей озеро в список всемирного наследия. Однако у российской элиты, возможно, свои виды на это «наследство». В районе Байкала и под ним находятся колоссальные запасы нефти, а также 46% мировых запасов цинка и 14% свинца. Пытаясь пробудить угасший интерес бизнеса к инвестициям в российскую экономику, власти ослабляют защиту озера Байкал. Реформа, известная как «регуляторная гильотина», позволит делать что угодно в заповедной зоне, если допустят президент или правительство. В результате преференции могут получить компании, собственники которых имеют близкие отношения с Кремлем. До конца года правительство планирует избавиться от тысяч обязательных требований, затрудняющих ведение бизнеса.

АНОМАЛЬНОЕ СООТНОШЕНИЕ ПРИБЫЛИ ОТ ЭКСПОРТА ЗОЛОТА И ГАЗА ОСЛАБЛЯЕТ РОССИЮ – ЗА ОДНИМ ИСКЛЮЧЕНИЕМ

DIE WELT

Эдуард Штайнер

В первый раз за всю свою историю Россия заработала больше денег благодаря экспорту золота, а не газа. В одном лишь апреле и мае Россия продала за рубеж 65,4 тонны золота на сумму 3,6 млрд долл. США, а прибыль от экспорта газа составила 2,4 млрд долл. США. Инвесторы рассматривают желтый металл как главный спасительный якорь в беспокойные времена.



Газпрому не повезло с серьезным падением курса рубля в марте, тем более что 70% долгов концерн имеет в долларах и евро. Однако обесценивание рубля – лишь часть проблемы. Другая ее часть состоит в том, что поставки в Европу и Китай сократились на 17%, а цены снизились в среднем на 36%. Несмотря на шумиху вокруг золота, для России главным источником дохода остается экспорт газа и нефти. Российские эксперты уверены, что экспорт золота, пусть даже переживающий сейчас настоящий бум, может компенсировать потери от снижения продаж нефти и газа в лучшем случае на 10%.

Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

Neftegaz.RU

B2B-маркетплейс нефтегазовой и смежных отраслей промышленности России.

Современная торговая площадка — многоцелевой инструмент повышения эффективности взаимодействия участников рынка. Сервис значительно сокращает время поиска и отбора наиболее выгодных предложений на рынке.

Сколько компаний уже выбрали Маркет?

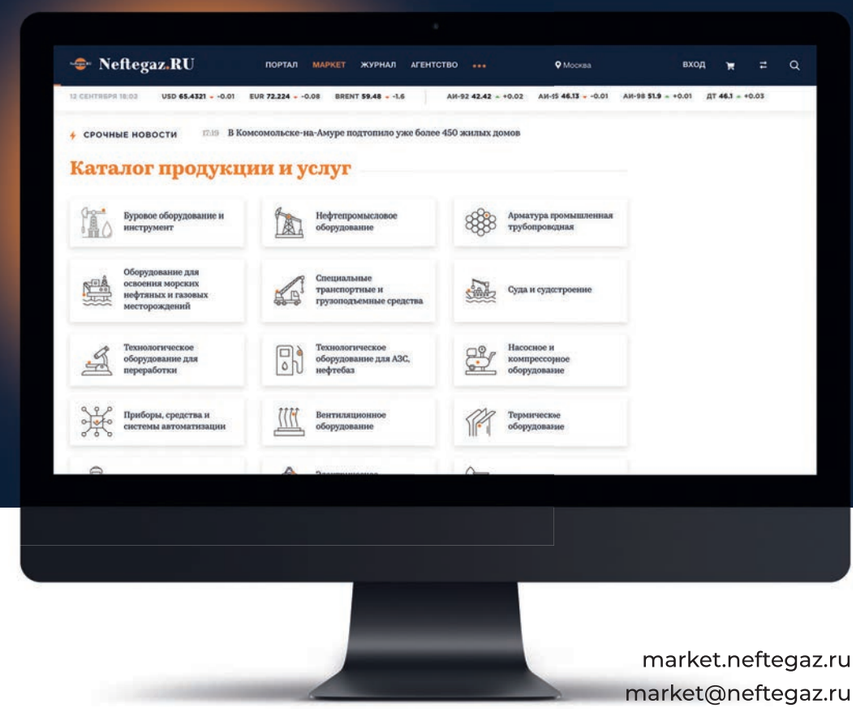
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

Какие возможности дает Маркет?

Во-первых — размещение товарных каталогов или услуг с описанием, фото, стоимостью и вашими контактами.

Во-вторых — присутствие вашей компании в информационном медиаполе. В пакетах Optimum и Extra доступны публикации новостей и статей.

Отсканируйте QR-код и попробуйте возможности Маркета в течение месяца бесплатно!



market.neftegaz.ru
market@neftegaz.ru

УДК 665.666;665.753.4

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ

Самборская Марина Анатольевна
к.т.н., доцент,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Баклашкина Ксения Андреевна
аспирант,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

ОПТИМИЗИРОВАН ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ОКИСЛИТЕЛЬНОГО ОБЕССЕРИВАНИЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ ДЛЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАБОТЫ БЛОКА ГИДРООЧИСТКИ. В РЕЗУЛЬТАТЕ РАБОТЫ ПРЕДЛОЖЕНЫ ОПТИМАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОЦЕССА ДЛЯ ДИЗЕЛЬНОЙ ФРАКЦИИ С СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ БОЛЕЕ 0,2 % МАСС.

A PROMISING METHOD OF OXIDATIVE DESULFURIZATION OF THE DIESEL FRACTION HAS BEEN OPTIMIZED TO IMPROVE THE OPERATION OF THE HYDROTREATING UNIT. AS A RESULT OF THE WORK, THE OPTIMAL CONDITIONS FOR THE PROCESS WERE PROPOSED FOR THE DIESEL FRACTION WITH A SULFUR CONTENT OF MORE THAN 0.2% WT.

Ключевые слова: *десульфуризация, дизельное топливо, окислительное обессеривание, оптимизация, математическое моделирование.*

В настоящее время наблюдается стабильный рост спроса на моторные топлива. Дизельное топливо является одним из наиболее востребованных нефтепродуктов [1].

Основным процессом облагораживания дизельной фракции является процесс гидроочистки, в ходе которого происходит удаление серосодержащих соединений и уменьшается содержание полициклических углеводородов. Установки гидроочистки внедрены и эксплуатируются достаточно давно, поэтому технология и режимы процесса отработаны и близки к оптимальным.

Для получения чистого дизельного топлива требуется модернизация традиционного процесса гидрооблагораживания дизельных фракций, которая позволит увеличить срок службы катализатора и повысить степень конверсии сернистых соединений. Особенно важно решить этот вопрос в условиях утяжеления нефтяных фракций, поступающих на нефтеперерабатывающие заводы. Одним из решений является дополнение установки блоком подготовки дизельного топлива перед процессом гидроочистки. Подготовительным процессом может служить окислительное обессеривание, которое позволит снизить содержание серосодержащих, азотсодержащих и полиароматических углеводородов. Наибольшей популярностью в качестве окислительного агента пользуется пероксид водорода, так как он является дешевым, не загрязняющим окружающую среду и коммерчески доступным. Преимуществом данного процесса является отсутствие водорода, мягкий режим, глубокий уровень десульфуризации, высокая коммерческая ценность образующихся сульфоксидов и сульфонов. Параметры процесса, приведенные в литературе [5–7], находятся в широком диапазоне, поэтому для повышения эффективности совмещенной технологии целесообразно оптимизировать процесс окислительного обессеривания.

ФАКТЫ

Решением проблемы утяжеления нефтяных фракций, поступающих на НПЗ, является дополнение установки блоком подготовки дизельного топлива перед процессом гидроочистки

Целью данной работы был поиск оптимальных условий процесса окислительного обессеривания, как предварительной стадии гидроочистки, по основным технологическим параметрам: температура, время контакта, мольное соотношение сера общая ($S_{общ.}$) : Окислительная смесь.

Экспериментальная часть

Уменьшить количество трудоемких и дорогостоящих экспериментальных исследований позволяет математическая модель, на которой можно выполнить исследование и оптимизацию процесса. Оптимизация блока окислительной десульфуризации осуществлялась в несколько стадий (рис. 1).

Методы и условия эксперимента

Процесс окислительного обессеривания проводился в периодическом термостатируемом реакторе, оснащенном мешалкой для гомогенизации смеси.

Экспериментальные исследования выполнялись в условиях, предложенных в работе [8]. Параметры процесса окислительного обессеривания

РИС. 1. План оптимизации процесса окислительного обессеривания



ТАБЛИЦА 1. Параметры процесса окисления

Параметр	Значение
Мольное соотношение сера общая ($S_{общ}$) : H_2O_2	1 : 15
Мольное соотношение H_2O_2 : HCOOH	3 : 4
Температура, °С	35
Время проведения окисления, ч	0,5–8
Скорость вращения мешалки в реакторе, об/мин	2100
Масса фракции для анализа, г	10

приведены в таблице 1. Способ предусматривает двухфазное окисление дистиллята перекисью водорода (30 % масс.) в смеси с водным раствором муравьиной кислоты (80 % масс.) для превращения тиофеновой серы в соответствующие сульфоны. Выход продуктов окисления составил 95–97 % масс. Полученные после окисления образцы подвергались адсорбционной отчистке. Адсорбция проводилась на стеклянной колонке при комнатной температуре.

ФАКТЫ

Меры оптимизации позволяют снизить количество расходуемого окислительного агента и время контакта за счет увеличения температуры

Исследование состава полученных образцов дизельных фракций включало определение содержания общей серы (ГОСТ Р 51947-2002), содержания групп сернистых соединений методом ГЖХ, группового углеводородного состава методом ЖАХ, и содержания общего азота с помощью элементного анализатора Vario EL Cube. Групповой углеводородный устанавливали с помощью жидкостно-адсорбционной хроматографии на активированном оксиде алюминия II степени активности по Брокману. содержание групп сернистых соединений определяли методом ГЖХ.

ТАБЛИЦА 2. Групповой состав сернистых соединений дизельных фракций (% мас.)

Сернистые соединения	WS в образце № 1	WS в образце № 2	WS в образце № 3
Сульфиды	0,410	0,043	0,014
Тиофены	1,32	0,200	0,060
В том числе:			
Гомологи бензотиофена	0,675	0,121	0,037
Дибензотиофен и его гомологи	0,643	0,079	0,023

ТАБЛИЦА 3. Результаты определения содержания серы и групп сернистых соединений

Образец	Время контакта, ч	Общее содержание серы, % мас.	Содержание серы в сернистых соединениях, % мас.					
			С2БТ	С3БТ	С4БТ	ДБТ	С1ДБТ	С2ДБТ
№ 1	0	1,731	0,3594	0,1841	0,1322	0,0911	0,2538	0,2982
	1	0,393	0,0036	0,0244	0,1021	0,0159	0,0599	0,0812
	4	0,201	0,0109	0,0025	0,0357	0,0022	0,0119	0,0243
№ 2	0	0,243	0,0627	0,0401	0,0177	0,0313	0,0349	0,0131
	1	0,059	0,0015	0,0038	0,0140	0,0024	0,0099	0,0114
	4	0,051	0,0007	0,0012	0,0031	0,0005	0,0018	0,0033
№ 3	0	0,074	0,0058	0,0197	0,0111	0,0066	0,0086	0,0082
	1	0,061	0,0050	0,0178	0,0099	0,0060	0,0080	0,0076
	4	0,035	0,0041	0,0156	0,0090	0,0048	0,0073	0,0076

Для проведения эксперимента были выбраны три образца дизельной фракции, содержащие 1,730 % масс. (образец № 1), 0,243 % масс. (образец № 2) и 0,074 % масс. (образец № 3) общей серы (WS). Результаты анализов показали, что большая часть серы во всех образцах содержится в виде групп тиофеновых соединений, которые трудно подвергаются удалению в процессе гидроочистки. Групповой состав сернистых соединений дизельной фракции представлен в таблице 2.

Экспериментальные исследования показали, что для образцов дизельного топлива, с содержанием серы выше 0,200 % масс. целесообразно проведение предварительного процесса окислительного обессеривания для снижения себестоимости дизельного топлива. Окислительное обессеривание позволяет в среднем снизить содержание сероорганических соединений на 94,5 % масс., соединений азота на 26,1 % масс., полиароматических соединений в сырье блока гидроочистки на 16 % масс.

Результаты эксперимента (табл. 3) позволили разработать математическую модель процесса.

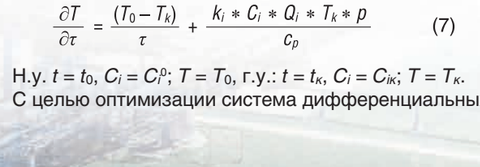
Построение модели состояло из нескольких стадий:

ТАБЛИЦА 4. Результаты расчетов термодинамических характеристик сернистых соединений

Реакция	H, кДж/кг	G, кДж/моль	S, Дж/моль*К	K_p
$(CH_3)_2C_8H_5S \rightarrow (CH_3)_2C_8H_5S = O$	-421,0	-377,6	-141,2	1,09E + 64
$(CH_3)_3C_8H_5S \rightarrow (CH_3)_3C_8H_5S = O$	-507,9	-464,4	-141,5	5,70E + 78
$(CH_3)_4C_8H_5S \rightarrow (CH_3)_4C_8H_5S = O$	-410,9	-367,4	-141,1	2,07E + 62
$(C_6H_4)_2S \rightarrow (C_6H_4)_2S = O$	-137,8	-129,6	-26,7	9,54E + 21
$CH_3(C_6H_4)_2S \rightarrow CH_3(C_6H_4)_2S = O$	-137,8	-129,6	-26,7	9,54E + 21
$(CH_3)_2(C_6H_4)_2S \rightarrow (CH_3)_2(C_6H_4)_2S = O$	-138,8	-129,6	-26,7	9,54E + 21

1. Формирование схемы реакций (рис. 2);
2. Определение термодинамических параметров;
3. Построение кинетических уравнений и программная реализация;
4. Решение обратной кинетической задачи (поиск констант);
5. Проверка модели на адекватность.

РИС. 2. Схема реакций



Термодинамические характеристики реакций рассчитывались методом Бенсона [9], результаты расчета (таблица 4) показывают, что все протекающие реакции необратимые и эндотермические.

На основе эксперимента были рассчитаны эффективные константы скорости, при этом было принято допущение, что все реакции имеют псевдопервый порядок, поскольку окислительная смесь находилась в избытке (таблица 5).

Математическое описание процесса составлено для режима идеального смешения, что наиболее полно соответствовало условиям эксперимента (уравнения 1–7):

$$\frac{\partial C_{С2БТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{С2БТ0} - C_{С2БТ})}{\tau} - k_1 * C_{С2БТ} \quad (1)$$

$$\frac{\partial C_{С3БТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{С3БТ0} - C_{С3БТ})}{\tau} - k_2 * C_{С3БТ} \quad (2)$$

$$\frac{\partial C_{С4БТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{С4БТ0} - C_{С4БТ})}{\tau} - k_3 * C_{С4БТ} \quad (3)$$

$$\frac{\partial C_{СДБТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{ДБТ0} - C_{ДБТ})}{\tau} - k_4 * C_{ДБТ} \quad (4)$$

$$\frac{\partial C_{С1ДБТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{С1ДБТ0} - C_{С1ДБТ})}{\tau} - k_5 * C_{С1ДБТ} \quad (5)$$

$$\frac{\partial C_{С2ДБТ}}{\partial \tau} = -\frac{(C_{С2ДБТ0} - C_{С2ДБТ})}{\tau} - k_6 * C_{С2ДБТ} \quad (6)$$

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} = \frac{(T_0 - T_k)}{\tau} + \frac{k_i * C_i * Q_i * T_k * p}{c_p} \quad (7)$$

Н.у. $t = t_0$, $C_i = C_i^0$; $T = T_0$, г.у.: $t = t_к$, $C_i = C_{iк}$; $T = T_к$.
С целью оптимизации система дифференциальных

ТАБЛИЦА 5. Эффективные константы

Компонент	Значение, с-1
С2БТ	0,0080
С3БТ	0,0035
С4БТ	0,0001
ДБТ	0,0036
С1ДБТ	0,0002
С2ДБТ	0,0001

ФАКТЫ

$T = 65\text{–}75\ ^\circ C$

– оптимальный интервал, выше которого происходит интенсивный переход компонентов окислительной смеси в паровую фазу

уравнений дополнена граничным условием в форме неравенства:

$$X \geq 85\ \%\ масс. \quad (8)$$

где X – степень конверсии сернистых соединений.

Для подтверждения адекватности математической модели рассчитан критерий Фишера, рассчитанное значение которого составило 1,6, что меньше критического равного 2,2 при уровне значимости 0,95.

Выбор области поиска оптимума осуществлялся на основе литературных данных [5–7, 10]. Интервалы варьирования температуры составили Сера : Окислительная смесь = 1 : (1–47); температура = (35–80) °С; время контакта = (14400–1000) с.

Результаты и их обсуждение

Результаты расчетов представлены на рис. 3–5. Выполнена нормировка всех оптимизируемых параметров по соотношениям (9):

$$Y^i_{отн} = \frac{Y^i_{тек}}{Y^i_{max}}, \quad (9)$$

где Y^i – это нормируемый параметр (X, T, τ), $Y_{макс}$ – наибольшее значение параметра из интервала варьирования, $Y_{тек}$ – текущее значение параметра из интервала варьирования.

РИС. 3. Зависимость степени конверсии от времени контакта

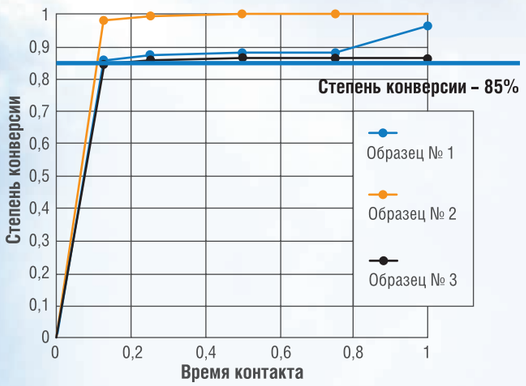
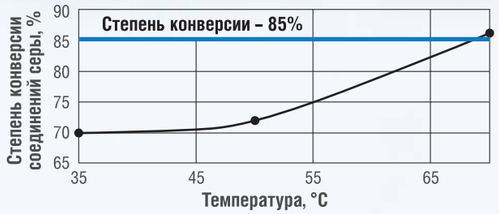


РИС. 4. Зависимость степени конверсии серы от температуры ведения процесса окислительного обессеривания



Результаты расчетов подтверждают, что процесс окислительного обессеривания целесообразно проводить при времени контакта – 1296–1584 с, выполненные оптимальные расчеты позволяют сузить данный интервал до 1500 с.

Анализ температурного профиля (рис. 4) позволяет выбрать оптимальный интервал Т = 65–75 °С, выше которого происходит интенсивный переход компонентов окислительной смеси в паровую фазу [11].

Результаты расчетов, представленные на рис. 5 показывают, что оптимальное соотношение сера общая ($S_{общ.}$) : Окислительная смесь составляет 1 : 3,5, что существенно ниже значений, приведенных в литературе, и при этом обеспечивает степень конверсии, превышающую заданное ограничение.

С целью проверки результатов оптимизации авторами поставлен эксперимент при оптимальных значениях параметров окислительного обессеривания (табл. 6).

Меры оптимизации позволяют снизить количество расходуемого окислительного агента и время контакта, за счет увеличения температуры. Эти меры обеспечивают требуемую степень обессеривания, при снижении себестоимости дизельного топлива на 3 %.

Исследования выполнены при поддержке Фонда содействия инновациям.

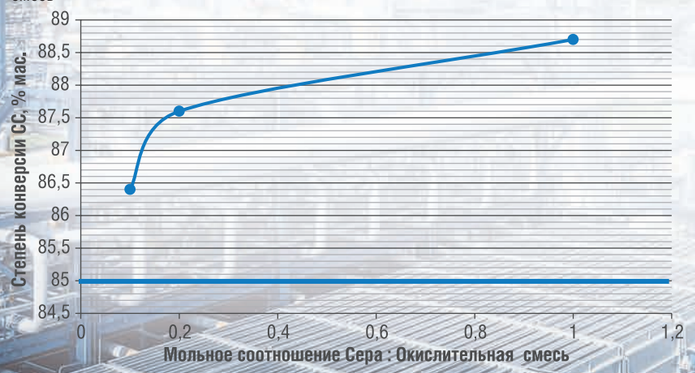
ТАБЛИЦА 6. Результаты оптимизации процесса окислительного обессеривания

Параметр	Значение	Степень конверсии, % масс.	
		Эксперимент	Расчет
Время контакта, с	1500	86,4	86,5
Температура, °С	70		
Мольное отношение СС : ОС	1 : 3,5		

ФАКТЫ

На 3 % снижается себестоимость дизельного топлива, благодаря мерам, обеспечивающим требуемую степень обессеривания

РИС. 5. Зависимость степени конверсии от мольного соотношения сера: окислительная смесь



Литература

1. *О ситуации с моторными топливами в Российской Федерации [Электронный ресурс] // Сайт Министерства Энергетики. URL: https://minenergo.gov.ru/node/12149 (дата обращения: 27.08.2018).*
2. *Статистика Сайт Министерства Энергетики. URL: https://minenergo.gov.ru/activity/statistic*
3. *Долматов Л.В., Ольков П.Л. Товароведение нефтяных и нефтехимических продуктов: учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ. – 1998. – 195 с.*
4. *Жилина В. А., Самойлов Н. А. Направления модернизации установок гидроочистки дизельного топлив // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2017. № 2. – С. 90–109.*
5. *Кривцов Е.Б. Превращения сернистых соединений и ароматических углеводородов дизельных фракций нефтей в процессах окислительного обессеривания: дисс. ... канд. хим. наук: 02.00.13 / ИХН СО РАН. – Томск, 2011. – 116 с.*
6. *US3341448A, 24.11.1964.*
7. *Иовик Ю.А., Кривцов Е.Б., Головко А.К. Особенности окислительного обессеривания вакуумного газойля // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. – Т. 329. – № 11. – С. 52–60.*
8. *Кривцов Е.Б., Головко А.К. Кинетика окислительного обессеривания дизельной фракции нефти смесью пероксид водорода-муравьиная кислота // Нефтехимия. 2014. Т. 54. № 1. С. 52.*
9. *Новиков Виктор Тимофеевич. Тепловые расчеты в химической технологии: учебное пособие // В.Т. Новиков; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд-во ТПУ. – 2011. – 216 с.: ил.. – Библиогр.: с. 212–215.*
10. *Guoxian Yu, Shangxiang Lu, Hui Chen, Zhongnan Zhu. Oxidative desulfurization of diesel fuels with hydrogen peroxide in the presence of activated carbon and formic acid // Energy&Fuels. – 2005. – V. 19. – pp. 44–452.*
11. *Hydrogen Peroxide Handbook, Chemical and Material Sciences Department, Research Division, Rocketdyne: a division of North American Aviation, – Inc. Canoga Park, California, Technical Report AFRPL-TR-67–144. – 1967. – 488 с.*

KEYWORDS: *desulfurization, diesel fuel, oxidative desulfurization, optimization, mathematical modeling.*

ГАЗПРОМ

АМУРСКИЙ ГПЗ

ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА ОДНОГО ИЗ КРУПНЕЙШИХ В МИРЕ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ



НОВЕЙШЕЕ ОБОРУДОВАНИЕ. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

АМУРСКИЙ ГПЗ ВЕДЁТ НАБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

КАРЬЕРА НА АМУРСКОМ ГПЗ

OK@AMURGPZ.RU



ОТВЕТИМ НА ВОПРОСЫ:
8(4162) 319–200, доб. 42412, 8(499) 580–49–99, доб. 43660

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!
ok@amurgpz.ru

ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА БЛАГОВЕЩЕНСК

Реклама

ЕСЛИ ФАКЕЛ ГОРИТ, значит, предприятие работает в штатном режиме



Капустин Владимир Михайлович

заведующий кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н., профессор

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ВНЕДРЯЕМЫЕ НА ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ, МЕНЯЮТ НЕ ТОЛЬКО ОБЛИК ЗАВОДОВ, КУЛЬТУРУ ПРОИЗВОДСТВА И ВЫПУСКАЕМЫЙ ПРОДУКТ, НО И НАШЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ПРИНЦИПАХ ЕГО РАБОТЫ И ТОМ ВЛИЯНИИ, КОТОРОЕ ОКАЗЫВАЕТ СОВРЕМЕННОЕ, В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ СМЫСЛЕ СЛОВА, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ НА ЭКОЛОГИЮ. ПРОФЕССОР В.М. КАПУСТИН РАЗВЕНЧИВАЕТ МИФЫ О «ГРЯЗНЫХ» ПРОИЗВОДСТВАХ

MODERN TECHNOLOGIES IMPLEMENTED AT THE OIL REFINERIES CHANGE NOT ONLY THE OUTER IMAGE OF THE PLANTS, PRODUCTION STANDARDS AND MANUFACTURED PRODUCTS, BUT OUR IMAGE REGARDING THE PRINCIPLES OF ITS WORK AND THE INFLUENCE CAUSED BY MODERN (TECHNOLOGICALLY SPEAKING) OIL REFINERY ON THE ENVIRONMENTAL CONDITION. PROFESSOR V.M. KAPUSTIN UNLEARNS THE MYTHS ABOUT 'DIRTY' MANUFACTURING

Ключевые слова: *нефтеперерабатывающий завод, факельный газ, экология, современные технологии, концентрация вредных веществ в атмосфере.*

УДК 662

– Бытует мнение, что нефтепереработка и нефтехимия – неэкологичные отрасли промышленности, если говорить простыми словами, это «грязные» производства. Насколько справедливо данное утверждение применительно к современному этапу?

– Начну с того, что время, когда считали нефтепереработку и нефтехимию «грязными» производствами, давно прошло. Сегодня на предприятиях сделано практически все, чтобы те отходы, которые образовались в процессе производства – какие-то побочные продукты – возвращались обратно в цикл, а не проходили бы дальше по водным артериям и в атмосферу.

Говоря о чистоте атмосферного воздуха над территориями нефтехимических предприятий, нужно отметить, что на сегодняшний день, как правило, предельно допустимые концентрации вредных веществ (ПДК) не превышают установленные нормативы.

У нас есть целый ряд примеров в России, когда в одном городе находится сразу несколько нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий, и несмотря на это, ПДК ниже нормы. В целом должен отметить, что сегодня выбросы от нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий в десятки раз меньше, чем это было на стадии зарождения отрасли. Все это благодаря тому, что произошел переход на полностью замкнутый цикл производства.

В России большинство предприятий вынесены за черту города. При их строительстве учтена роза ветров, которые чаще всего дуют от города на предприятие, а не наоборот. Но, как показывает практика, это не всегда целесообразно – много примеров в той же Западной Европе или США, когда нефтеперерабатывающие и нефтехимические производства расположены непосредственно в городе. Один из наиболее ярких тому примеров – Италия. Это говорит о том, что за счет современных инновационных технологий негативное влияние производств на окружающую среду и здоровье человека сведено к минимуму. Поэтому говорить о том, что сегодня нефтепереработка и нефтехимия – объекты загрязнения, по крайней мере, преувеличение. Да, безусловно, в процессе работы остаются определенные выбросы, которые необходимо утилизировать, но, как правило, каждые 10 лет очистные сооружения на предприятиях либо модернизируются, либо происходит ввод новых систем очистки воздуха.



– А как обстоят дела в России? Можем ли мы равняться в этом плане на европейские страны?

– Если говорить о нефтехимических предприятиях в России, то есть, конечно, устаревшие производства, но они сегодня, как правило, или закрываются или модернизируются. Тем не менее есть уже примеры абсолютно современных предприятий у нас в стране, которые ничуть не уступают европейским или американским.

Наверное, в этом плане сегодня особо стоит отметить новый комплекс в Тобольске по производству полимеров «ЗапСибНефтехим», кто-то его даже называет «знаменем» российской нефтехимии, и в частности их установку пиролиза, которая построена по лучшим мировым стандартам с использованием технологий современного уровня – и даже что-то захвачено, так сказать, из будущего. Это технологии, которые только недавно стали осваиваться в мире. Сегодня они позволяют выпускать продукты, не оказывая негативного влияния на атмосферу. Единственное, к сожалению, приходится признать, что большинство используемых технологий не российского производства, но будем надеяться, что это вопрос времени.

– Вы упомянули слово «знамя». У любого нефтехимического и нефтеперерабатывающего комбината тоже есть свое «знамя» – это факел, который почему-то часто пугает местных жителей. Действительно ли горящий факел представляет опасность для человека?

– Факельные системы являются обязательным элементом системы безопасности любого современного нефтеперерабатывающего и нефтехимического комплексов. В какую бы страну мы ни приехали и на какое бы предприятие ни попали, факел есть всегда. Сейчас их порой делают закрытого типа, визуально их может быть не видно, но они всегда присутствуют. Почему без него нельзя работать? Потому что производственные процессы нефтепереработки и нефтехимии всегда происходят при достаточно больших давлениях: как только мы получаем давление выше, чем необходимо для данного процесса, то это давление нужно «стравить». Именно для этого и нужен факел – он выполняет роль предохранительного клапана, а также является средством предотвращения попадания вредных веществ в атмосферу. Сгораемые углеводороды обеспечивают безопасность технологического процесса.

Основным и наиболее заметным для глаз внешнего наблюдателя элементом факельной системы является факельный ствол с оголовком, на выходе из которого и происходит сжигание углеводородной смеси, в результате чего образуются в основном углекислый газ и вода, что абсолютно безопасно. Иногда мы видим, что появляется черный дым (за этим всегда тщательный контроль на предприятии) – это, как правило, продукты, не сгоревшие в факеле, по сути – самая обыкновенная сажа, а сажа, как известно, это обычный углерод.

На самом деле подытоживая, можно сказать, что, если факел горит, значит, предприятие работает в штатном режиме – никакой угрозы для жизни и здоровью людей он не представляет.

– А что Вы скажете о безопасности самих пластиков? Насколько они экологичны по сравнению с другими материалами?

– Было время, когда практически 100 % попутного нефтяного газа сжигалось на месторождениях. И вид из космоса над этими территориями был далек от благоприятного. На Западе первыми поняли, что попутный газ – это новое золото и оно не должно гореть на факеле. Наша страна в этой сфере активизировалась чуть позже, большой шаг был сделан с подачи президента РФ в начале 2000-х годов. Тогда нефтяным компаниям были поставлены условия по сокращению факелов, ужесточены штрафы за сжигание попутного газа, дающее большие выбросы. То, что попутный нефтяной газ начали перерабатывать в пластики – это большое достижение человечества.

Пластики, безусловно, более экологичны, чем другие материалы такие как, например, алюминий или бумага. Они используются практически всей нашей цивилизацией. Сегодня трудно представить, как бы без них летали самолеты, ездили автомобили, как бы мы обходились без них в быту.

Жизнь полностью высказалась в пользу пластиков. Сегодня не нужно думать, зачем нам они, нужно думать, как грамотно их утилизировать. С одной стороны, все видят, что происходит с пластиком сейчас, как в мировом океане образуются целые мусорные острова, с другой – уже есть множество технологий, как его можно перерабатывать. Возможность рециклинга до 10 раз – уникальная особенность этого материала. И если мы наладим раздельный сбор и утилизацию пластика, получим от этого хорошие дивиденды. В таких странах, как Германия, Финляндия, до 70 % полимеров возвращаются в переработку. Это становится нормой жизни. Мы в этом вопросе пока отстаем, но те шаги, которые сейчас делает правительство, крупные компании, тот же СИБУР, свидетельствуют о том, что первые ростки уже есть. ●

Keywords: *oil refinery, flare gas, ecology, modern technologies, concentration of harmful substances in the atmosphere.*

РАЗРАБОТКА НЕЭТИЛИРОВАННОГО АВИАЦИОННОГО БЕНЗИНА 100UL



УДК 662.7

В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ НА ОСНОВЕ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРЕДЛОЖЕН ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ВАРИАНТ СОСТАВА НЕЭТИЛИРОВАННОГО АВИАБЕНЗИНА МАРКИ 100UL. В ХОДЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УСТАНОВЛЕНО НЕЛИНЕЙНОЕ ИЗМЕНЕНИЕ АНТИДЕТОНАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АРОМАТИЧЕСКИХ АМИНОВ ПО МЕРЕ УВЕЛИЧЕНИЯ ДЕТОНАЦИОННОЙ СТОЙКОСТИ БАЗОВОГО ТОПЛИВА, ПРИ СУЩЕСТВЕННОЙ РОЛИ СТРОЕНИЯ АРОМАТИЧЕСКОГО АМИНА. ТАКЖЕ ВЫЯВЛЕН НЕЛИНЕЙНЫЙ ЭФФЕКТ ИЗМЕНЕНИЯ АНТИДЕТОНАЦИОННЫХ СВОЙСТВ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ ИЗООКТАНА И РАЗЛИЧНЫХ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРОВЕДЕННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЗВОЛИЛИ РАЗРАБОТАТЬ СОСТАВ НЕЭТИЛИРОВАННОГО АВИАБЕНЗИНА 100UL, ХАРАКТЕРИСТИКИ КОТОРОГО МАКСИМАЛЬНО ПРИБЛИЖЕНЫ К СВОЙСТВАМ КОММЕРЧЕСКОГО БЕНЗИНА AVGAS 100VLL, ПРИ ЭТОМ В СОСТАВЕ НОВОГО ТОПЛИВА ОТСУТСТВУЮТ ПРОЧИЕ МЕТАЛЛОСОДЕРЖАЩИЕ ПРИСАДКИ, А КОНЦЕНТРАЦИИ НЕУГЛЕВОДОРОДНЫХ ДОБАВОК (М-ТОЛУИДИНА И МТБЭ) НАХОДЯТСЯ В ПРЕДЕЛАХ ЗНАЧЕНИЙ, ОПРОБОВАННЫХ В ПРОМЫШЛЕННОМ МАСШТАБЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АВТОМОБИЛЬНОЙ ТЕХНИКИ ВО МНОГИХ СТРАНАХ МИРА

THE PROSPECTIVE VERSION OF COMPOSITION OF 100UL LEAD-FREE AVIATION GASOLINE IS OFFERED IN THIS PAPER ON THE BASIS OF THE CONDUCTED RESEARCH. DURING THE RESEARCH THE NON-LINEAR VARIATION OF AROMATIC AMINES ANTIKNOCK EFFICIENCY WITH INCREASE OF ANTIKNOCK VALUE OF THE BASIC FUEL, THE STRUCTURE OF THE AROMATIC AMINE HAVING A SIGNIFICANT ROLE. THE NON-LINEAR EFFECT OF VARIATION OF ANTIKNOCK PROPERTIES OF ISOOCTANE BINARY MIXTURES AND VARIOUS AROMATIC HYDROCARBONS WAS REVEALED AS WELL. THE CONDUCTED RESEARCH ALLOWED DEVELOPING THE COMPOSITION OF 100UL LEAD-FREE GASOLINE THE CHARACTERISTICS OF WHICH ARE MOST CLOSELY SIMILAR TO THE PROPERTIES OF THE AVGAS 100VLL COMMERCIAL GASOLINE; HOWEVER, THE COMPOSITION OF THE NEW FUEL DOES NOT CONTAIN OTHER METAL-CONTAINING ADDITIVES, AND THE CONCENTRATIONS OF NON-HYDROCARBON ADDITIVES (M-TOLUIDINE AND MTBE) ARE WITHIN THE LIMITS OF THE INDUSTRIALLY TESTED VALUES OBTAINED DURING THE OPERATION OF AUTOMOBILE VEHICLES IN MANY COUNTRIES AROUND THE WORLD

Ключевые слова: *неэтилированный авиабензин, ароматические амины, малая авиация.*

Ершов Михаил Александрович
доцент РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, генеральный директор Центра Мониторинга Новых Технологий, к.т.н.

Климов Никита Александрович
научный сотрудник АО «ВНИИ НП»

Буров Никита Олегович
инженер АО «ВНИИ НП»

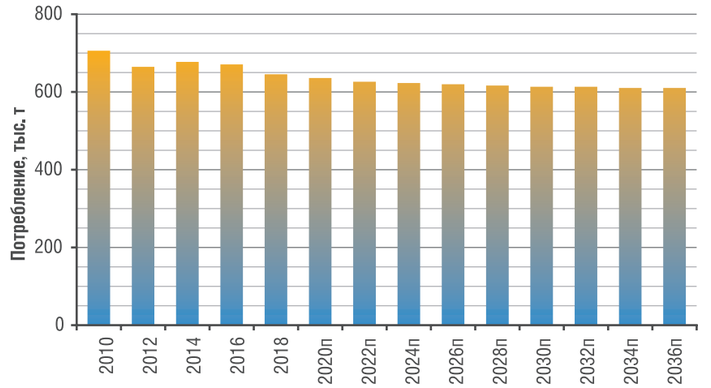
Авиационные бензины (авиабензины) предназначаются для использования в качестве топлив для самолетов и вертолетов, оснащенных поршневыми двигателями внутреннего сгорания с принудительным зажиганием. Они представляют из себя смеси определенных углеводородных компонентов, полученных в процессах переработки нефти, обладающих высокой химической стабильностью, с добавлением присадок [1].

Поскольку от поршневого авиационного двигателя требуется развитие большой мощности при минимально возможных массе и габаритах, его работа характеризуется высокой теплонапряженностью. При таком режиме работы предъявляются высокие требования к качеству применяемого топлива.

Авиабензин, в отличие от автомобильного, обладает более высокими антидетонационными характеристиками, имеет большую теплоту сгорания, узкий фракционный состав, сниженное содержание смол и меньшую испаряемость, а также обеспечивает более высокие мощностные характеристики двигателя.

Наиболее важной характеристикой авиабензинов является детонационная стойкость, которая в значительной мере влияет на безопасность полётов и эксплуатационную надежность

РИС. 1. Потребление авиационного бензина в США в 2010–2036 гг. (данные за 2020–2036 гг. прогнозируемые)



авиационной техники, поэтому авиабензины готовят из высокооктановых компонентов – алкилбензина (алкилата), продуктов каталитического риформинга (платформинга), изомеризата. При недостаточном качестве компонентов, в рецептуру авиационных бензинов вовлекаются высокооктановые индивидуальные углеводороды – изооктан и толуол.

Однако компонентный состав базовых авиационных бензинов не удовлетворяет высоким требованиям к их детонационной стойкости, поэтому традиционно в состав авиабензинов до сих пор вводится антидетонационная присадка на основе тетраэтилсвинца (этиловая жидкость) [1].

В настоящее время этилированный авиационный бензин Avgas 100LL является наиболее востребованной в мире маркой и вырабатывается зарубежными нефтяными и топливными компаниями в соответствии с требованиями стандартов ASTM D910 или DEF STAN 91-90. На основе этих стандартов в России разработан ГОСТ Р 55493.

Абсолютными лидерами, как по количеству поршневых воздушных судов, находящихся в эксплуатации – около 140 000 ед., так и по объему потребления авиационного бензина – около 670 тыс. т, являются США [2]. Европейские страны суммарно производят около 132 тыс. т авиационного бензина, при этом парк поршневых воздушных судов там составляет около 55 000 ед. [3].

Необходимо отметить, что в США парк поршневой авиации практически достиг своей максимальной емкости, поэтому в прогнозе федеральной авиационной администрации США (FAA) потребление авиационного бензина до 2036 года будет находиться примерно на одном уровне – около 610–620 тыс. тонн/год [2] (рисунок 1).

Требуется сказать, что наибольшее распространение авиабензины получили в 30–40-х годах XX века в период бурного развития поршневой авиации. В дальнейшем произошло вытеснение поршневых двигателей газотурбинными, что способствовало резкому снижению потребления авиационных бензинов как в нашей стране, так и за рубежом. В настоящее время авиационный бензин – это в основном топливо для легких и сверхлегких самолетов и вертолетов вместимостью до 6 мест и максимальной взлетной массой не более 3 тонн. Несмотря на небольшую вместимость и грузоподъемность, воздушные суда, оснащенные поршневыми двигателями, значительно дешевле реактивной техники и поэтому задействованы во многих сферах малой авиации. Это местные коммерческие перевозки, службы спасения, медицины, пожаротушения, метеорологии, выполнение авиасельхозработ, обучение пилотов, а также авиация общего назначения. Определенное применение поршневая авиационная техника находит в вооруженных силах – это обучение войск ВДВ и беспилотные летательные аппараты. Примерами наиболее востребованных современных поршневых воздушных судов малой авиации являются самолеты компании Piper и вертолеты Robinson (рисунок 2).

Несмотря на то, что ТЭС является самой эффективной из известных антидетонационных присадок, в последние несколько десятилетий наметилась явная тенденция к отказу от его применения. Например, в США, еще в 1972 году был введен запрет на использование ТЭС в составе автобензина и производство

РИС. 2. Современные поршневые воздушные суда малой авиации: самолет Piper Seneca и вертолет Robison





ТАБЛИЦА 1. Общемировое производство поршневых воздушных судов в 2009–2013 гг. и их требования к авиационному бензину

Воздушные суда	Количество	Рекомендуемое топливо
Самолеты		
Cirrus Aircraft Cirrus SR22T	379	100LL
Cirrus Aircraft Cirrus SR22	701	80/87UL или 100LL*
Cirrus Aircraft Cirrus SR20	234	80/87UL
Cessna Aircraft Company CE-162/172	770	80/87UL
Cessna Aircraft Company CE-182/206/350/400	748	100LL
Piper Aircraft	580	100LL или 91/96UL *
Diamond Aircraft DA-20/40/42	773	100LL или 91/96UL *
Beechcraft Corporation Bonanza A/G36/ и B/G58	267	100LL
Flight Design ASTM CT Series	254	Автмобильный бензин с ОЧМ не менее 85 ед.
CubCrafters CC11-100/CC11-160/CC18-180	168	80/87UL
American Champion	136	80/87UL или 91/96UL*
GippsAero Pty	61	100LL
Extra Aircraft	56	100LL
Liberty Aerospace	30	100LL
Maule Air Incorporated	30	100LL
Вертолеты		
Robinson Helicopter Company R44 Raven I/II	1307	91UL или 100LL*
Robinson Helicopter Company R22	203	80/87UL
Enstrom Helicopter Corp. F-28/280	8	100LL

*Примечание: в зависимости от типа устанавливаемого двигателя

двигателей, рассчитанных на этилированный бензин (полный отказ от этилированного автобензина был завершен к 1986 году), в ЕС и Китае – в 2000 г., в России – в 2002 году. Это в первую очередь связано с его высокой токсичностью и с накапливанием токсичных соединений свинца в окружающей среде, а также с негативным воздействием на каталитический нейтрализатор отработавших газов автомобильной техники.

Отказ от применения ТЭС в авиабензинах не мог произойти так же быстро, как в случае с автобензинами, из-за большого парка поршневых старых воздушных судов, находящихся в эксплуатации и требующих только высокооктановый этилированный авиабензин, которому пока нет надежной неэтилированной альтернативы. А также из-за малого, по сравнению с автобензинами, объемом потребления, что не приносит столь большого ущерба окружающей среде. Однако в этой области также видна явная тенденция к отказу от ТЭС. В мире разрабатываются марки неэтилированного авиабензина, а новые поршневые авиадвигатели проектируются с таким расчетом, чтобы существовала возможность их эксплуатации на таком топливе.

Часть современной зарубежной поршневой авиационной техники разрабатывается для работы как на этилированном авиационном бензине марок 100LL (100/130), так и на менее высокооктановом, но неэтилированном авиабензине марок 80/87UL, 91/96UL, 91UL, а также и на автомобильном бензине. В таблице 1 приведены общемировые данные по количеству произведенных поршневых воздушных судов ведущими компаниями-изготовителями в период 2009–2013 гг.

Как видно, преимущественную долю занимают воздушные суда, для которых требуется бензин с ОЧМ не ниже 100 ед. и сортностью не ниже 130 ед. (100/130), однако не менее 30% новых воздушных судов могут работать на неэтилированном авиационном бензине марок 80/87UL, 91/96UL, 91UL, а также автомобильном бензине [2].

Также нужно отметить, что все ведущие производители двигателей, такие как Lycoming, Continental Motors, Rotax и UL Power выпускают или разрабатывают авиационные поршневые двигатели для работы на неэтилированном авиационном или автомобильном бензинах (таблица 2) [4, 5, 6, 7].

Кроме того, в перспективе следует ожидать полного отказа от использования этилированных авиабензинов в Европе и США, соответственно и остановки производства этиловой жидкости, что принесет большие трудности в производство этилированных авиабензинов по всему миру.

Таким образом, проведение исследований и разработка неэтилированного авиационного бензина является наиболее актуальным направлением в этой области.

Как было отмечено выше, основным производителем и потребителем авиационного бензина в мире являются США, поэтому неслучайно, что наиболее широкие и систематические исследования по разработке неэтилированного авиационного бензина в течение последних 20 лет и до настоящего времени осуществляются в этой стране.

В США работа по снижению содержания свинца в авиабензине дала ряд практических результатов. Одним из них стало введение в стандарт ASTM D910 новой марки бензина – Avgas 100VLL, с пониженным относительно 100LL содержанием свинца.

Помимо разработки малоэтилированных марок авиационного бензина в США действуют стандарты на неэтилированный авиабензин марок 82UL и 87UL (ASTM D6227 [8]), 91UL (ASTM D7547 [9]) и 94UL (ASTM D7592 [10]). Кроме того, с целью проведения эксплуатационных

ТАБЛИЦА 2. Современные поршневые авиационные двигатели, предназначенные для работы на неэтилированном авиационном или автомобильном бензинах

Поршневые авиационные двигатели	91UL	94UL	Автомобильный бензин
Lycoming			
O-235-K, L, M, N, P;	+		
O-320-B, D;	+		
IO-320-B, D;	+		
AEIO-320-A, B, C;	+		
LIO-320-B;	+		
HO-360-C;	+		
HIO-360-B, G;	+		
O-540-A, E, F, G, H, J;	+		
IO-540-C, D, N, T, V, W, AB, AF	+		
Continental Motors			
O200 AF	+		
IO360 AF	+		
TSIO550 K1 Certified		+	
Rotax			
912 (80hp), 582 (65hp)	+	+	+
912 iS Sport (100hp), 912 (100hp), 914 (115hp)	+	+	+
UL Power			
UL260i, UL350i, UL390i, UL520i	+	+	+
UL260iS, UL350iS, UL390iS, UL520iS	+	+	+

и сертификационных испытаний разработаны два стандарта на самую высокооктановую марку бензина 102 UL: ASTM D7719 [11] и ASTM D7960 [12]. Ведется разработка стандарта на неэтилированный авиабензин марки 100UL [13]. В таблице 5 приведены технические требования указанных стандартов на неэтилированный бензин.

В США разработка топливных композиций неэтилированного авиационного бензина ведется с конца 1990-х годов под руководством координационного совета по научным исследованиям (Coordinating Research Council, Inc. CRC). В 2010 г. CRC выпустил итоговый отчет [14], в котором представлены результаты четырех этапов исследований по разработке и испытаниям топливных композиций неэтилированного авиационного бензина альтернативного 100LL. В ходе работы были испытаны 279 различных топливных композиций, для приготовления которых использовались 10 видов компонентов и присадок: алкилат, авиа-алкилат, технический изооктан, толуол, этил-трет-бутиловый эфир (ЭТБЭ), мета-толуидин (3-метиланилин) и метил-циклопентадиенилтрикарбонил-марганец (МЦТМ). Главный вывод CRC, сформулированный по итогам проделанной работы, заключается в том, что невозможно получить неэтилированный авиационный бензин полностью соответствующий требованиям ASTM D910 для марки 100LL.

В 2011 году в США был создан комитет по переходу на неэтилированный авиационный бензин (Unleaded Avgas Transition Aviation Rulemaking Committee, UAT ARC), в который вошли производители летальных аппаратов, двигателей и топлива, а также отраслевые государственные и научные организации [15]. Комитетом были рассмотрены результаты исследований CRC и разработана подробная дорожная карта по дальнейшим испытаниям и внедрению неэтилированного авиационного бензина, названная PAFI (Piston Aviation Fuels Initiative).

В июне 2012 года UAT ARC объявил о начале приема образцов неэтилированного авиационного бензина от компаний, осуществляющих его разработку, для проведения испытаний в соответствии с программой PAFI. В июле 2014 года было объявлено о завершении приема образцов.

К этому моменту для участия в программе PAFI было направлено 9 образцов неэтилированного авиабензина от 5 производителей: Afton Chemical Company, Avgas LLC, Shell, Swift Fuels, а также консорциум BP, TOTAL и Hjelmco. На основании представленной документации и результатов исследований в сентябре 2014 года из 9 образцов для участия в первом этапе программы PAFI были отобраны только 4: по одному образцу от Shell и консорциума BP, TOTAL и Hjelmco, а также два образца от компании Swift Fuels. В течение первого года действия программы PAFI определены основные физико-химические, эксплуатационные и токсикологические характеристики представленных образцов, а также выполнена предварительная технико-экономическая оценка их производства и применения. Для проведения второй фазы исследований, были отобраны два образца. По состоянию на 2020 год продолжаются испытания образцов на реальной авиатехнике.

Необходимо отметить, что помимо результатов обширных исследований, выполненных под руководством CRC, в научно-технической и патентной литературе встречаются и другие результаты разработки неэтилированного авиабензина, которые можно сгруппировать в зависимости от вида применяемых высокооктановых компонентов, добавок и присадок:

- кислородсодержащие соединения (оксигенаты);
- ароматические амины;
- марганцевые антидетонаторы;
- индивидуальные ароматические углеводороды.

Ароматические углеводороды использовались в исследованиях CRC (толуол и трет-бутилбензол), а также компанией Swift Fuels (мезитилен). Кроме того, компанией BP предлагается для производства неэтилированного авиационного бензина

использовать смесь ароматических углеводородов, включая толуол, этилбензол и ксилолы суммарно до 30% об. Характеристики топливной композиции компании Swift Fuels легли в основу стандарта ASTM D7719, который распространяется на бензин следующего состава: 79–84% мезитилена и 16–21% изопентана. Общими недостатками ароматических углеводородов является их невысокая массовая теплота сгорания, высокая температура кипения, а также повышенная склонность к образованию отложений в камере сгораний. С другой стороны, обладая большей плотностью, «ароматизированное» топливо имеет высокую объемную теплоту сгорания. По этой причине в ASTM D7719 нормируется плотность бензина.

Марганцевые антидетонаторы нашли широкое применение в качестве присадок к автомобильным бензинам в результате запрета на производство этилированных бензинов для наземных транспортных средств. Среди множества различных соединений на практике применяются в основном цикло-пентадиенилтрикарбонилмарганец (ЦТМ) и метилциклопентадиенил-трикарбонилмарганец (МЦТМ). В настоящее время в использование марганцевых присадок в составе автомобильных бензинов запрещено во многих странах. Преимущество марганцевых антидетонаторов заключается в их высокой антидетонационной эффективности при малой концентрации, а также снижение износа впускных клапанов при переходе с этилированного на неэтилированный бензин [16]. Таким образом, марганцевые антидетонаторы теоретически могут служить заменой ТЭС в части повышения октанового числа, однако имеют и недостаток, связанный с образованием металлических отложений на свечах, что может приводить к выходу их из строя. Применение марганцевых антидетонаторов в качестве присадки для авиационных бензинов в концентрации от 0,01 до 0,5 г/л описывается в патентах компании Ethyl Petroleum Additives [17, 18]. Более того, неэтилированный авиабензин марки 100UL, содержащий марганцевый антидетонатор, входящий в состав комплексной добавки Afton AvGuard ULD UL Additive Package, в настоящее время проходит процесс стандартизации в ASTM [13].

Использование кислородсодержащих соединений (оксигенатов) также является одним из перспективных направлений разработки неэтилированного авиационного бензина. В научно-технической литературе обсуждается применение ЭТБЭ, МТБЭ и этанола. Имеются различные технические решения по использованию этанола (или биоэтанола) как в качестве компонента авиабензина в невысокой концентрации до 5% об. [14], так и в качестве базового компонента альтернативного авиационного топлива. В США в Университете Южной Дакоты проведены обширные исследования и испытания авиационного топлива E85 (Aviation grade E85 – AGE85), состоящего из 80–90% об. этилового спирта и углеводородной фракции C_5 (преимущественно изопентана) с небольшой добавкой метиловых эфиров жирных кислот в качестве антикоррозионной присадки [19]. Недостатками такого топлива является значительно более низкая теплота сгорания, высокая скрытая теплота испарения, высокая коррозионная агрессивность, несовместимость с некоторыми эластомерами. Кроме того, применение топлива AGE85 требует модификаций топливной системы для работы на более высоких соотношениях топливо/воздух. Поэтому, несмотря на проведенные исследования, этанольное авиационное топливо AGE85 до настоящего времени не нашло коммерческого применения в качестве альтернативы авиационного бензина [20]. Диалкиловые эфиры (ЭТБЭ и МТБЭ) по сравнению с этанолом имеют более высокую теплоту сгорания, практически не растворимы в воде, менее агрессивны по отношению к эластомерам. В результате перспективы их применения оцениваются более высоко по сравнению с этанолом. Как отмечалось выше, в проводимых в США исследованиях под руководством CRC в качестве одного из высокооктановых компонентов использовался ЭТБЭ в концентрации до 30% об. Кроме того, в США был разработан ASTM D7618 на ЭТБЭ для использования его в качестве компонента авиационного топлива [21]. В целом применение диалкиловых эфиров благодаря их высоким антидетонационным свойствам – весьма перспективное направление получения неэтилированного авиационного бензина, что подтверждается рядом публикаций по этой теме и патентными заявками. Также авторами статьи [22] был проведен анализ возможности использования алифатических спиртов вторичного происхождения (биоспиртов) в качестве октаноповышающих компонентов авиационного бензина.

Шведская компания Hjelmco Oil, добившаяся наибольших практических успехов в производстве неэтилированного авиационного бензина марок 80/87 и 91UL, в настоящее время разрабатывает неэтилированный авиационный бензин 100UL, который содержит значительное количество ЭТБЭ [23]. Компания Texaco в патенте [24] предлагает композицию неэтилированного авиационного бензина, содержащего до 40% диалкиловых эфиров (ЭТБЭ или МТБЭ) в сочетании с ароматическими аминами и марганцевым антидетонатором. В России проводились исследования по вовлечению МТБЭ в состав авиационного бензина Б-91/115. При этом установлены его высокие антидетонационные свойства (повышение ОЧМ и сортности) [25]. Однако, наряду с высокими антидетонационными свойствами, диалкиловые эфиры по сравнению с углеводородными компонентами бензина характеризуются пониженной теплотой сгорания и могут быть не совместимы с некоторыми резинотехническими изделиями топливной системы.

Ароматические амины нашли применение в качестве антидетонационной добавки к авиационным бензинам с 1920-х годов. В СССР для этих целей использовался экстралин (технический N-метиланилин), а в США и Англии – ксилидин [16]. Как было отмечено выше, в настоящее время в США обсуждается возможность применения ароматических аминов для производства неэтилированного авиационного бензина. В качестве наиболее перспективного соединения рассматривается мета-толуидин (3-метиланилин) в концентрации до 12% масс [14].

ТАБЛИЦА 3. Физико-химические показатели объектов исследования

Компонент	Чистота, % масс.	Плотность при 15 °С, кг/м³	Т кип, °С	Т кр, °С	Низшая теплота сгорания, МДж/кг
Изопарафиновые углеводороды					
Изооктан	99,8	695,0	99,3	-107,4	44,6
Изопентан	99,0	620,0	27,9	-159,9	44,9
Ароматические углеводороды					
Толуол	99,5	869,5	110,0	-95,0	40,6
Этилбензол	99,0	867,0	136,2	-95,0	40,8
Мета-ксилол	99,0	864,0	138,9	-13,3	40,8
Пара-ксилол	99,0	861,0	138,3	-4,7	40,8
Кумол	98,0	855,1	152,4	-96,0	41,0
Мезитилен	98,0	864,0	164,7	-44,7	41,0
Трет-бутилбензол	99,0	867,0	169,0	-71,5	40,9
Оксигенаты					
МТБЭ	99,0	746,0	55,0	-108,6	38,2
Изопропанол	99,5	789,0	82,4	-89,5	33,5
Ароматические амины					
Анилин	98,0	1029,0	184,1	-6,0	-
N-метиланилин	98,8	988,1	196,2	-57,0	-
Мета-толуидин	98,8	989,1	203,3	-31,1	-
Орто-толуидин	99,0	-	200,3	-14,4	-
Пара-толуидин	99,0	-	200,4	43,6	-
N-метил-пара-толуидин	98,0	961,0	212,0	-	-

В патентной литературе также описываются технические решения по использованию различных ароматических аминов в качестве высокооктановых добавок к неэтилированному авиабензину. Компания Petroleo Brasileiro предлагает композицию неэтилированного бензина, содержащего от 2 до 10% об. смеси изомеров толуидина [26]. Компания ExxonMobil предлагает использование различных ароматических аминов общей формулы NH_2-Ar-$(R_1)_n$, где R_1 – алкильный заместитель C_{1-10}, находящийся в мета- и пара положениях в ароматическом кольце; Ar – фенильная ароматическая группа; n – целое число от 0 до 3 [27].

Необходимо отметить, что применение ароматических аминов может быть весьма перспективным направлением для России, принимая во внимание накопленный в нашей стране опыт использования N-метиланилина в качестве добавки к автомобильному и авиационному бензинам. Однако необходимо учитывать и возможные недостатки такого подхода, связанные с повышенным образованием отложений на клапанах при высокой концентрации ароматических аминов в топливе.

В целом анализ литературных и патентных данных свидетельствует, что разработка неэтилированного авиационного бензина является одним из наиболее перспективных направлений развития технологий получения топлива для поршневой авиации. Кроме того, очевидно, что окончательное решение вопроса о возможности производства неэтилированного авиационного бензина, являющегося полным аналогом бензина 100LL только впереди. Ранее проведенные исследования показывают, что, вероятно, наиболее эффективным для получения авиабензина аналога 100LL является сочетание традиционных высокооктановых алифатических компонентов (прежде всего – алкилата и изооктана) и ароматических углеводородов с относительно небольшой добавкой оксигенатов и ароматических аминов. Подобный подход описан в последнем утвержденном на текущий момент стандарте на неэтилированный авиационный бензин – ASTM D7960 [13]. Стандарт предполагает следующие рамочные параметры состава: 15–20% изопентана, 40–50% алкилата или изооктана, 20–30% ароматических углеводородов, 2–10% ароматических аминов и до 10% прочих гетероатомных углеводородов, включая оксигенаты.

В настоящей работе исследовано влияние различных ароматических аминов и ароматических углеводородов, а также МТБЭ на антидетонационные свойства модельных смесей изооктана и н-гептана, а также предложен один из перспективных вариантов состава неэтилированного авиабензина марки 100UL и результаты определения его основных свойств.

1. Объекты и методы исследования

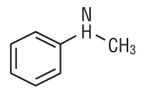
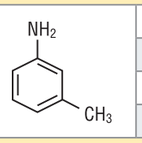
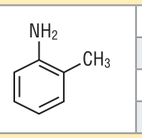
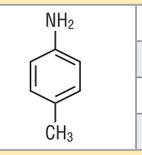
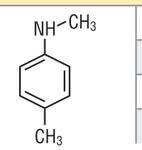
В качестве компонентов авиационного бензина использованы образцы промышленных компонентов и добавок, показатели качества которых приведены в таблице 3. Помимо указанных компонентов для составления первичных эталонных смесей (ПЭС) использован образец н-гептана с чистотой 99,0% масс. Для оценки исследуемых показателей качества авиабензина и его компонентов применялись стандартизированные методы и приборы.

2. Результаты исследования

2.1. Исследование антидетонационных свойств ароматических аминов

Анализ литературных данных свидетельствует о критически важном значении определения оптимальных концентраций неуглеводородных добавок в составе топлива. В данном исследовании для получения неэтилированного

ТАБЛИЦА 4. Результаты исследования антидетонационной эффективности ароматических аминов

Базовое топливо	Структура	ОЧМ				ОЧИ			
		1% масс.		3% масс.		1% масс.		3% масс.	
		ОЧ	ΔОЧ	ОЧ	ΔОЧ	ОЧ	ΔОЧ	ОЧ	ΔОЧ
Анилин									
ПЭС-100		101,2	1,2	102,6	2,6	102,2	2,2	106,9	6,9
ПЭС-95		96,8	1,8	98,0	3,0	97,5	2,5	100,7	5,7
ПЭС-90		92,0	2,0	94,4	4,4	92,5	2,5	95,4	5,4
ПЭС-70		72,6	2,6	78,8	8,8	73,6	3,6	79,9	9,9
N-метиланилин									
ПЭС-100		100,1	0,1	100,0	0,0	102,6	2,6	106,0	6,0
ПЭС-95		96,4	1,4	97,4	2,4	98,0	3,0	102,2	7,2
ПЭС-90		92,7	2,7	96,7	6,7	93,2	3,2	98,4	8,4
ПЭС-70		74,2	4,2	82,4	12,4	75,3	5,3	83,6	13,6
м-толуидин									
ПЭС-100		100,8	0,8	102,0	2,0	102,1	2,1	107,1	7,1
ПЭС-95		96,2	1,2	99,2	4,2	96,8	1,8	101,0	6,0
ПЭС-90		92,2	2,2	94,4	4,4	92,4	2,4	95,1	5,1
ПЭС-70		73,5	3,5	79,4	9,4	74,6	4,6	80,9	10,9
о-толуидин									
ПЭС-100		100,0	0,0	100,0	0,0	102,0	2,0	104,1	4,1
ПЭС-95		96,0	1,0	96,0	1,0	97,5	2,5	100,8	5,8
ПЭС-90		92,0	2,0	93,2	3,2	93,0	3,0	96,5	6,5
ПЭС-70		73,7	3,7	80,2	10,2	75,0	5,0	81,2	11,2
п-толуидин									
ПЭС-100		101,1	1,1	101,6	1,6	102,5	2,5	104,0	4,0
ПЭС-95		96,7	1,7	98,3	3,3	97,3	2,3	101,5	6,5
ПЭС-90		92,4	2,4	94,0	4,0	92,7	2,7	94,3	4,3
ПЭС-70		72,7	2,7	79,0	9,0	73,6	3,6	81,0	11,0
N-метил-п-толуидин									
ПЭС-100		100,0	0,0	100,0	0,0	102,4	2,4	106,0	6,0
ПЭС-95		95,6	0,6	96,0	1,0	97,6	2,6	102,1	7,1
ПЭС-90		92,0	2,0	93,6	3,6	92,8	2,8	99,2	9,2
ПЭС-70		74,6	4,6	83,0	13,0	75,0	5,0	83,9	13,9

высокооктанового бензина аналога 100LL выбрана концепция сочетания высокооктановых алифатических компонентов, в качестве которых использованы изооктан и изопентан, и ароматических углеводородов с добавкой оксигенатов и ароматических аминов.

Для оценки антидетонационной эффективности применения различных ароматических аминов определены октановые числа по исследовательскому (ОЧИ) и моторному (ОЧМ) методам первичных эталонных смесей (смесь изооктана и н-гептана) с различных исходным октановым числом: ПЭС-70 (70% об. изооктана и 30% об. н-гептана), ПЭС-90 (90% об. изооктана и 10% об. н-гептана), ПЭС-95 (95% об. изооктана и 5% об. н-гептана), ПЭС-100 (100% об. изооктана).

Результаты приведены в таблице 4 и на рисунках 3–7, из которых видно, что при добавлении 1% масс. ароматических аминов в состав ПЭС-70 прирост ОЧМ составляет 2,6–4,6 ед., а при добавлении 3% масс. прирост ОЧМ составляет 8,8–13 ед. В целом антидетонационная эффективность ароматических аминов в составе ПЭС-70 возрастает в ряду: анилин < п-толуидин < м-толуидин < о-толуидин < N-метиланилин < N-метил-п-толуидин.

Однако при увеличении ОЧМ базового топлива неожиданно обнаружилась тенденция существенного снижения эффективности одних ароматических аминов (о-толуидин, N-метиланилин, N-метил-п-толуидин) при сохранении эффективности других (Анилин, п-толуидин, м-толуидин). При этом способность повышения ОЧМ при добавлении аминов в состав ПЭС-95 и ПЭС-100 относительно ПЭС-70 изменилась на противоположную: N-метил-п-толуидин < N-метиланилин < о-толуидин < м-толуидин < п-толуидин < анилин.

Установленный неожиданный эффект можно хорошо проиллюстрировать на примере поведения двух представителей ароматических аминов N-метиланилина и м-толуидина в составе ПЭС-70, ПЭС-95 и ПЭС-100 (рисунок 5). Согласно полученным данным, м-толуидин обладает большей антидетонационной эффективностью по сравнению с N-метиланилином в высокооктановых базовых смесях (ПЭС-95 и ПЭС-100), притом что в низкооктановом топливе ПЭС-70 большей эффективностью обладает N-метиланилин. Особенно важно отметить, что добавление N-метиланилина к изооктану не позволяет поднять значение ОЧМ выше 100 ед.

Детонационный режим горения топлива в двигателях внутреннего сгорания обычно связывают с разложением алкилпероксидов, которые образуются в больших концентрациях при окислении углеводородов и, будучи неустойчивыми, разлагаются, приводя к взрыву топливо-воздушной смеси. По мнению авторов работ [28, 29] антидетонационный эффект аминов вызван наличием атомов водорода в аминогруппе, который, отрываясь от атома азота, превращается в радикалы H•, которые взаимодействуют с радикалами, образующимися в бензино-воздушной смеси в ДВС при горении, и обрывают цепные реакции, приводящие к детонации смеси. Данный механизм объясняет, почему молекулы ароматических аминов, не содержащие атомов водорода у атома азота, проявляют слабые антидетонационные свойства [30]. В работе [31] авторы предположили, что амины являются «ловушками» для радикалов, и процесс улавливания этих частиц аминами обусловлен ион-дипольным взаимодействием и возникновением водородных связей между протонами у атома

РИС. 3. Прирост ОЧМ при добавлении 1% масс. ароматических аминов в состав эталонных топлив

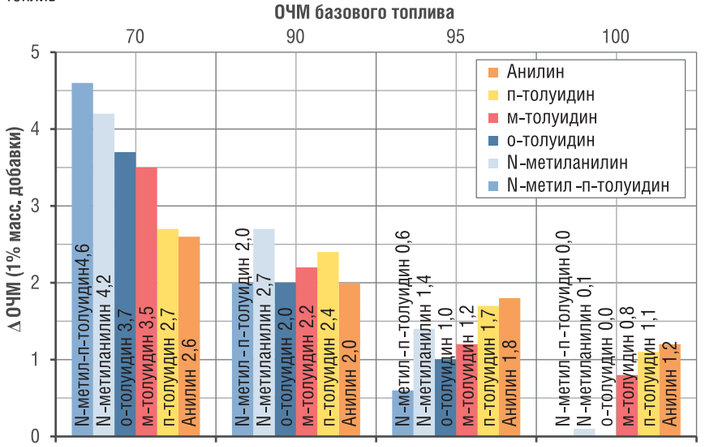


РИС. 4. Прирост ОЧМ при добавлении 3% масс. ароматических аминов в состав эталонных топлив

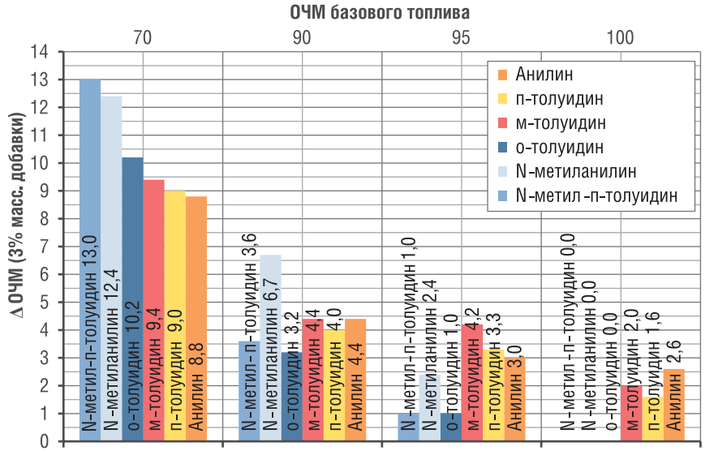
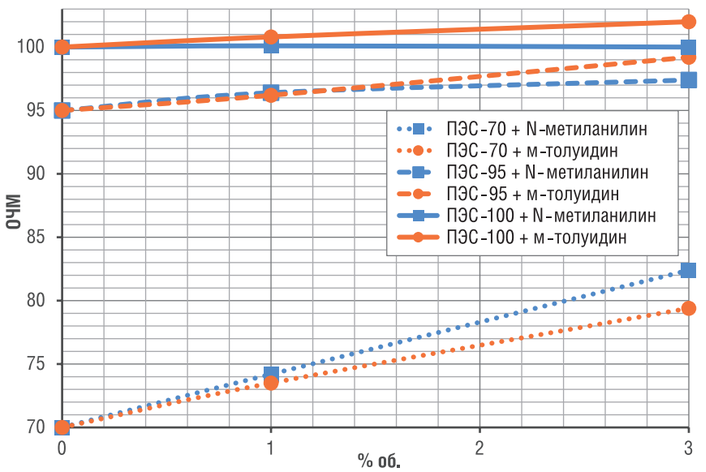


РИС. 5. Влияние добавок N-метиланилина и м-толуидина на значения ОЧМ эталонных топлив



азота амина и атомами кислорода гидроперекисей или протонами гидроперекисей и атомами азота в аминах. В этой же работе авторами установлена корреляция между повышением октанового числа бензинов и зарядом на протоне у атома азота присадок, а также и величиной дипольного момента аминов. Были попытки установить корреляцию между энергией разрыва связи N-H в молекуле амина и его антидетонационными свойствами [32]. Но, несмотря на большое число работ, посвященных исследованиям антидетонационных свойств ароматических аминов, механизм реакций, протекающих в присутствии этих антидетонаторов, полностью не выяснен. Трудности выявления механизма действия антидетонационных присадок к бензинам обусловлены не только сложностью и различием состава бензинов, имеющих одно и то же октановое число, но и различным антидетонационным действием одной и той же присадки в бензинах с различными октановыми числами.

Предположительно, в нашем случае разница в антидетонационной эффективности рассматриваемых аминов заключается в наличии второго атома водорода в молекуле м-толуидина, п-толуидина и анилина, соединенного с атомом азота. При более высоких степенях сжатия смеси в цилиндре, а следовательно, более высоких температурах смеси в конце такта сжатия, возникают условия для одновременного разрыва обоих связей N-H, следовательно – большей концентрации радикалов H, обрывающих процесс детонации. Теория о влиянии жесткости режима работы двигателя на антидетонационную эффективность ароматических аминов частично подтверждается результатами определения октановых чисел по исследовательскому методу. На рисунках 6–7 приведены данные по приросту ОЧИ при введении аминов в ПЭС, из которых видно, что, в отличие от ОЧМ, отсутствует радикальное снижение антидетонационной эффективности о-толуидина, N-метиланилина и N-метил-п-толуидина по исследовательскому методу оценки октанового числа, который характеризуется менее теплонапряженном режимом работы двигателя.

РИС. 6. Прирост ОЧИ при добавлении 1% масс. ароматических аминов в состав эталонных топлив

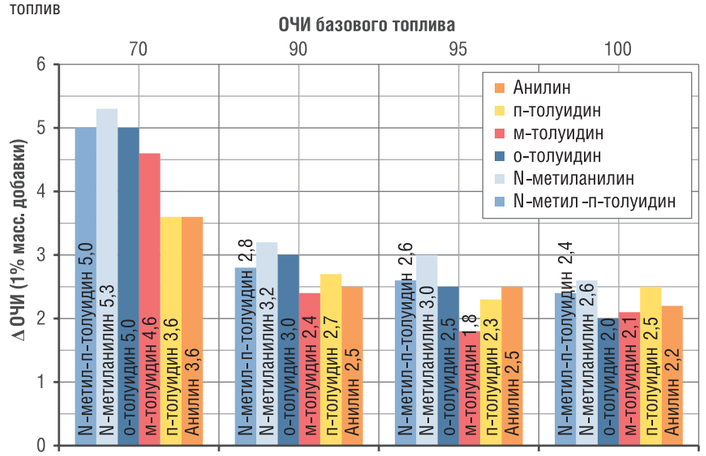
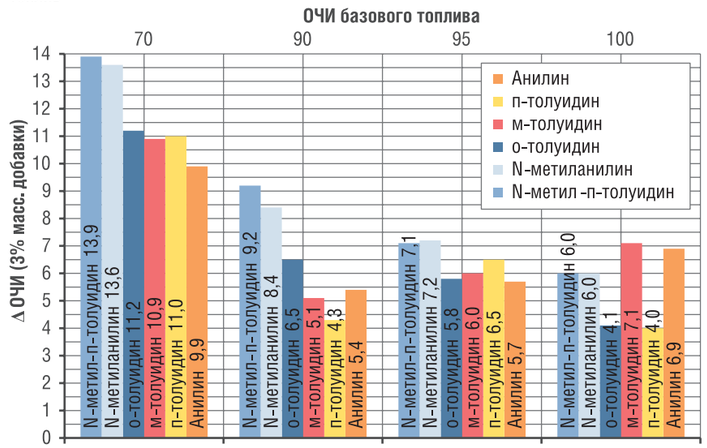


РИС. 7. Прирост ОЧИ при добавлении 3% масс. ароматических аминов в состав эталонных топлив



Практическим результатом данной части исследования является вывод о том, что по антидетонационной эффективности наиболее перспективными среди исследованных ароматических аминов для использования в составе неэтилированного авиабензина – аналога Avgas 100LL являются анилин, п-толуидин и м-толуидин. Однако если провести анализ прочих физико-химических характеристик данных аминов и их стоимости, то можно еще больше сузить выбор оптимальной добавки. Согласно данным, приведенным в таблице 3, п-толуидин характеризуется крайне высокой температурой кристаллизации (+43,6 °C), анилин также кристаллизуется при довольно высокой температуре (-6 °C).

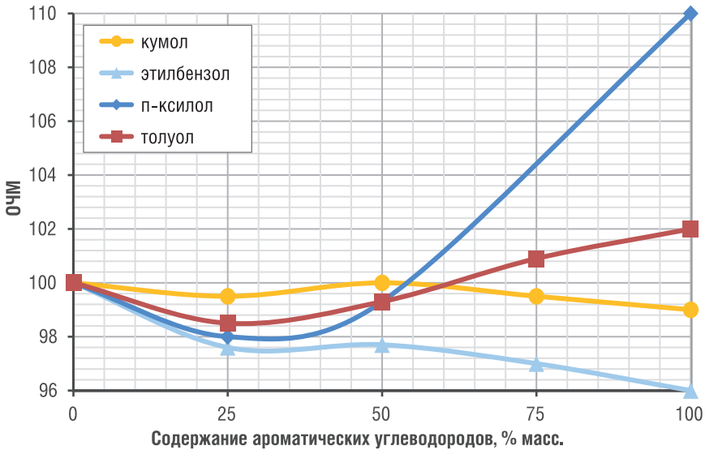
В отличие от них м-толуидин обладает более приемлемыми низкотемпературными свойствами и кристаллизуется при температуре -31,1 °C. Температуры кипения м-толуидина и п-толуидина близки между собой и составляют 203,3 °C и 200,4 °C соответственно, анилин кипит при температуре 184,1 °C, что является его преимуществом – он будет в меньшей степени способствовать повышению температуры конца кипения топлива. Все ароматические амины имеют склонность к довольно быстрому окислению в присутствии кислорода воздуха, но особенно высокую активность проявляет анилин, применение которого в составе топлива может приводить к наиболее выраженным

негативным эффектам, которые будут проявляться в повышенном смолообразовании топлива и склонности к образованию отложений и нагаров в топливной системе. Если сравнивать рыночную стоимость рассматриваемых аминов, то они будут располагаться в следующем ряду по возрастанию цены: анилин < м-толуидин < п-толуидин, при этом их относительную стоимость можно выразить соотношением 1,0 : 1,25 : 1,35. Таким образом, по совокупности рассмотренных технико-экономических показателей для использования в составе неэтилированного высокооктанового авиабензина следует отдать предпочтение м-толуидину и анилину. Учитывая значимое преимущество м-толуидина в части химической стабильности, в данном исследовании был сделан выбор в пользу данного соединения.

2.2. Исследование антидетонационных свойств ароматических углеводородов и МТБЭ и разработка оптимального состава авиабензина 100UL

Выбранная в настоящем исследовании концепция разработки неэтилированного авиабензина марки 100UL предполагает применение ароматических углеводородов. Проведено исследование влияния ароматических углеводородов (толуол, этилбензол, ксилол и кумол) на изменение октанового числа по моторному методу изооктана, выбранного в качестве базового компонента разрабатываемого авиабензина 100UL. В результате выявлена экстремальная зависимость значения ОЧМ от содержания ароматических углеводородов в смеси с изооктаном с минимумом в районе концентраций толуола около 20–30 % (рисунок 8). Подобный характер зависимости ОЧМ смеси, по-видимому, объясняется высокой плотностью и объемной теплотой сгорания ароматических углеводородов, что приводит к повышению температуры сгорания топливо-воздушной смеси. В начале воспламенения определенного объема порции топливовоздушной смеси в камере сгорания, смесь

РИС. 8. Влияние ароматических углеводородов на изменение ОЧМ изооктана



содержащая ароматические углеводороды, начинает сгорать с выделением большего количества тепла, чем чистый изооктан. Учитывая, что детонационная стойкость изооктана ниже, чем ароматики, в смеси создаются условия для детонации изооктана, находящегося перед фронтом распространения пламени, поскольку он подвергается воздействию давления и тепловой радиации большей интенсивности, чем при сгорании чистого изооктана. При дальнейшем увеличении содержания ароматики в смеси данный эффект нивелируется за счет его большей детонационной стойкости.

Установленная закономерность антидетонационных свойств бинарных смесей изооктан – ароматика позволяет понять, почему невозможно получить авиабензин с ОЧМ не менее 100, состоящий только из 70–80 % изопарафиновых углеводородов и 20–30 % ароматики. Вместе с тем полностью отказаться от использования ароматических углеводородов также невозможно, поскольку они обеспечивают существенное повышение антидетонационных свойств авиабензина при работе на богатой смеси и с наддувом. Для этилированного авиабензина антидетонационные свойства на данном режиме работы двигателя оцениваются по показателю сортности по стандарту ASTM D909. Хотя для неэтилированных марок топлива по стандартам ASTM D7547, ASTM D7719 и ASTM D7960 данный показатель формально не оценивается (таблица 5) по причине отсутствия на текущий момент надежного метода, его значение для надежной эксплуатации авиационной техники от это не снижается.

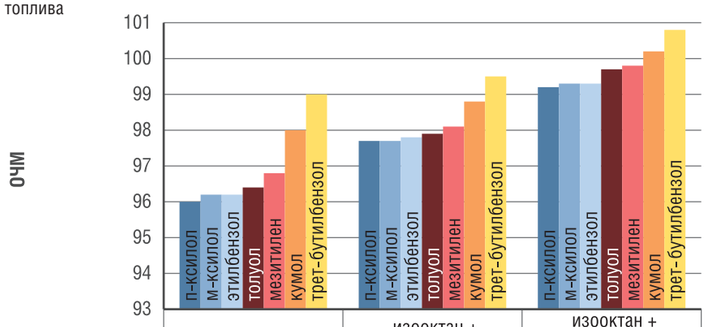
Для разработки топливной композиции неэтилированного авиабензина предварительно были смоделированы различные варианты составов топлива. В качестве базового компонента выбран изооктан – продукт промышленного производства, получаемый в процессе димеризации изобутилена с последующим гидрированием образующихся изомеров изооктена. Изооктан характеризуется самым высоким значением ОЧМ среди всех промышленно вырабатываемых изопарафиновых фракций, а также обладает приемлемыми показателями испаряемости, поэтому он выбран в качестве базового компонента неэтилированного бензина. Для повышения испаряемости топлива выбрано сочетание изопентана и МТБЭ. Моделирование показало, что сочетание данных продуктов позволяет обеспечить максимальные антидетонационные свойства бензина при одновременном обеспечении требований по испаряемости бензина (по температуре 10 % об. и ДНП). Оптимальными являются концентрации МТБЭ и изопентана в составе бензина 15 % и 10 % масс. соответственно. Изопентан производится практически на каждом НПЗ и на многих газоперерабатывающих предприятиях. МТБЭ по-прежнему

остается одним из наиболее распространенных оксигенатов, мировой объем производства которого составляет порядка 20 млн тонн [33]. МТБЭ применяется при производстве автомобильного бензина во многих странах, и его концентрация обычно ограничена на уровне 15–22% об.

Как было показано выше, в качестве наиболее оптимального ароматического амина выбран м-толуидин. Результаты многочисленных ранее проведенных исследований, а также огромный российский опыт применения ароматических аминов в составе автобензина показывают, что для обеспечения надежного запаса качества по показателям химической стабильности бензина, а также для предотвращения избыточного образования отложений и нагаров в топливной системе двигателя, концентрация ароматических аминов не должна превышать 2% масс.

Для выбора оптимальных ароматических компонентов неэтилированного авиабензина проведено исследование влияния 6 представителей ароматических углеводородов (толуол, этилбензол, м-ксилол, п-ксилол, кумол, мезитилен, трет-бутилбензол) на изменение ОЧМ топливных композиций. Результаты, приведенные на рисунке 9, показывают, что по антидетонационной эффективности в составе исследованных композиций ароматические углеводороды можно расположить в следующем ряду по увеличению прироста MON: п-ксилол < м-ксилол < этилбензол < толуол < мезитилен < кумол < трет-бутилбензол. При использовании ароматических углеводородов в концентрации 28% масс. в сочетании с 15% масс. изопентана и 57% масс. изооктана MON исследованных композиций составило 96,0–99,0 в зависимости от типа ароматического углеводорода. Данные на рисунке 9 также показывают влияние МТБЭ в концентрации 15% масс. в составе топлива, содержащего 10% масс. изопентана, 57% масс. изооктана и 18% масс. ароматических углеводородов. Концентрации ароматики и МТБЭ выбраны на основе многофакторного моделирования для получения

РИС. 9. Влияние ароматических углеводородов, МТБЭ и м-толуидина на изменение ОЧМ топлива



	изооктан + изопентан (15%) + ароматика (28%)	изооктан + изопентан (10%) + ароматика (18%) + МТБЭ (15%)	изооктан + изопентан (10%) + ароматика (16%) + МТБЭ (15%) + м-толуидин (2%)
п-ксилол	96,0	97,7	99,2
м-ксилол	96,2	97,7	99,3
этилбензол	96,2	97,8	99,3
толуол	96,4	97,9	99,7
мезитилен	96,8	98,1	99,8
кумол	98,0	98,8	100,2
трет-бутилбензол	99,0	99,5	100,8

максимума антидетонационных свойств, требуемой испаряемости, а также значения низшей теплоты сгорания не менее 42,9 МДж/кг. В результате установлено, что введение в состав топлива 15% масс. МТБЭ повышает ОЧМ композиций до 97,7–99,5, однако не позволяет достичь нормы для этилированного Avgas 100LL.

Для преодоления данного барьера в состав композиций введено 2% масс. м-толуидина (за счет уменьшения на 2% масс. концентрации ароматических углеводородов), что позволило повысить ОЧМ композиций до 99,2–100,8 в зависимости от типа ароматического углеводорода. При этом для композиций, в состав которых входят толуол, мезитилен, кумол и трет-бутилбензол, достигнут уровень ОЧМ 99,6, требуемый для этилированного Avgas 100LL.

Сравнивая четыре наиболее эффективных ароматических углеводорода, необходимо отметить, что среди них толуол обладает наименьшей температурой кипения (110 °С) против 152,4–169,0 °С для мезитилена, кумола и трет-бутилбензола, что безусловно является преимуществом толуола. Кроме того, толуол является самым дешевым среди рассмотренных ароматических углеводородов и поэтому он выбран в качестве основного ароматического углеводорода для оптимальной топливной композиции. Вместе с тем наши предыдущие исследования показали одну интересную особенность тяжелых ароматических углеводородов C_8-C_{10}. Их добавление способствует снижению температуры конца кипения авиационного бензина, содержащего высококипящие ароматические амины.

Так, добавление мезитилена, кумола или трет-бутилбензола в концентрации 5% масс. приводит снижению температуры конца кипения бензина, содержащего 2–3% масс. м-толуидина, на 5–10 °С. По всей видимости, наличие промежуточной фракции между толуолом и ароматическим амином в виде ароматического углеводорода C_8-C_{10}, способствует выкипанию N-метиланилина при более низкой температуре, выступая в роли своеобразного испаряющего агента. Для использования данного положительного эффекта в состав оптимального образца авиабензина 100UL введен изопропилбензол в концентрации 5% масс. за счет снижения доли толуола.

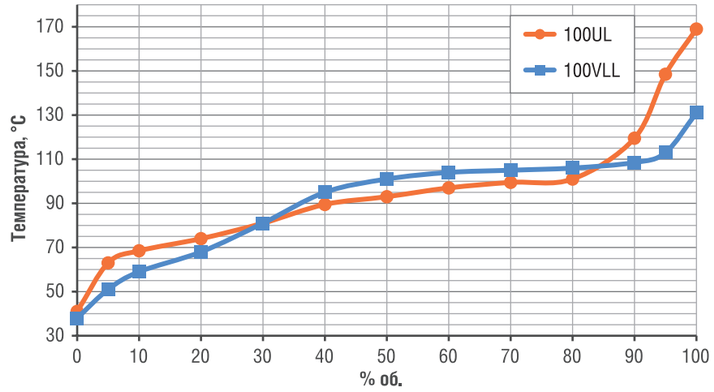
Помимо изооктана, изопентана, толуола, изопропилбензола и м-толуидина в состав оптимального образца авиабензина 100UL введен изопропиловый спирт в концентрации 1% масс.

за счет снижения концентрации толуола. Добавление изопропилового спирта необходимо для обеспечения гарантированного запаса качества по показателю температура начала кристаллизации. Особенно важно добавление изопропилового спирта в состав топлива, содержащего МТБЭ, который, обладая более высокой растворимостью воды, чем углеводороды, может существенно повышать температуру начала кристаллизации топлива. Необходимо отметить, что использование изопропилового спирта в качестве противообледенительной присадки для топливной системы допускается по всем действующим стандартам на этилированный и неэтилированный авиабензин.

2.3. Исследование опытного образца бензина 100UL

В результате проведенных исследований разработан оптимальный состав неэтилированного авиационного бензина 100UL, содержащий 57% масс. изооктана, 10% масс. изопентана, 10% масс. толуола, 5% масс. изопропилбензола, 15% масс. МТБЭ, 2% масс. м-толуидина и 1% масс. изопропилового спирта. Наработан опытный образец неэтилированного авиабензина 100UL, который испытан

РИС. 10. Кривая дистилляции опытного образца авиабензина 100UL и товарного 100VLL



по основным показателям стандарта ASTM D910 на этилированный Avgas 100LL, а также стандартов ASTM D7547, ASTM D7719 и ASTM D7960 на неэтилированные авиабензины. Результаты испытаний, приведенные в таблице 5, показывают, что разработанный образец обладает высокими антидетонационными свойствами (ОЧМ 99,9), требуемыми испаряемостью, химической стабильностью, низкотемпературными и коррозионными свойствами, а также взаимодействием с водой. Единственный показатель, по которому для разработанного топлива наблюдается несоответствие требованиям к Avgas 100VLL, является низшая теплота сгорания. Однако достигнутое значение теплоты сгорания опытного образца бензина 42,95 МДж/кг является довольно высоким и соответствует требованиям к российскому этилированному бензину по стандарту ГОСТ 1012 (не менее 42,947 МДж/кг) и требованиям стандартов на неэтилированный бензин 102UL по ASTM D7719 (не менее 41,5 МДж/кг) и ASTM D7719 (не менее 42,0 МДж/кг). Стоит обратить внимание на кривую дистилляции опытного образца авиабензина 100UL, которая приведена на рисунке 10, где также показана типичная кривая дистилляции товарного

ТАБЛИЦА 5. Результаты испытаний опытного образца неэтилированного авиабензина 100UL

№	Показатели качества	Мин/ Макс	ASTM D910-16 100VLL	ГОСТ 1012-13 Б-91/115	ASTM D7547-17 94UL	ASTM D7719-16 102UL	ASTM D7960-18 102UL	New ASTM 100UL	Рез-ты	Метод испытания
1	Октановое число по моторному методу	Мин.	99,6	91,0	94,0	102,2	102,5	99,6	99,9	ГОСТ Р 52946
2	Сортность	Мин.	130	115	–	–	–	130	–	–
3	Содержание свинца, г Pb/л	Макс.	0,45	2,5 г Pb/ кг	0,013	0,013	0,013	0,013	Отс.	–
4	Содержание марганца, г Mn/л	Мин.- Макс.	–	–	–	–	–	0,05 - 0,1	Отс.	–
5	Плотность при 15 °С, кг/м³	Мин.- Макс.				790 - 825			701,5	ГОСТ Р 51069
6	Фракционный состав									ASTM D86
	Температура начала кипения, °С	Мин.		40					41,0	ГОСТ 2177
	10 % отгоняется при температуре, °С	Макс.	75	82	75	75	75	75	68,5	
	40 % отгоняется при температуре, °С	Мин.	75	–	75	75	75	75	89,5	

Продолжение таблицы 5 ⟶

Продолжение таблицы 5

№	Показатели качества	Мин/ Макс	ASTM D910-16 100VLL	ГОСТ 1012-13 Б-91/115	ASTM D7547-17 94UL	ASTM D7719-16 102UL	ASTM D7960-18 102UL	New ASTM 100UL	Рез-ты	Метод испытания
6	50 % отгоняется при температуре, °С	Макс.	105	105	105	165	105	105	93,0	
	90 % отгоняется при температуре, °С	Макс.	135	145	135	165	135	135	119,5	
	Температура конца кипения, °С	Макс.	170	180	170	180	210	170	169,0	
	Сумма температур 10 и 50 % отгона, °С	Мин.	135	–	135	135	135	135	161,5	
	Выход, % об.	Мин.	97	97	97	97	97	97	98,4	
	Остаток, % об.	Макс.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,9	
	Потери, % об.	Макс.	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	0,7	
7	Давление насыщенных паров, кПа	Мин.-Макс.	38,0-49,0	29,3–49,0	38,0–49,0	38,0–49,0	38,0–49,0	38,0–49,0	38,9	ГОСТ 1756
8	Температура начала кристаллизации, °С	Макс.	-58	-60	-58	-58	указать	-58	<-65	ГОСТ 5066
9	Массовая доля серы, % масс.	Макс.	0,05	0,03	0,05	0,05	0,05	0,005	<0,0003	ГОСТ Р 51947
10	Низшая удельная теплота сгорания, кДж/кг	Мин.	**43,5**	42,947	**43,5**	41,5	42	**43,5**	42,95	ГОСТ 21261
11	Коррозия медной пластины, 2 ч при 100 °С	Макс.	№ 1	№ 1	№ 1	№ 1	№ 1	№ 1	№ 1	ГОСТ 6321
12	Содержание потенциальных смол, мг/100 мл	Макс.	6	- 2)	6	6	6	6	2	ГОСТ 33300
13	Содержание фактических смол, мг/100 мл	Макс.	–	3	–	–	1	–	1	ГОСТ 1567
14	Взаимодействие с водой, измен. объема, мл	Макс.	±2	–	±2	±2	±2	±2	1	ГОСТ 27154
15	Удельная электрич. проводимость, пСм/м[1)]	Мин.-Макс.	50–450	–	50–450	50–450	50–450	50–450	–	ГОСТ 52950
16	Содержание ароматических у/в, % масс.	Мин.	–	35	–	**70**	–	–	16,9	ГОСТ 29040
17	Содержание бензола, % масс.	Макс.	–	–	–	0,1	–	–	<0,1	ГОСТ 29040

Примечания:
1. Определяется только при использовании антистатической присадки
2. Используется метод определения периода стабильности авиационных бензинов по ГОСТ 6667
3. Нормы, по которым было обнаружено несоответствие, выделены красным

Avgas 100VLL. Как видно, в целом характер кривых схож между собой, вместе с тем неэтилированный бензин имеет более высокие температуры выкипания 90% отгона и более высокий конец кипения, чем Avgas 100VLL. Утяжеленный состав неэтилированного бензина объясняется присутствием м-толуидина и, конечно, не является позитивным фактом, однако все контрольные точки (10%, 40%, 50%, 90% и конец кипения) удовлетворяют текущим нормам для бензина Avgas 100VLL. Более того, авиабензин 100UL, вероятно, будет характеризоваться меньшими потерями при испарении благодаря более высокой температуре начала кипения и практически отсутствию углеводородов C_4. В целом наш анализ показывает, что найденное техническое решение, вероятно, позволяет получить неэтилированный авиабензин 100UL, характеристики которого максимально приближены к свойствам Avgas 100VLL, при этом в составе нового топлива отсутствуют прочие металлосодержащие присадки, а концентрации неуглеводородных добавок (м-толуидина и МТБЭ) находятся в пределах значений, опробованных в промышленном масштабе при эксплуатации автомобильной техники во многих странах мира.

3. Экономическая оценка

Безусловно, оценка экономических показателей нового продукта является важнейшим аспектом для понимания перспектив его внедрения на рынке. Проведен расчет себестоимости композиции опытного образца неэтилированного авиабензина 100UL в сравнении с этилированным Avgas 100VLL. Цены на алкилат, МТБЭ и толуол приняты по данным [34], цена на изооктан принята экспертно на 30% выше цены на алкилата, цены на изопентан и кумол приняты также экспертно на 15% выше цен на нафту и толуол соответственно. Выполненный расчет (таблица 6) показывает, что себестоимость компонентов бензина 100UL превышает себестоимость компонентов бензина 100VLL только на 15% (891 долл./т против 775 долл./т). Это превышение, очевидно, может быть преодолено в рамках льготного налогового регулирования для более экологически чистого бензина 100UL. Для примера, товарная стоимость бензина 100VLL в США для конечных потребителей на текущий момент составляет порядка 1800 долл./т [35], из которых существенную долю занимают налоги [36].

ТАБЛИЦА 6. Расчет себестоимости компонентов авиабензинов 100UL и 100VLL

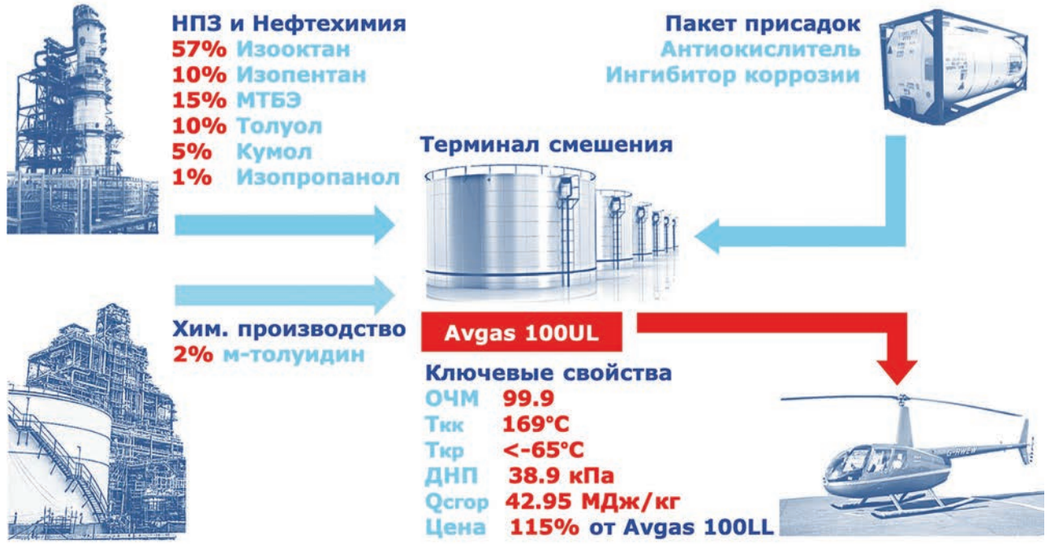
Компоненты	Цена, $/т	100UL		100VLL	
Изооктан	981	57 %	559	–	–
Алкилат	749	–	–	64,84 %	486
Изопентан	682	10 %	68	15 %	102
МТБЭ	712	15 %	107	-	-
Толуол	696	10 %	70	20%	139
Кумол	814	5 %	41	–	–
м-Толуидин	1 800	2 %	36	–	–
Изопропанол	1 000	1 %	10	–	–
Этиловая жидкость	30 000	–	-	0,16 %	48
Итого	–	**100 %**	**891**	**100%**	**775**

4. Выводы

В настоящей работе исследовано влияние различных ароматических аминов и ароматических углеводородов, а также МТБЭ на антидетонационные свойства модельных смесей изооктана и н-гептана, а также предложен один из перспективных вариантов состава неэтилированного авиабензина марки 100UL и результаты определения его основных свойств.

Установлено нелинейное изменение антидетонационной эффективности ароматических аминов по мере увеличения детонационной стойкости базового топлива, при существенной роли строения ароматического амина. Показано, что антидетонационная эффективность ароматических аминов в составе ПЭС-70 возрастает в ряду: анилин < п-толуидин < м-толуидин < о-толуидин < N-метиланилин < N-метил-п-толуидин. Однако при увеличении ОЧМ базового топлива неожиданно обнаружена тенденция существенного снижения эффективности одних ароматических аминов (о-толуидин, N-метиланилин, N-метил-п-толуидин) при сохранении эффективности других (анилин, п-толуидин, м-толуидин). При этом способность повышения ОЧМ при добавлении аминов в состав ПЭС-95 и ПЭС-100 относительно ПЭС-70 изменилась на противоположную: N-метил-п-толуидин < N-метиланилин < о-толуидин < м-толуидин < п-толуидин < анилин. Выдвинуто предположение об определяющей роли структуры ароматического амина и, в частности, наличии второго атома водорода в молекулах м-толуидина, п-толуидина и анилина, соединенного с атомом азота. При более высоких степенях сжатия смеси в цилиндре, а следовательно, более высоких температурах смеси в конце такта сжатия, возникают условия для одновременного разрыва обоих связей N-H, следовательно, большей концентрации радикалов H, обрывающих процесс детонации.

РИС. 11. Концептуальная схема производства неэтилированного авиабензина 100UL





Выявлен нелинейный эффект изменения антидетонационных свойств бинарных смесей изооктана и различных ароматических углеводородов, а также проведено их ранжирование по эффективности увеличения ОЧМ: п-ксилол < м-ксилол < этилбензол < толуол < мезитилен < кумол < трет-бутилбензол.

Проведенные исследования позволили разработать состав неэтилированного авиабензина 100UL, содержащий 57% масс. изооктана, 10% масс. изопентана, 10% масс. толуола, 5% масс. изопропилбензола 15% масс. МТБЭ, 2% масс. м-толуидина и 1% масс. изопропилового спирта. Характеристики разработанного бензина максимально приближены к свойствам коммерческого бензина Avgas 100VLL, при этом в составе нового топлива отсутствуют прочие металлосодержащие присадки, а концентрации неуглеводородных добавок (м-толуидин и МТБЭ) находятся в пределах значений, опробованных в промышленном масштабе при эксплуатации автомобильной техники во многих странах мира (концептуальная схема производства бензина приведена на рисунке 11).

Выполненный экономический расчет показал, что себестоимость компонентов бензина 100UL превышает себестоимость компонентов коммерческого бензина 100VLL только на 15% (891 долл./т против 775 долл./т), что может рассматриваться как позитивный индикатор для оценки перспективы внедрения на рынке нового топлива. ●

Литература

1. *Гришин Н.Н., Середа В.В. Энциклопедия химмотологии. – М.: Издательство «Перо», 2016. – 960 с.*
2. *2013 General Aviation Statistical Databook & 2014 Industry Outlook. [Электронный ресурс] // GAMA [Офиц. сайт]. 2014. – Режим доступа: http://www.gama.aero/files/2013_GAMA_Databook-LowRes-02192014.pdf. (дата обращения: 15.06.2020).*
3. *Презентация Европейского агентства по авиационной безопасности (EASA) на конференции «Alternative Fuels to 100LL Aviation Gasoline» в г. Оттава, Канада, 18 марта 2014 г., http://www.hjelmco.com/upl/files/102247.pdf (дата обращения: 03.09.2014).*
4. *Knowledge Base [Электронный ресурс] // Lycoming [Офиц. сайт]. – 2019. – Режим доступа: https://www.lycoming.com/contact/knowledge-base. (дата обращения: 15.06.2020).*
5. *Service bulletins [Электронный ресурс] // UL Power [Офиц. сайт]. – 2019. – Режим доступа: https://ulpower.com/en/engines/service-bulletins. (дата обращения: 15.06.2020).*
6. *Alternative Fuels [Электронный ресурс] // Continental Motor [Офиц. сайт]. – 2019. – Режим доступа: http://www.continentalmotors.aero/Alternative_Fuels/?terms=unleaded.*
7. *Technical documentation [Электронный ресурс] // Rotax [Офиц. сайт]. – 2019. – Режим доступа: https://www.flyrotax.com/services/technical-documentation.html. (дата обращения: 15.06.2020).*
8. *ASTM D6227-12. Standard Specification for Unleaded Aviation Gasoline Containing a Non-hydrocarbon Component / ASTM International, 2012. – 7 p.*
9. *ASTM D7547-17. Standard Specification for Unleaded Aviation GasolineASTM International, 2017. – 7 p.*
10. *ASTM D7592-15a. Standard Specification for Specification for Grade 94 Unleaded Aviation Gasoline Certification and Test Fuel / ASTM International, 2015. – 7 p.*
11. *ASTM D7719-16a. Standard Specification for High Octane Unleaded Test Fuel / ASTM International, 2016. – 10 p.*
12. *ASTM 7960-18. Standard Specification for Unleaded Aviation Gasoline Test Fuel Containing Non-hydrocarbon Components / ASTM International, 2018.*
13. *ASTM WK69284. New Specification for UL100 Unleaded aviation gasoline / ASTM International / 2020.*
14. *Итоговый отчет Координационного совета по научным исследованиям США(CRC Report AV-7-07, "Research Results Unleaded High Octane Aviation Gasoline", June 17, 2010.) [Текст]: Отчет о НИР. – 2010.*
15. *Итоговый отчет Комитета США по переходу на неэтилированный авиационный бензин, часть 1 (UAT ARC Final Report – Part I Body. «Unleaded AVGAS Findings & Recommendations», Feb 17, 2012) [Текст]: Отчет о НИР. – 2012. – 269 p.*
16. *Данилов А.М. Применение присадок в топливах: Справочник – СПб.: ХИМИЗДАТ, 2010. – 368 с.*
17. *Европейский патент № EP 0540297, 05.05.1993.*
18. *Патент США № US 6238446, 29.05.2001.*
19. *Helder, D. Ethanol Based Fuels for Aviation. Final report. 2005, August, 1 [Текст]: Отчет о НИР. – 2000.*
20. *Collective Knowledge on Aviation Gasolines [Электронный ресурс] // Purdue university [Офиц. сайт]. – 2014. – Режим доступа: https://docs.lib.purdue.edu/techdirproj/43/ (дата обращения: 15.06.2020).*
21. *ASTM D7618-13. Standard Specification for Ethyl Tertiary-Butyl Ether (ETBE) for Blending with Aviation Spark-Ignition Engine Fuel / ASTM International, 2017. – 4 p.*
22. *Boichenko S., Kondakova O. Environmentally Clean Reformulated Aviation Gasoline. March 2018. [Электронный ресурс] // Research Gate – Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/323935563_Environmentally_Clean_Reformulated_Aviation_Gasoline (дата обращения: 15.06.2020).*
23. *Интернет ресурсы: Официальный сайт компании Hjelmco Oil, презентация URL: http://www.hjelmco.com/upl/files/74562.pdf (дата обращения: 20.10.2019).*
24. *Патент США № US 6258134, 10.07.2001.*
25. *Емельянов В.Е., Дейнеко П.С., Е.А. Никитина, В.П. Гребенщиков Метил-трет-бутиловый эфир как компонент авиационных бензинов // ХТТМ. – 1991. – № 9. – С. 12–14.*
26. *Пат. 1650289, ЕР, МПК C 10 L 1/06, C 10 L 1/14, C 10 L 1/16, C 10 L 1/18, C 10 L 1/22. Aviation gasoline formulation [Текст] / De Oliveira Edimilson Jesus, Rocha Mauro lurk; Заявитель и патентообладатель Petroleo Brasileiro Sa; заявл. 22.10.04 ; опубл. 26.04.2006. Бюл. № 2006/17. – 12 с.*
27. *Заявка 2010263262 США, МПК C 10 L 1/223, C 10 L 1/232. Unleaded aviation gasoline [Текст] / Gaughan Roger Grant; Заявитель Exxonmobil Res & Eng Co. – № 61.212,397 ; заявл 10.04.09 ; опубл. 21.10.10. – 12 с.*
28. *Майоров В.И., Кесель И.Б., Шифрин Г.Г., Соколов В.В. Повышение качества газоконденсатных прямогонных бензинов // Газовая промышленность. – 1986. – № 3. – С. 33–34.*
29. *Пат. 2106933 Великобритания, МПК C 10 L 1/14, C 10 L 1/1608, C 10 L 1/223. Additives for improving the octane rating of liquid motor fuels [Текст] / Vizard D. – N GB08123503A; заявл. 31.07.81 ; опубл. 20.04.83. – 5 с.*
30. *Любименко В.А. Дисс. на соискание ученой степени доктора химических наук. Молекулярное моделирование и квантово-химические расчеты в изучении процессов нефтепереработки и нефтехимии. – М., 2015. – С. 235–242.*
31. *Скобелев В.Н., Беляков А.В., Хотунцова С.В. К механизму действия аминов как присадок, увеличивающих детонационную стойкость моторных топлив // Известия Санкт-Петербургского государственного технологического института. – 2013 . – Т. 45, № 19. – С. 71–74.*
32. *Burns L.D. Organic antiknock chemicals // Chemtechn., 1984. – V. 4, № 12. – P. 744–748.*
33. *Интернет-ресурсы: Argus MTBE Annual 2017, URL: https://www.argusmedia.com/-/media/Files/sample-reports/argus-mtbe-annual-2017.ashx?la=ru&hash=E932D4887FDC378186384357B8E3E3BF1DB26899 (дата обращения: 15.06.2020).*
34. *Интернет-ресурсы: Argus. Fuels and Octane. Iss. 18-1 2018, URL: https://www2.argusmedia.com/-/media/Files/sample-reports/argus-fuels-and-octane.ashx?la=en&hash=6EF3D50EEEF6F692FB945ADC01C660F3E13916C2 (дата обращения: 15.06.2020).*
35. *100 LL – Aviation Fuel Prices [Электронный ресурс]. – URL: http://www.100ll.com/*
36. *Joseph B.Sobieralski. The optimal aviation gasoline tax for U.S. general aviation// Transport Policy. Volume 29, 2013, – 186–191 pp.*

KEYWORDS: *unleaded aviation gasoline, aromatic amines, small aircraft.*

Ощутите прогресс



РЕКЛАМА

Преимущества трубоукладчиков Liebherr:

- Мощная гидростатическая трансмиссия с бесступенчатой регулировкой тягового усилия
- Эргономичная кабина и удобное управление джойстиками
- Высокоточная и мощная гидравлика
- Максимальная безопасность: ROPS-защита кабины машиниста в стандартной комплектации

ЛИБХЕРР-РУСЛАНД ООО
РФ, 121059, Москва, ул. 1-ая Бородинская, 5

Москва	тел.: (495) 710 83 65
Санкт-Петербург	тел.: (812) 602 09 01
Краснодар	тел.: (861) 238 60 07
Екатеринбург	тел.: (343) 345 70 50
Кемерово	тел.: (3842) 34 59 00
Красноярск	тел.: (391) 258 26 22
Хабаровск	тел.: (4212) 74 78 47

E-Mail: office.lru@liebherr.com
www.liebherr.com

LIEBHERR

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Дорогие друзья и коллеги!



От всей души поздравляю вас с нашим главным профессиональным праздником – Днем работника нефтяной и газовой промышленности!

Вся история становления и развития топливно-энергетического комплекса России – это история самоотверженности и мужества, ежедневного трудового подвига. Нефтяники и газовики – особые люди, сильные, ответственные и упорные, профессионалы, преданные своему делу. День работников нефтяной и газовой промышленности по праву стал народным праздником, который отмечают миллионы россиян.

В этом году наша отрасль столкнулась с беспрецедентными вызовами, с которым ни отечественный, ни мировой ТЭК не сталкивались никогда за всю свою историю. Реальная угроза жизни и здоровью миллионов людей, закрытие стран, введение карантинов, резкое торможение экономики во всем мире неизбежно вызвали падение спроса на энергию, не только цен на энергоресурсы, но и их объемов, причем в масштабах, казавшихся невозможными.

Сегодня уже можно сказать, что наша отрасль и вся страна с честью выдерживают новое испытание. Уверен, что замечательные традиции, накопленный научно-технический потенциал, высокопрофессиональные кадры, самые современные отраслевые технологии и дальше будут прочной основой для устойчивого развития самого нефтегазового комплекса, экономики и социальной сферы нашей страны.

Желаю вам и вашим близким здоровья, благополучия, успехов и уверенности в будущем, новых профессиональных достижений на благо отрасли и нашей Родины!

Председатель комитета
Государственной Думы по энергетике
П.Н. Завальный



От имени Российского союза промышленников и предпринимателей поздравляю работников нефтяной, газовой и топливной промышленности с их профессиональным праздником!

Сектор ТЭК является опорой российской экономики – цена барреля нефти лежит в основе любого макроэкономического прогноза.

РСПП, находясь в постоянном диалоге с властью, уделяет особое внимание вопросам развития ТЭК. Сегодня, когда топливные рынки испытывают влияние последствий пандемии коронавируса, основным предметом обсуждения становятся консолидированные действия по выходу нефтяной отрасли из кризиса.

Несомненно, 2020 год стал одним из самых сложных для мирового нефтяного сектора, который столкнулся с профицитом предложения и обвалом цен. В этих условиях особенно важное значение приобретают качество государственной энергетической политики и усилия ключевых игроков рынка.

Несмотря на непростую ситуацию, добывающая и перерабатывающая отрасли продолжают активно развиваться, в том числе технологически.

Уверен, нефтяники нашей страны в этот сложный момент мобилизуют силы для выхода из кризиса, с присущим им высоким профессионализмом преодолеют все трудности на своем пути!

Желаю труженикам отрасли бодрости духа, новых свершений, ярких побед на благо России!

Президент Российского союза
промышленников
и предпринимателей
А.Н. Шохин

Уважаемые работники нефтяной и газовой промышленности!



От всей души поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем нефтяной и газовой промышленности!

Нефтяная и газовая промышленность является локомотивом развития экономики нашей страны, обеспечивает реализацию стратегических планов, выполнение социальных обязательств.

Вопросы развития нефтегазовой отрасли являются приоритетными для Торгово-промышленной палаты Российской Федерации. Комитет ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию топливно-энергетического комплекса, торгово-промышленные палаты регионов, в которых сосредоточены нефте-, газодобывающие и перерабатывающие предприятия, постоянно рассматривают предложения по совершенствованию нормативного правового регулирования, поддержке нефтегазовой промышленности и смежных отраслей.

Благодарю за ваш каждодневный нелегкий труд, благодаря которому есть тепло в домах и топливо на транспорте, за умение и профессионализм, за верность своему делу и ответственность.

Желаю крепкого здоровья, счастья, благополучия и успехов в труде на благо России.

Президент
Торгово-промышленной палаты
Российской Федерации
С.Н. Катырин



Уважаемые работники нефтяной, газовой и топливной промышленности!

От имени Минпромторга России сердечно поздравляю вас с профессиональным праздником!

Нефтегазовая отрасль России входит в число ведущих в мире, полностью обеспечивает внутренние текущие и перспективные потребности государства в нефти, природном газе, продуктах их переработки. Всё это было бы невозможным без вашего профессионализма и самоотверженного труда.

Министерство, в свою очередь, активно участвует в развитии российского нефтегазового машиностроения. Мы ведем непрерывную масштабную работу по совершенствованию потенциала предприятий, созданию условий по развитию внутреннего рынка, расширению спроса на отечественную продукцию за рубежом, а также стимулированию производства высокотехнологичного оборудования, способного конкурировать на внешних рынках.

Уверен, синергия предприятий нефтегазового машиностроения и компаний топливно-энергетического комплекса позволит России и дальше развивать свой экономический потенциал ради повышения благосостояния наших граждан.

Коллеги, от всей души желаю вам благополучия, дальнейших успехов и профессионального роста!

Заместитель министра
Министерства
промышленности и торговли
Российской Федерации
М.И. Иванов

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

надсолевого комплекса Припятского прогиба

УДК 622.24

БУРЕНИЕ НАДСОЛЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА ЗАЧАСТУЮ СОПРОВОЖДАЕТСЯ ОСЛОЖНЕНИЯМИ: ПРИХВАТЫ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА, КАВЕРНООБРАЗОВАНИЕ, САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЕ, ПОТЕРЯ ЦИРКУЛЯЦИИ. ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ ПОДОБНЫХ ОСЛОЖНЕНИЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ИНГИБИРУЮЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗРАБОТАННОГО В БЕЛНИПИНЕФТЬ ИНГИБИРУЮЩЕГО БУРОВОГО РАСТВОРА

DRILLING OF OVER-SALT DEPOSITS OF THE PRIPYAT TROUGH IS OFTEN ACCOMPANIED BY COMPLICATIONS: THE STICKING OF THE DRILLING TOOL, CAVERN FORMATION, STICKING CLAY ON THE DRILLING TOOL, LOSS OF CIRCULATION. TO MINIMIZE THE CONSEQUENCES OF SUCH COMPLICATIONS, IT IS ADVISABLE TO USE AN INHIBITING DRILLING MUD. THIS ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF USING AN INHIBITING DRILLING MUD DEVELOPED IN BELNIPINEFT

Ключевые слова: *бурение, глина, набухание, осложнения, ингибирующий буровой раствор.*



Дегтярёв Филипп Вячеславович

инженер-технолог 2 категории службы промывочных жидкостей, аспирант, РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"», БелНИПИнефть



Надсолевой комплекс Припятского прогиба имеет некоторые особенности геологического строения, которые вызывают определенные проблемы при бурении.

Характерными особенностями строения надсолевого комплекса Припятского прогиба являются:

- ритмичное строение толщи, заключающееся в чередовании глины, мергеля, известняка с прослоями мелкозернистого песчаника;
- значительное развитие пестроцветных глинистых пород, склонных к набуханию при контакте с водой или буровым раствором на водной основе;
- большая мощность надсолевых отложений – от нескольких десятков метров до 1000 м, а на отдельных участках и до 3500 м [1].

Набухание глинистых пород в процессе бурения часто сопровождается различными осложнениями: осыпями, обвалами, кавернообразованиями, снижением устойчивости ствола скважины, наработкой бурового раствора и, как следствие последнего, увеличением количества отходов бурения.

Ликвидация перечисленных выше осложнений и их последствий приводят к удорожанию строительства скважины, следовательно, актуальной является разработка технологического решения предотвращающего или минимизирующего первопричину перечисленных выше осложнений – набухание глинистых пород. Таким технологическим решением является ингибирующий буровой раствор. Основное назначение подобного бурового раствора – снижение набухания и диспергации глин, минимизация влияния глинистого шлама на структурно-реологические и фильтрационные показатели раствора [2].

В научном институте БелНИПИнефть РУП «Производственное объединение "Белоруснефть"» разработана рецептура ингибирующего бурового раствора. Разработка основывалась на подборе эффективного ингибитора для конкретных образцов породы, отобранных при бурении интервала (шлам и глина, образующая сальники) [3–5].

В данной статье приведены результаты использования ингибирующего бурового раствора (ИБР), разработанного БелНИПИнефть на скважине № 22 Карташовского нефтяного месторождения.

Основой ингибирующего бурового раствора является ксантановый биополимер, в качестве стабилизатора фильтрации выступает низковязкая полианионная целлюлоза, органическим ингибитором глин является реагент гликолевого ряда, а минеральным ингибитором – хлорид калия. Помимо перечисленных компонентов в состав входят реагенты, образующие слабопроницаемую фильтрационную корку: мел высокодисперсный, доломитовый наполнитель, графит, сульфированный асфальт. Компонентный состав бурового раствора ИБР представлен в таблице 1.

На рисунках 1–3 приведены графики изменения параметров условной вязкости, содержания коллоидной фазы (по тесту метиленового синего – МВТ) и показателя фильтрации бурового раствора в процессе бурения скважины как наиболее результирующие параметры, характеризующие состояние бурового раствора при ингибировании высококоллоидальных глинистых отложений. Регламентируемые значения, установленные проектной документацией: по условной вязкости – 30–60 с/500 мл, по фильтрации – до 4 см³/30 мин, а по МВТ – до 60 кг/м³.

Изменение параметров раствора ИБР при бурении интервала надсолевых пород Припятского прогиба на скважине 22 Карташовская характеризуется следующими особенностями:

- резкий рост параметра условной вязкости, вплоть до превышения допустимого значения 17.03.2020 г.;
- одновременный рост содержания коллоидной глины в буровом растворе 17.03.2020 г.;

ТАБЛИЦА 1. Компонентный состав бурового раствора ИБР

№	Реагент	Функция в буровом растворе
1	Вода	Основа бурового раствора
2	Бактерицид	Предотвращение биодеструкции
3	Биополимер ксантанового типа	Образование структуры
4	Калия гидроксид технический	Регулятор щелочности для поддержания показателя pH
5	Полианионная целлюлоза низковязкая	Снижение фильтрации
6	Калий хлористый	Минеральный ингибитор глин
7	Мел высокодисперсный	Коркообразователь, утяжелитель
8	Доломитовый наполнитель	Коркообразователь, утяжелитель
9	Реагент гликолевого ряда	Органический ингибитор глин
10	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования и исключение воздушных включений
11	Графит	Сухая смазка, коркообразователь
12	Сульфированный асфальт	Ингибитор глин, коркообразователь

РИС. 1. График изменения параметра условной вязкости бурового раствора в процессе бурения скв. 22 Карташовская

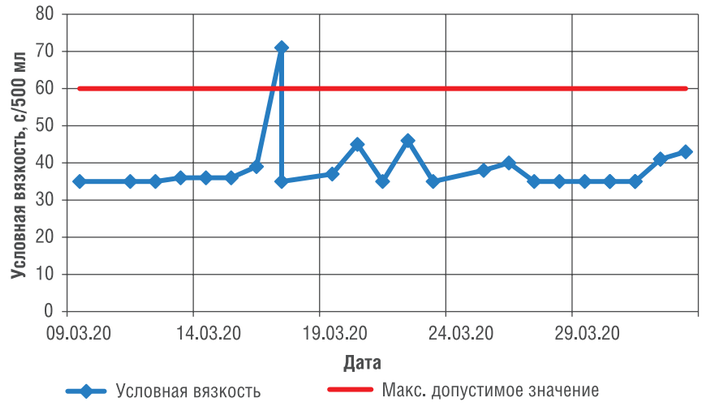


РИС. 2. График изменения параметра фильтрации бурового раствора в процессе бурения скв. 22 Карташовская

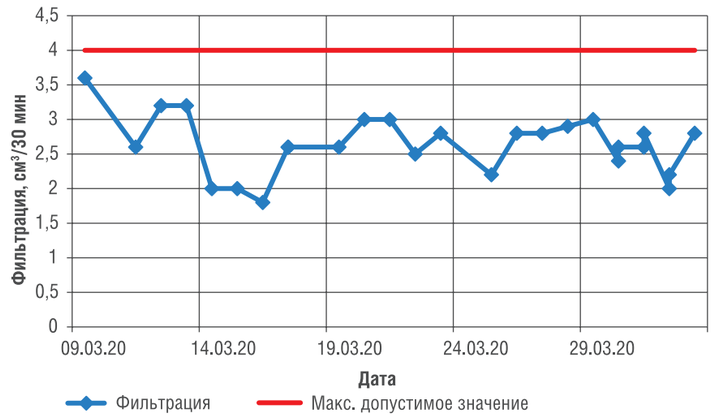


РИС. 3. График изменения содержания коллоидной глины в буровом растворе в процессе бурения скв. 22 Карташовская



ТАБЛИЦА 2. Затраты времени на бурение соседних скважин

Скважина	Интервал, м	Время бурения, ч
22 Карташовская (использование ИБР)	360–2490	604
Соседние скважины		
23 Карташовская	355–2468	508,84
10 Карташовская	363–2482	628,33
21 Карташовская	370–2445	779
17 Карташовская	380–2491	617,84
15 Карташовская	355–2483	656
Среднее время бурения надсолевого интервала соседних скважин (до аналогичной глубины)		638

- показатель фильтрации в процессе бурения интервала не превышал регламентируемых значений, установленных проектной документацией.

Согласно рисункам 1 и 3 отмечается резкий согласованный рост параметров условной вязкости и МВТ, что говорит о прямой взаимосвязи двух оцениваемых параметров бурового раствора и, вероятно, о значительном содержании в данном интервале скважины пестроцветных высококоллоидальных глинистых отложений.

В таблице 2 представлены общие затраты времени на бурение надсолевых отложений на скважине 22 Карташовская. Для сравнения приведено время бурения аналогичного интервала соседних скважин.

Из представленных в таблице 2 данных следует, что время, затраченное на бурение надсолевого интервала скважины 22 Карташовская, на 34 ч меньше, чем среднее время бурения аналогичного интервала на соседних скважинах, что положительно сказывается на экономической эффективности строительства скважины.

Стоит отметить, что в процессе бурения не наблюдалось признаков налипания выбуренной породы на КНБК (сальникообразования), в связи с чем сокращены затраты времени на очистку долота и элементов КНБК по сравнению с ближайшей скважиной.

Также при наличии в разрезе слабосцементированных пород не отмечалось признаков их осыпания или обвалов. При этом в процессе бурения на виброситах наблюдался выход инкапсулированного шлама: частицы выбуренной породы сбрасывались в форме глобул, связанных буровым раствором. При размалывании таких частиц внутри обнаруживалась слабо увлажненная выбуренная порода, что свидетельствует о высокой ингибирующей способности раствора.

Результаты, полученные во время использования ингибирующего бурового раствора разработки БелНИПИнефть (сокращение времени бурения под первую техническую колонну по сравнению с соседними скважинами, отсутствие осыпаний, сальникообразования, вынос выбуренной породы в инкапсулированном виде), свидетельствуют об эффективности, экономической целесообразности и востребованности подобных решений для процесса бурения.

Следующим этапом является дальнейшее внедрение в эксплуатацию ингибирующего бурового раствора на других объектах, отработка технологии эксплуатации для предотвращения значительных изменений параметров в процессе бурения, а также, при необходимости, дооснащение рецептуры реагентами для усиления ингибирующих или крепящих свойств. ●

Литература

1. *Махнач А.А. Введение в геологию Беларуси / А.А. Махнач; науч.ред. А.В. Матвеев. – Мн.: Ин-т геол. наук НАН Беларуси, 2004. – 198 с.*
2. *Егорова Е.В. Разработка ингибирующего бурового раствора для бурения в глинистых отложениях. Автореф. дис. канд. техн. наук. – Астрахань, 2010. – 194 с.*
3. *Повжик П.П., Дегтярёв Ф.В. Лабораторные испытания ингибиторов глин и выбор оптимального реагента для безаварийного бурения надсолевой части Припятского прогиба / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса № 6. 2017. С 4–8.*
4. *Дегтярёв Ф.В. Оценка воздействия минерального и органического ингибиторов на бентонитовую глину / Георесурсы № 20 (4) Ч.1. 2018. С. 355–358.*
5. *Дегтярёв Ф.В. Реализация системного подхода при подборе компонентов для бурового раствора, используемого при бурении пород надсолевого комплекса Припятского прогиба / Ф.В. Дегтярёв // Нефтяник полесья. – 2019. – № 2 (36) – С. 58–63.*

KEYWORDS: *drilling, clay, swelling, complications, inhibiting drilling mud.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…



Министерство нефти Ирана о поставках газа в ОАЭ

Министерство нефти Ирана готово к политике прямых поставок газа в Объединенные Эмираты. В августе 2010 г. генеральный директор иранской национальной газовой компании Д. Оуджи сообщил, что в настоящее время в правовом департаменте президентской администрации изучается контракт с компанией Crescent Petroleum (Объединенные Арабские Эмираты).

•Комментарий Neftegaz.RU

В августе 2020 г. министр нефти Ирана Б. Н. Зангане заявил, что ни одна страна в мире в настоящий момент не готова к сотрудничеству с Ираном в нефтегазовой сфере из-за санкций США.



Министр уточнил, что в нефтегазовой области «Иран готов к сотрудничеству с любой страной, кроме Израиля». В конце 2018 г. США возобновили санкции в отношении Ирана в полном объеме. Под них попали экспортные поставки иранской нефти, а также более 700 банков, компаний и физических лиц. Это произошло после выхода Вашингтона 8 мая 2018 г. из Совместного всеобъемлющего плана действий по иранской ядерной программе, в связи с чем будущее ядерной сделки оказалось под вопросом.

Впервые обнаружено месторождение газа в Арктике

Открытие сделала британская нефтегазовая компания Cairn Energy. Месторождение газа найдено в конце августа 2010 г. на западном побережье Гренландии. Ранее сообщалось, что правительство Гренландии выдало разрешение британской энергетической компании Cairn Energy со штаб-квартирой в Эдинбурге на бурение двух поисково-разведывательных скважин на шельфе покрытого льдами западного побережья страны.

•Комментарий Neftegaz.RU

Сегодня газ в Арктике добывают и другие арктические страны. В августе 2020 г. Газпром нефть приступила к промышленному освоению северной части Новопортовского НГКМ. Это один из трех ключевых арктических проектов компании. Газовые проекты в регионе, не только по добыче, но и переработке, развивает НОВАТЭК. Всего выдано 69 лицензий на разведку и добычу нефти и газа, с обязательством пробурить 86 скважин за 20 лет. Запасы российской арктической зоны по газу составляют 55 трлн м³.

Польша вернулась к российской нефти в полном объеме

10 августа 2020 г. Польша возобновила прием нефти из России по трубопроводу в полном объеме. Ограничения с направления на Гданьск сняты. Ранее «Транснефть» получила письменное извещение о том, что Польша в первой декаде августа вводит ограничение на прием нефти из РФ. На польском направлении работают основные нефтедобывающие компании России.



•Комментарий Neftegaz.RU

Крупные польские концерны Orlen и Lotos планируют слияние, чтобы получить одобрение Европейской комиссии, им необходимо выполнить ряд условий, среди которых продажа Orlen 30 % акций Гданьского НПЗ. В августе 2020 г. глава концерна Д. Обайтек отметил, что не станет продавать акции российским нефтяным компаниям. Традиционно прибалтийские нефтеперерабатывающие заводы закупают для переработки российскую нефть сорта Urals. Но шаткое положение на рынке углеводородов меняет привычное положение дел. Сейчас Urals дороже чем сорта других брендов. Из-за этого Польша, Литва и Финляндия вынуждены сокращать импорт Urals. По данным Argus, прибалтийские НПЗ закупают нефть с месторождений Каспийского и Северного морей. ●

СНИЖЕНИЕ ТРЕНИЯ

УДК 622.24

ПРИ ОТНОСИТЕЛЬНОМ ДВИЖЕНИИ МЕЖДУ ДВУМЯ СОПРИКАСАЮЩИМИСЯ ТЕЛАМИ ВОЗНИКАЕТ СИЛА ТРЕНИЯ, ПРЕПЯТСТВУЮЩАЯ ДВИЖЕНИЮ. УСТОЙЧИВОСТЬ К ТРЕНИЮ ПРИ ВРАЩЕНИИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НАЗЫВАЮТ КРУТЯЩИМ МОМЕНТОМ, КОТОРАЯ ОСОБЕННО УВЕЛИЧИВАЕТСЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ОТКЛОНЕНИЕМ ОТ ОСИ БУРЕНИЯ. ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СМАЗЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ В КАЧЕСТВЕ ДОБАВОК К БУРОВЫМ РАСТВОРАМ БЫЛО ОПРОБОВАНО МНОЖЕСТВО МАТЕРИАЛОВ: ГРАФИТ, СЛЮДА, ДИЗЕЛЬНОЕ ТОПЛИВО, СЫРАЯ НЕФТЬ И МНОГИЕ ДРУГИЕ. С ПОМОЩЬЮ ТЕСТЕРА СМАЗЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ МОЖНО МОДЕЛИРОВАТЬ СКОРОСТЬ ВРАЩЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ И ДАВЛЕНИЕ, ОКАЗЫВАЕМОЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННОЙ НА СТЕНКУ СКВАЖИНЫ

DURING THE RELATIVE MOTION THE FRICTION FORCE IMPEDING THE MOTION APPEARS BETWEEN TWO CONTACT BODIES. THE RESISTANCE TO FRICTION DURING THE ROTATION OF THE DRILL STEM IS CALLED TORQUE, WHICH ESPECIALLY INCREASES DURING DRILLING OF WELLS WITH DEVIATION FROM THE DRILLING AXIS. IN ORDER TO IMPROVE THE LUBRICATION PERFORMANCE MANY MATERIALS WERE TRIED AS ADDITIVES TO THE DRILL FLUIDS, SUCH AS GRAPHITE, MICA, DIESEL FUEL, CRUDE OIL AND MUCH MORE. THE ROTATION SPEED OF THE DRILL STEM AND PRESSURE CAUSED BY IT TO THE WELL WALLS CAN BE MODELED USING THE LUBRICATION PERFORMANCE TESTER

Ключевые слова: *бурение, буровой раствор, смазки, трение, триботехнические свойства.*

Пантюхин
Антон Андреевич

аспирант кафедры бурения скважин,
Нефтегазовый факультет,
Горный институт, Санкт-Петербург

Тестер предельного давления и смазывающей способности OFITE

Комбинированный тестер предельного давления (ПД) и смазывающей способности это высококачественный прибор, используемый для измерения смазывающей способности буровых растворов, получения данных для определения типа и количества смазочных добавок и скорости износа механических деталей в известных системах флюидов буровых растворов.

Требования электроподключения оборудования: 10 А при 115 В, 50/60 Гц. Испытание заключается в измерении крутящего момента стального блока, прижатого к вращающемуся стальному кольцу.

Предельное значение крутящего момента – 600 фунтов на дюйм.



Установка УСР-1

Установка УСР-1 – предназначена для определения смазывающей способности буровых растворов посредством измерения коэффициента трения между трущимися поверхностями, помещенными в буровой раствор.

FANN 212

Прибор для испытания предельного давления/смазочных свойств FANN 212 – данный прибор является разработкой компании FANN. Это надежный прибор, с точными лабораторными данными, легкий в использовании. Его основная цель – это определение смазывающей способности, определение, как долго механическая деталь сможет прослужить на производстве при применении различных смазывающих компонентов. Опыты проводятся в результате взаимодействия металлического кольца, вращающегося по часовой стрелке, и бруска из такого же сплава, под определенным давлением, которое создает кронштейн, определяется коэффициент трения пары.

Данное испытание дает представление о прочности пленки испытуемого раствора при чрезмерных давлениях. Проблема сокращения трения между буровой штангой и стволом скважины требует различных моделирований. В процессе наиболее известного испытания смазочных свойств сопротивление раствора (смазочные свойства) измеряется между двумя закаленными движущимися стальными поверхностями при приложении силы в сто фунтов (которая интерпретируется как давление от 5000 до 10 000 psi (34 470–68 940 кПа) на промежуточную пленку раствора). Во время испытания смазочных свойств стальной блок прижимается к вращающемуся стальному кольцу. Нагрузка в дюймо-фунтах считывается прямо со шкалы на динамометрическом ключе.

Вывод по установкам

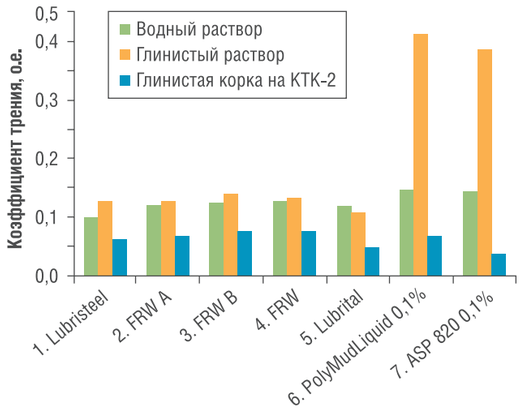
Во время исследования триботехнических свойств буровых растворов были использованы приборы «Тестер предельного давления и смазывающей способности OFITE», установка УСР-1 и FANN 212.

В результате проверки одинаковых составов растворов на смазывающую способность было выявлено, что прибор FANN 212 показал самые точнее данные.

Результаты

На рисунке 1 представлены результаты исследования смазочной способности, основанной на определении коэффициента трения пары «металл – металл» в жидкой среде, характеризующей вращение колонны бурильных труб в обсаженном участке ствола скважины, и пары «металл – глинистая корка», характеризующей «прилипание» колонны бурильных труб к глинистой корке на стенке скважины.

РИС. 1. Коэффициент трения в растворах со смазывающими добавками (пара «металл – металл» и значения коэффициента трения пары «металл – глинистая корка»)



Из рисунка 1 видно, что растворы ASP 820 и Poly-MudLiquid увеличивают коэффициент трения пары «металл – металл» в среде глинистого раствора (на графике фиолетовый столбик «глинистый раствор»), остальные же смазывающие добавки показали положительный результат во всех трех опытах и снизили коэффициент трения как минимум на 50%.

РИС. 2. Коэффициент трения пары «металл-металл» в глинистом растворе с различной концентрацией FRW

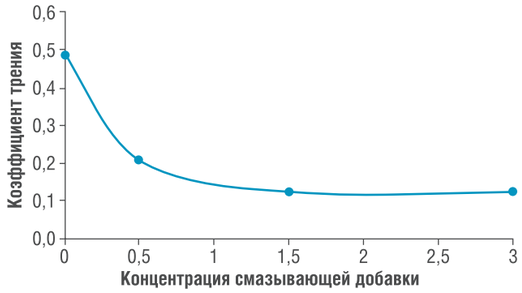
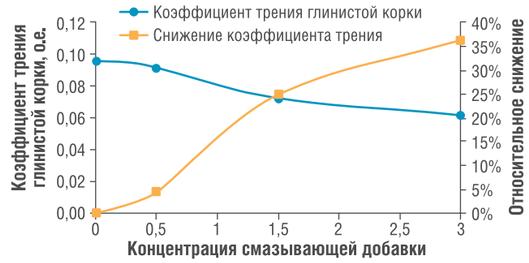


Рисунок 2 показывает влияние концентрации смазывающих добавок группы FRW на коэффициент трения пары «металл–металл». Видно, что эти добавки позволяют снизить коэффициент трения до 0,12 при концентрации в пределах 1,5–2%, что соответствует относительному снижению коэффициента трения по сравнению с необработанным глинистым раствором на 75%.

РИС. 3. Влияние концентрации смазывающей добавки FRW на коэффициент трения глинистой корки



На рисунке 3 представлена зависимость снижения коэффициента трения глинистой корки раствора, обработанного реагентом FRW, и его относительное снижение по сравнению с необработанным раствором. Коэффициент трения корки обработанного глинистого раствора варьируется в пределах 0,1–0,06, при этом относительное снижение коэффициента трения достигает 37%. При увеличении концентрации смазывающей добавки более 2% снижение коэффициента трения корки затухает, что характеризуется уменьшением угла наклона кривой.

Заключение

На основе анализа полученных данных смазывающая добавка FRW различных модификаций показала результаты, сопоставимые с применяемыми в настоящее время реагентами: снижение коэффициента трения пары «металл – металл» в глинистом растворе составило 70–75%, в водном растворе 70%. Приготовление раствора не вызывает затруднений, пенообразования не наблюдается, реагенты практически не изменяют pH раствора, ввод смазывающей добавки практически не вызывает изменения реологии глинистого раствора. Оптимальная концентрация смазывающей добавки FRW, по результатам исследования снижения коэффициента трения в разных средах, составила порядка 1,5–2%. Таким образом, добавки FRW различных модификаций могут быть успешно применены в качестве смазывающих, однако необходимо более детальное изучение в составе буровых растворов, а также их исследование в промысловых условиях. ●

Литература

1. *Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ОАО Издательство «Недра». – 1999. – 424 с.*
2. *Д.Р. Грей, Г.С. Г. Дарли. Состав и свойства буровых агентов. Перевод с английского «Недра». – 2004. – 170 с.*
3. *Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. – М.: «Недра». – 1998. – 303 с.*
4. *ГОСТ 56946-2016 (ИСО 13500:2008) Нефтяная и газовая промышленность. – Введ. 2016. – М.: Изд-во стандартов. 2016. – 56 с.*

Keywords: *drilling, drilling mud, lubricants, friction, tribotechnical properties.*

БОРЬБА С ОСЛОЖНЕНИЯМИ: ВОДОНЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ

Исследование состава и причин образования стойких водонефтяных эмульсий промежуточного слоя на установках подготовки нефти



Бурюкин Федор Анатольевич
заведующий Базовой кафедрой Химии и технологии природных энергоносителей и углеродных материалов ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», к.х.н, доцент



Косицына Анна Сергеевна
доцент кафедры органической химии и технологии органических веществ ФГБОУ ВО «Сибирский государственный университет науки и технологий»



Ковальчук Анна Андреевна
ведущий инженер испытательной лаборатории АО «Восточно-Сибирская нефтегазовая компания»



Шаповалов Павел Леонидович
инженер отдела подготовки нефти ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

УДК 665.622.3

ОБРАЗОВАНИЕ СТОЙКИХ ЭМУЛЬСИЙ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ, НЕ РАЗРУШАЕМЫХ ПРИ СТАНДАРТНОМ ВЕДЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА НА ПРОМЫСЛОВЫХ УСТАНОВКАХ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ПРИВОДИТ К БОЛЬШИМ ФИНАНСОВЫМ ПОТЕРЯМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ. В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ СТОЙКИХ ЭМУЛЬСИЙ НЕ СВЯЗАНО С ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ ИЛИ ТЕХНОЛОГИЕЙ ДОБЫЧИ. В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ВЫЯВЛЕНИЮ ПРИЧИН ОБРАЗОВАНИЯ ЭМУЛЬСИЙ ПРОМЕЖУТОЧНОГО СЛОЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ, ДОБЫВАЮЩИХ ОСОБО ЛЕГКУЮ НЕФТЬ С НИЗКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПРИРОДНЫХ ЭМУЛЬГАТОРОВ, И ПРЕДЛОЖЕНЫ МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ ЭТИХ ЭМУЛЬСИЙ ИСХОДЯ ИЗ ИХ СОСТАВА И ПРИРОДЫ

FORMATION OF PERSISTENT WATER-OIL EMULSIONS IN OIL PRODUCTION LEADS TO LARGE FINANCIAL LOSSES FOR THE OIL COMPANIES. SOMETIMES IT IS NOT RELATED TO THE PHYSICOCHEMICAL PROPERTIES OF FORMATION FLUIDS OR PRODUCTION TECHNOLOGY. THIS PAPER PRESENTS A STUDY TO IDENTIFY THE CAUSES OF THE FORMATION OF INTERMEDIATE LAYER EMULSIONS IN THE FIELDS OF EASTERN SIBERIA, PRODUCING ESPECIALLY LIGHT OIL WITH A LOW CONTENT OF NATURAL EMULSIFIERS. BASED ON THIS, METHODS FOR THE DESTRUCTION OF THESE PERSISTENT WATER-OIL EMULSIONS ARE PROPOSED

Ключевые слова: *водно-нефтяная эмульсия, установка подготовки нефти, буровой раствор, органофильная глина.*

Одним из осложнений в процессе добычи нефти является образование трудно разрушаемых водно-нефтяных эмульсий (ВНЭ), так называемого промежуточного слоя.

Промежуточным слоем (промслоем) принято называть отдельную фазу, выделяемую при центрифугировании ВНЭ и занимающую промежуточное положение между нефтью и подтоварной водой. Его наличие фиксируется как в пробах из скважин фонда, так и в аппаратах установки подготовки нефти.

Образование стойкой ВНЭ на устье скважины влечет за собой экономические потери, связанные с ее балластовой перекачкой, а присутствие и накопление промслоя в аппаратах установки подготовки нефти (УПН), резервуарах приводит к срыву подготовки нефти до необходимой группы качества. Все это ведет за собой более серьезные риски и экономические затраты на переподготовку.

Формирование такой эмульсии (рис. 1) влечет за собой также засорение технологических насосов, утилизацию большого количества некондиционной жидкости. Накапливающийся в аппаратах УПН промежуточный слой зачастую просто сбрасывают в канализацию, откуда через очистные сооружения перепускают на нефтешламовую установку или вывозят автоцистернами.

Изучение природы промежуточного слоя и разработка методов предотвращения его образования или разрушения является актуальной задачей для добывающих предприятий, т.к. это позволит увеличить объем подготовленной товарной нефти, при этом сократив финансовые потери, связанные

РИС. 1. Примеры стойких ВНЭ и промежуточных слоев на объектах добычи нефти



с утилизацией некондиционной нефти, ее переподготовкой и дополнительными затратами на очистку оборудования от накопленной ВНЭ.

С образованием стойкой эмульсии промежуточного слоя столкнулись на некоторых месторождениях Красноярского края, например Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском.

Юрубчено-Тохомское – крупное нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) в России. Нефтегазоносность связана с карбонатными и терригенными (песчаники) отложениями вендского и рифейского возрастов. В среднем в настоящее время добыча углеводородов на Юрубчено-Тохомском составиливает около 5,8 млн б.н.э. в сутки.

Куюмбинское НГКМ относится к Юрубчено-Тохомской зоне нефтегазонакопления (ЮТЗ) и приурочено к природному резервуару в рифейских доломитовых породах-коллекторах. По состоянию на 2019 год числящиеся на балансе предприятия начальные извлекаемые запасы нефти составляют 487,7 млн тонн. На январь 2019 г. эксплуатационный добывающий фонд составил 72 скважины [1, 2].

Традиционно в качестве основных факторов возникновения и стабилизации ВНЭ на промыслах указывают:

- химический состав нефти (содержание смол и асфальтенов и их соотношение);
- высокая минерализация пластовой воды, в особенности хлорид-анионов, кальция, натрия;
- кислотные обработки, pH пластовой воды;
- механизированный способ добычи нефти;
- использование буровых растворов на нефтяной основе, содержащих эмульгаторы и/или стабилизаторы эмульсии;
- высокое содержание механических примесей, в особенности сульфида железа.

В то же время нефть рассматриваемых месторождений относится к 1 группе, 1 классу (малосернистая), особо легкая (плотность при 20 °С около 820 кг/м³). Нефти практически не содержат асфальтенов (не более 0,2% масс. для нефти Юрубчено-Тохомского НГКМ и не более 0,5% для нефти Куюмбинского НГКМ), содержание смол в среднем составляет не более 5% для нефти Юрубчено-Тохомского НГКМ и до 13% для нефти Куюмбинского НГКМ. Пластовая вода Куюмбинского месторождения относится к категории хлор-натриевого типа средней минерализации 250–380 г/л, Юрубчено-Тохомского – к хлор-кальциевому типу со средней минерализацией 200–300 г/л.

Проявления промежуточного слоя наблюдается на скважинах как с механизированным, так и с фонтанным способом добычи, на которых проводились и не проводились кислотные обработки. Кислотные обработки проводятся с использованием различных химических реагентов.

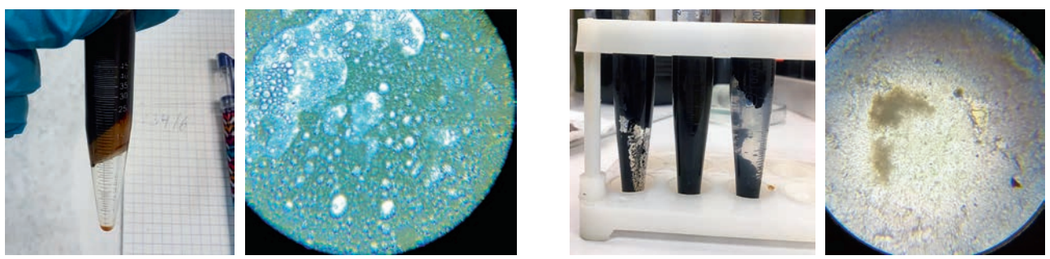
Таким образом, маловероятно, что свойства пластовых флюидов и способ добычи нефти являются ключевой причиной образования стойких ВНЭ. Для того чтобы выявить факторы появления промслоя на этих объектах добычи нефти, были проведены работы по анализу состава и установлению происхождения его компонентов.

Исследование природы стойкой эмульсии промежуточного слоя

Объектами данного исследования являлись промежуточный слой, нефть и вода Куюмбинского и Юрубчено-Тохомского месторождений.

Промежуточный слой представляет собой геле- или хлопьеобразный осадок от буро-коричневого

РИС. 2. Промежуточный слой Юрубчено-Тохомского (а) и Куюмбинского (б) месторождений



а б

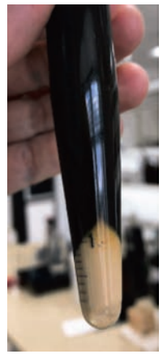
до черного цвета, который выделяется на границе раздела фаз нефть–вода в продукции скважин.

На рисунке 2 показан внешний вид промежуточного слоя, в том числе при 10-кратном увеличении оптическим микроскопом.

Преимущественно промежуточный слой является множественной эмульсией, которая дополнительно стабилизирована дисперсной фазой. На увеличенных изображениях видно, что в пробах промслоя с Куюмбинского НГКМ также присутствуют глобулы нефти и гелеобразной субстанции неправильной формы, отсутствуют явные границы раздела фаз, также видны вкрапления механических примесей.

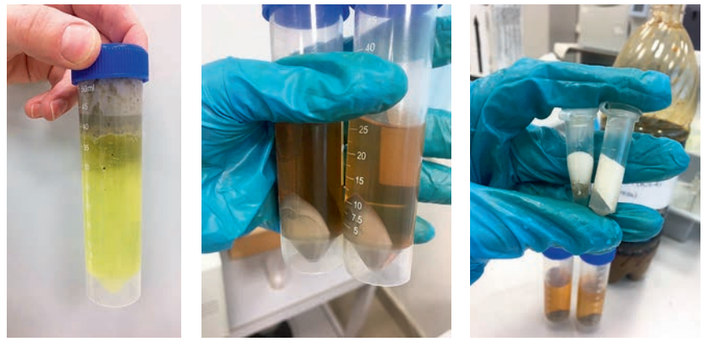
Для оперативного выделения промежуточного слоя применяется метод центрифугирования. В центрифужные пробирки наливают половину объема толуола, добавляют ВНЭ до полного объема пробирки и интенсивно перемешивают. Добавляют деэмульгатор, вновь перемешивают пробирки и помещают в лабораторную центрифугу. Пробы центрифугируют в течение 3–5 минут с частотой вращения 2000 об/мин.

РИС. 3. Промежуточный слой после центрифугирования нефти с трехфазного сепаратора УПН Куюмбинского месторождения



По окончании центрифугирования измеряют количество разделившихся фаз: нижний слой на дне пробирки – механические примеси (если присутствуют), далее водный слой, затем слой ВНЭ, находящийся между водяным и нефтяным слоями. Окончательное количество содержания прослоя получают умножением на два (с учетом разбавления проб ВНЭ толуолом) измеренного в центрифужных пробирках объема промслоя, деленного на объем заполнения пробирок.

РИС. 4. Пробы промежуточного слоя после обработки: а – соляной кислотой, б – толуолом и центрифугирования, в – двухкратной обработки толуолом и центрифугирования



а б в

Визуально видно, что в составе промежуточного слоя содержится некая гетерофаза, стабилизирующая водно-нефтяную эмульсию. В большей степени ее удавалось выделять из проб с Куюмбинского месторождения.

Отделившийся слой нефти (верхний) сливали, а оставшийся промежуточный слой внизу пробирки промывали слабым раствором соляной кислоты до обесцвечивания желтого окрашивания (рис. 4). При обработке промежуточного слоя соляной кислотой происходило активное выделение пузырьков газа с запахом сероводорода. Далее производили двукратную промывку толуолом выделившегося геля, повторное центрифугирование и дальнейшую сушку образца на воздухе.

В пробах Юрубчено-Тохомского месторождения выделить показанный на рисунке 4 порошок удавалось только в следовых количествах в виде взвеси.

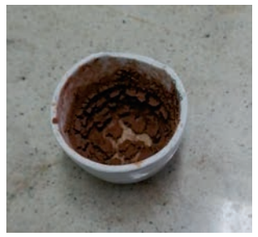
Для выявления химического состава порошка из промежуточного слоя его подвергали растворению в различных химических растворителях. Растворение порошка происходило в метаноле и ацетоне, а при растворении в избытке толуола образовывался гелеобразный студень и выделялось три фазы – толуол, вода и порошок. Из чего можно сделать предположение, что «гель» является набухающим полимерным материалом, растворимым в полярных апротонных растворителях.

Порошок высушивали на воздухе и подвергали элементному CHNSO-анализу. Результаты представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Результаты элементного CHNSO-анализа компонентов промежуточного слоя Куюмбинского месторождения

Зольность, % масс.	Содержание на беззольную пробу, % масс.				
	C	H	N	S	O (по разнице)
63,2	22,8	4,4	<0,2	0	>72,6

РИС. 5. Образцы золы промежуточного слоя



При сжигании геля, выделенного центрифугированием до промывки толуолом и кислотой, были получены образцы золы (рис. 5), которые были проанализированы методом рентгенофлуоресцентного анализа (таблица 2).

ТАБЛИЦА 2. Результаты рентгено-флуоресцентного анализа золы промежуточного слоя, основные компоненты

Месторождение	Si	Al	Fe	Ca+Mg	K+Na	Cl
Куюмбинское	59,5	11,3	10,9	2,1	0,9	4,2
Юрубчено-Тохомское	36,2	5,6	19,4	7,3	5,2	6,1

Влияние технологических процессов на формирование стойких эмульсий

Для выявления причин появления показанных ранее компонентов промежуточного слоя в продукции скважин, были проанализированы технологические процессы добычи нефти на рассматриваемых месторождениях.

Как говорилось ранее, оба предприятия используют как механизированный, так и фонтанный способы добычи, причем проявления промежуточного слоя наблюдаются на скважинах и того, и другого фондов.

Кислотная обработка для стимулирования притока является традиционным приемом повышения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин. Механизм процесса кислотных обработок заключается в создании новых каналов, увеличении радиуса активного дренирования пласта за счет частичного растворения скелета породы, очистки поровых каналов от отложений АСПО, механических загрязнений и глинистых частиц. Солянокислотные обработки проводятся на обоих месторождениях с использованием совместимых с пластовыми флюидами реагентов.

На Юрубчено-Тохомском месторождении проводится солянокислотная обработка призабойной зоны пласта с использованием самоотклоняющегося кислотного состава на основе реагента «Катол 40». Т.е. на Юрубчено-Тохомском месторождении используется технология, предусматривающая образование вязкоупругого геля [3]. На Куюмбинском НГКМ применяются другие составы, но при проведении испытаний на совместимость этих составов с нефтью в различных соотношениях не было обнаружено образования эмульсий, выпадения осадка и помутнений.

Аналогично совместимыми являются используемые на месторождениях ингибиторы соолеотложений.

Буровые растворы представляют собой сложную смесь различных веществ с водной или углеводородной дисперсионной средой. Были рассмотрены подробно компоненты буровых растворов. Обычно для получения устойчивой эмульсии используют эмульгатор растворимый в среде, с которой необходимо совместить нерастворимое в этой среде вещество. Например, талловое масло, а также продукты его взаимодействия с диэтаноламином являются нефтерастворимыми веществами, это обуславливает их способность стабилизировать эмульсию типа вода в нефти. Диэтаноламин, напротив, плохо растворим в нефти и хорошо растворим в воде, что делает его стабилизатором эмульсий типа нефть в воде. Ксантановая смола за счет своей способности образовывать гель в водной фазе стабилизирует эмульсию типа нефть в воде. Основными компонентами, способными стабилизировать эмульсию, являются анионные нефтерастворимые ПАВ, неионогенные водорастворимые и нефтерастворимые ПАВ, а также бентонит, набухающий в нефтяной фазе.

Оба месторождения расположены на западе Сибирской платформы. По характеру преобладающих пустот коллекторы месторождений относятся к трещинному и кавернозно-трещинному типу. Матрица пород плотная, практически непористая и непроницаемая, пустотное пространство образовано трещинами, пустотами выщелачивания по трещинам и собственно кавернам [4–6].

При бурении ряда скважин на Куюмбинском НГКМ было вскрыто катастрофическое поглощение бурового раствора практически сразу после начала бурения, после чего переходили с бурового раствора на техническую воду и продолжали бурить без выхода циркуляции с минимальным расходом промывочной жидкости [2].

Уже на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского НГКМ при бурении были зафиксированы провалы на горизонтальных скважинах, что свидетельствует о вскрытии аномального коллектора с параметрами проницаемости, значительно превышающими стандартные значения. Только две трети скважин были пробурены до проектного забоя в связи с невозможностью дальнейшего бурения из-за катастрофических поглощений бурового раствора.

> Образование стойких ВНЭ на месторождениях связано с поглощением бурового раствора, содержащего органофильную глину. Образующаяся при ее набухании дисперсная система стабилизуется механическими примесями и сульфидом железа, а также природными эмульгаторами и эмульгаторами из бурового раствора

Различия в составах буровых растворов, применяемых на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском месторождениях, в частности в содержании в них органофильной глины, подтверждается различием в количестве выделяемого из промежуточного слоя порошка.

Так, на Юрубчено-Тохомском месторождении используется буровой раствор на нефтяной основе, содержащий компонент VG-PLUS, представляющий собой Бис (гидрированный таловый алкил) метилметанбензоламмонийхлорид бентонит (ГТАМХ-бентонит) и диоксид кремния.

ТАБЛИЦА 3. Основные компоненты органофильных глин [7]

Содержание, % масс.				
SiO_2	Al_2O_3	$K_2O + Na_2O$	$MgO + CaO$	Fe_2O_3
70,0–80,0	11,0–19,0	0,7–3,0	1,4–3,0	1,0–5,0

На Куюмбинском НГКМ используется глинистый буровой раствор, в основе которого компонент МЕКС-БП 31 – органофильная глина, бентонит, обработанный аминами.

Органофильная глина гидратируется и распускается в органических жидкостях в присутствии полярных активаторов (например, толуол + ацетон, метанол), что и было показано в экспериментах по растворимости выделенного из промежуточного слоя порошка.

Кроме того, в составах буровых растворов обязательно присутствуют ПАВ и добавки, повышающие вязкость, которые способствуют стабилизации эмульсии и поддержанию частиц набухшего геля во взвешенном состоянии. На Юрубчено-Тохомском месторождении это DDP и DUO-VIS NS, содержащие ксантановую смолу и жирные кислоты таллового масла, на Куюмбинском – это комплексный эмульгатор МЕКС ОБ.

Типовой элементный состав органофильных глин представлен в таблице 3. Как видно при сравнении с результатами рентгенофазового и элементного CHNSO-анализов, наблюдаются сопоставимые данные по составу. Достаточно высокое содержание углерода в пробах порошка из промслоя можно связать с недостаточной очисткой пробы от толуола и нефти.

Таким образом, наиболее вероятно, что образование стойких ВНЭ на месторождениях связано с поглощением бурового раствора, содержащего органофильную глину. Образующаяся при ее набухании дисперсная система стабилизуется механическими примесями и сульфидом железа, а также природными эмульгаторами и эмульгаторами из бурового раствора.

По причине того, что помимо стандартной ВНЭ в промежуточном слое присутствует набухший гель, который формирует дополнительную коллоидную фазу, разрушение его стандартными методами (эмульгаторами, нагреванием, обработкой электрическим полем переменной частоты) при высоком содержании органофильной глины будет неэффективно. Более эффективными в данном случае будут гравитационные методы разделения, такие как отстаивание, центробежная сепарация, а также методы физико-химической химической обработки, снижающей гидратацию органофильной глины.

Разрушение промежуточного слоя на месторождении

Для случаев, в которых содержание органофильной глины в промежуточном слое невелико, был выполнен патентный поиск и выбран ряд разработок, в которых для интенсификации разделения эмульсий в продукцию предлагается вводить водяной пар и использовать различные методы турбулизации водно-углеводородных эмульсий [8–10].

Результаты экспериментальных исследований представлены в таблице 4.

Соответственно, была предложена схема модернизации УПН, в которой параллельно с подачей деэмульгатора из блока дозирования реагентов устанавливается технологический патрубок, через который подается перегретый водяной пар среднего давления, получаемый на передвижной паровой установке. За счет подачи водяного пара с температурой 150 °С и давлением в среднем на 0,2–0,4 МПа выше, чем в трубопроводе, обеспечивается интенсивное перемешивание нефти и пара, что повышает эффективность разрушения бронирующих оболочек деэмульгатором, введенным в эмульсию, а сконденсированная влага укрупняет диспергированные капли воды и выполняет промывочную функцию для удаления растворенных солей. Для снижения ударной нагрузки на трубопровод и интенсификации перемешивания пар вводится тангенциально одним потоком. Для интенсификации внутритрубной деэмульсации, в том числе и за счет действия центробежных сил, возможно применение контактных устройств на трубопроводе сразу после места установки патрубка для ввода пара. Экспериментальная оценка рассматриваемой схемы повышения эффективности разделения водонефтяной эмульсии показала, что даже кратковременная продувка перегретым водяным паром либо углеводородными газами в объемном соотношении 0,1 м³/м³ мин позволила при последующем отстаивании увеличить объем выделившейся свободной воды на 10–20 % в зависимости от обводненности исходной эмульсии.

Уже собранную в емкости эмульсию также возможно обработать водяным паром, выделившаяся вода может поступать на установку подготовки воды, а углеводородная фаза и пары – на повторное разделение на УПН.

Дополнительно предлагается внедрить линию некондиции подключенную к технологическим резервуарам на уровне 5–6 м, в связи с тем, что на данных уровнях скапливается стойкая эмульсия.

При периодической перекачке данной эмульсии в горизонтальный сепаратор и обработкой водяным паром с помощью подключенной к данной системе передвижной паровой установки возможно обеспечить поступление на реализацию дополнительного объема нефти. Для случаев, когда содержание органофильной глины в промежуточном слое велико, предлагается рассмотреть возможность гравитационного разделения, например с использованием центробежного сепаратора или термохимической обработки, предложенных «ТатНИПИнефть» и ПАО «Татнефть» [10]. Эти методы сочетают нагрев, обработку соляной кислотой и разделение в центробежном сепараторе, с последующим направлением отделенной нефти обратно на УПН. Таким образом, удается достичь максимального снижения количества образующихся отходов и вернуть максимальное количество продукции в технологический процесс.

> Применение перегретого водяного пара параллельно с подачей деэмульгатора из блока дозирования реагентов повышает эффективность разделения эмульсии на 5 % по сравнению с контрольным образцом и в 3 раза снижает объем остаточной эмульсии

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что образование стойкой эмульсии промежуточного слоя вызвано поглощением и последующим выносом вместе с продукцией бурового раствора. Основным стабилизирующим фактором является органофильная глина, которая набухает в углеводородной среде с образованием гелеобразной субстанции. Стабилизируется ВНЭ эмульгаторами, входящими в состав бурового раствора, и сульфидом железа.

Разрушение такой эмульсии в электродегидраторах неэффективно. Показано, что применение перегретого водяного пара параллельно с подачей деэмульгатора из блока дозирования реагентов повышает эффективность разделения эмульсии на 5 % по сравнению с контрольным образцом и в три раза снижает объем остаточной эмульсии. Для отделения промежуточного слоя с высоким содержанием органофильной глины рекомендуется использование гравитационных методов разделения, например – центробежной сепарации. ●

ТАБЛИЦА 4. Результаты экспериментальных исследований по интенсификации разделения ВНЭ промслоя

Метод разрушения	Преимущество	Ограничение
Увеличение дозировки деэмульгатора	• Повышает эффективность разделения эмульсии на 3 % по сравнению с контрольным образцом • Не требует внедрения дополнительных металлоконструкций	• В случае стабилизации эмульсии механическими примесями увеличение дозировки неэффективно • Требует высоких экономических затрат
Введение растворителей	• Повышает водоотдачу на 2 % и снижает содержание стойкой эмульсии на 2,5 % по сравнению с контрольным образцом	• Нет возможности использовать конденсат в связи с отсутствием на месторождениях соответствующей инфраструктуры
Обработка азотом / УВ газом	• Повышает эффективность разделения эмульсии на 4 % по сравнению с контрольным образцом	• Не устраняет стойкую эмульсию • Требует установки дополнительных линий трубопроводов, обеспечения особых условий эксплуатации
Обработка водяным паром	• Повышает эффективность разделения эмульсии на 5 % по сравнению с контрольным образцом • В 3 раза снижает объем стойкой эмульсии • Не требует внедрения сложных металлоемких конструкций	–

Литература

1. *А.А. Харитонов, Н.Г. Квеско Методы ликвидации осложнений при бурении скважин на Куюмбинском лицензионном участке // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – С. 99–101.*
2. *В.Н. Маркова, О.В. Найденов, В.И. Кудрявцева Трещиноватость рифейских карбонатных пород Куюмбинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 3. – С. 22–27.*
3. *Н.И. Барковский, В.В. Плотников, О.И. Якимов, Т.В. Чабина, А.Ю. Пермяков Комплексные лабораторные исследования технологии кислотной обработки терригенного и карбонатного коллекторов, в том числе с применением самоотклоняющихся составов // Геология, гефоизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 7. – С. 36–43.*
4. *В.М. Иванишин, Р.У. Сираев, Е.М. Данилова, А.Г. Вахромеев Инновационные технологии первичного вскрытия нефтяной залежи в АНПД в трещиновато-кавернозных коллекторах рифея Юрубчено-Тохомского НГКМ. // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2014. – № 10 (39). – С. 86–91.*
5. *Р.Х. Акчурин, Р.У. Сираев, В.В. Че Подбор методик для борьбы с поглощениями в сложных геолого-технических условиях Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2014. – № 8. – С. 45–50.*
6. *С.А. Сверкунов, А.Г. Вахромеев Анализ результатов вскрытия продуктивного пласта горизонтальными стволами на первоочередном участке разработки Юрубчено-Тохомского месторождения // Вестник Иркутского Государственного Технического Университета. – 2013. – № 8 (79). – С. 53–59.*
7. *Везенцев А.И., Королькова С.В., Воловичева Н.А. Физико-химические характеристики природной и модифицированной глины месторождения поляна Белгородской области // Сорбционные и хроматографические процессы. – 2008. – Т. 8. – Вып. 5. – С. 790–795.*
8. *Патент РФ 2162725 Способ подготовки нефти к переработке и установка для ее осуществления // Заявл. 2000109656/12, 17.04.2000 / Пахотин Г.Л., Пахотин Л.Г., Пахотин К.Г., Пахотина Л.Ф.*
9. *Патент 2417245 Способ обезвоживания высокоустойчивых водоуглеводородных суспензий и унифицированный комплекс для его реализации // Заявл. 2009115211/04, 21.04.2009 / Хуснутдинов И.Ш., Заббаров Р.Р., Копылов А.Ю., Ханова А.Г.*
10. *Патент РФ 2356596 Устройство для разрушения водно-нефтяной эмульсии при транспортировании по трубопроводу // Заявл. 2008105505/15, 2008.02.12 / Гумовский О.А., Сахабутдинов Р.З., Космачёва Т.Ф.*
11. *Э.И. Ахметшина, Ф.Р. Губайдулин, С.Н. Судыкин, Л.С. Каравашкина Разработка технологий разделения промежуточных слоев, образующихся на объектах подготовки нефти ПАО «ТАТНЕФТЬ» // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2018. – С. 258–265.*

KEYWORDS: *water-oil emulsion, oil treatment unit, drilling mud, organophilic clay.*

СОТОВЫЕ УПЛОТНЕНИЯ АО «РОТЕК»

1 *Оборудование и инструмент в НГК*

1.6 *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*

1.6.5 *Продукция тяжелого, энергетического и транспортного машиностроения*

АО «РОТЕК» выпускает сотовые уплотнения для следующих машин:

- Приводы газоперекачивающих агрегатов: НК-14СТ; НК-36СТ.
- Авиационные турбовентиляторные двигатели: ПС-90А; Д18Т; ПД-14, Д-36, SaM146.
- Авиационные турбовальные двигатели: ТВ3-117; ТВ7-117; ВК-2500.
- Газотурбинные двигатели и установки: ГТЭ-16ПА; Siemens SGT-800; SGT-700; SGT-600; GE-6B; GE-6F; GE-9E; ALSTOM GT24.
- Паровые турбины: Р-100; Т-120/130; Т-250/305; Т-285/335; Т-295/335; Т-50/60; Т-60-65; ПТ-150/165; ПТ-90/120; ПТ-50-60; К-63-8,8; К-300-240; К-500-240; К-660-247; К-800-240; К-1200-6,8/50.

Втулки для компрессоров



Втулки для компрессоров позволяют уменьшить зазоры, перетечку газа, повышают КПД турбокомпрессора

- Размер ячейки (мм): **2,5**
- Материал соты: **сплав 12Х18Н10Т**
- Материал втулки: **сплав 12Х18Н10Т**
- Диаметр: **200**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5 • 3,2 • 4,8 • 5,6 • 6,4

Шрауды для наземных газовых турбин



Применяются в промышленных газовых турбинах большой мощности, позволяют уменьшить зазоры, перетечку газа и повышают топливную эффективность турбины

- Размер ячейки (мм): **3,2**
- Исполнение: **простая сота**
- Сплав: **Haynes 214**
- Длина сегмента: **240**
- Доп. обработка изделия: **пайка**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5 • 3,2 • 4,8

Уплотнения для паровых турбин

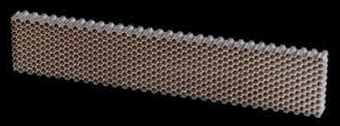


Применяются в промышленных паровых турбинах большой мощности, позволяют уменьшить зазоры, перетечку пара и повышают топливную эффективность турбины

- Размер ячейки (мм): **1,5**
- Длина сегмента или диаметр кольца (мм): **200...1500**
- Исполнение: **простая сота**
- Сплав: **ЭИ435 (ХН78Т)**
- Доп. обработка изделия: **пайка, механическая, электрохимическая**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5

Сотолента



Сотолента применяется во всех типах газовых и паровых турбин. Основное уплотнение в турбинах высокого и низкого давления

- Размер ячейки (мм): **2,5**
- Длина сегмента или диаметр кольца (мм): **20**
- Исполнение: **простая сота**
- Сплав: **ЭИ435 (ХН78Т)**
- Доп. обработка изделия: **механическая**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5 • 3,2 • 4,8 • 5,6 • 6,4

Сотоблоки

Профилировнная сотолента, подготовленная для монтажа на сегменты и сопловые блоки газотурбинных двигателей



- Размер ячейки (мм): **2,5**
- Исполнение: **простая сота**
- Сплав: **ЭИ435 (ХН78Т)**
- Длина сегмента: **100**
- Доп. обработка изделия: **механическая**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5 • 3,2 • 4,8



Экранирующие решетки

Для защиты аппаратуры от электромагнитного излучения

- Размер ячейки (мм): **2,5**
- Сплав: **на основе меди и никеля**
- Доп. обработка изделия: **молдинг**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля, железа, алюминия, меди и титана
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
1,5 • 1,6 • 2,5 • 3,2 • 4,8 • 5,6 • 6,4 • 8,2 • 10 • 14



Уплотнительные кольца для ГТД

Уплотнительные кольца для газовых турбин позволяют уменьшить зазоры, перетечку газа и повышают топливную эффективность турбины

- Длина сегмента или диаметр кольца (мм): **550**
- Исполнение: **простая сота**
- Сплав: **ЭИ435 (ХН78Т)**
- Размер ячейки соты (мм): **2,5**

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
Изделия производятся из сплавов на основе никеля
• ЭИ435 (ХН78Т) • ХН60ВТ (ЭИ868) • Hastelloy X • Haynes 214
Изделия производятся из сплавов на основе железа
• 12Х18Н10Т • Steel 321
Размеры ячейки сотоленты (в миллиметрах)
0,9 • 1,5 • 2,5 • 3,2 • 4,8

АО «РОТЕК» (www.zaorotec.ru) – компания, специализирующаяся на проектировании и возведении «под ключ» сложных технологических и инфраструктурных объектов, разработке и промышленной эксплуатации программно-аппаратного комплекса прогностики состояния и мониторинга промышленного оборудования «ПРАНА», разработке и производстве компонентов для нефтегазовой и авиационной промышленности, энергетического машиностроения, высокоэффективных систем хранения и накопления энергии на основе суперконденсаторов, изготовлении, модернизации и обслуживании основного энергетического оборудования.

POTEK

www.zaorotec.ru

ЦИТАТЫ



Ю. Трутнев

«Природные богатства Камчатки надо использовать прежде всего для развития туризма»



Ю. Шафраник

«Времена не выбирают. Жизнь одна и бесценна»



Б. Зангане

«Ни одна страна не готова подписывать с нами договоры»



К. Эрнст

«Экстерриториальное применение американских санкций подрывает трансатлантическое партнерство и наносит ущерб репутации США и американской экономике в ЕС»



К. Мюллер

«Федеральное правительство в вопросах строительства «Северного потока-2» исходило исключительно из национальных интересов и в итоге оказалось в ситуации, из которой теперь не может найти выход»



А. Силуанов

«IT-отрасль будет драйвером развития экономики. Развитие этого сектора позволит снизить «нефтяную» зависимость»



Ф. Донмез

«Мы будем проводить работы на каждом квадратном метре наших морей, чтобы достичь энергетической независимости»



А. Яновский

«Может получиться, что из прибыльной отрасли угольная промышленность будет убыточной»



М. Помпео

«США всегда готовы помочь нашим европейским друзьям удовлетворить их энергетические потребности»

РЕКЛАМА

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА


Дожимные и вакуумные компрессорные станции


Системы комплексной газоподготовки


Блочные пункты подготовки газа


Теплообменное оборудование




Проектирование и производство


Доставка и монтаж


Наладка, испытания, обучение персонала


Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru



90 лет Коксохиммонтаж является одним из лидеров строительного комплекса России, предоставляя широкий спектр услуг по текущему и капитальным ремонтам, техническому перевооружению, реконструкции промышленных предприятий и объектов

www.kxm.ru