



ЗАЩИТА
ТРУБОПРОВОДНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ



ГОРЯЧАЯ
ПЕРЕКАЧКА



ТРАНСПОРТИРОВКА
ВЫСОКОВЯЗКОЙ
НЕФТИ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

12 [108] 2020

ТЕХНОЛОГИИ БУДУЩЕГО В ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ



Входит в перечень ВАК

НОВОГОДНИЕ СКИДКИ НА КВАРТИРЫ



(812) 380-05-25

ЗАСТРОЙЩИК: АО «ЭТАЛОН ЛЕНСПЕЦСМУ». ПРОЕКТНЫЕ ДЕКЛАРАЦИИ НА САЙТЕ: WWW.NASH.DOM.RF. ИНФОРМАЦИЯ ОБ АКЦИИ, СРОКАХ, ПРАВИЛАХ ЕЕ ПРОВЕДЕНИЯ И РАЗМЕРАХ СКИДОК РАЗМЕЩЕНА НА САЙТЕ: WWW.LENSPECSMU.RU/NOV_TO_BUY_OPTIONS/. КОЛИЧЕСТВО ПРЕДЛОЖЕНИЙ ОГРАНИЧЕНО. НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ПУБЛИЧНОЙ ОФЕРТОЙ



DOMINO

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, УЛ. БЕЛООСТРОВСКАЯ 28

ВСЕГО 316 КВАРТИР

ЧЁРНАЯ РЕЧКА 600 М



Бизнес-лайт
в Приморском районе



Европланировки
с кухнями-гостиными до 27 м²



Квартиры
от 36 до 149 м²



Закрытый двор без машин,
охраняемая территория



Группа Эталон | (812) 380-05-25



ЛЕНСПЕЦСМУ
СТАЛ «ЭТАЛОНОМ»

ЗАСТРОЙЩИК: ООО «СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЗАСТРОЙЩИК «ЭТАЛОН». АДРЕС СТРОИТЕЛЬСТВА ЖИЛОГО КОМПЛЕКСА «ДОМИНО»: САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, УЛИЦА БЕЛООСТРОВСКАЯ 28, ЛИТЕРА А. С ПРОЕКТНОЙ ДЕКЛАРАЦИЕЙ МОЖНО ОЗНАКОМИТЬСЯ НА САЙТЕ WWW.NASH.DOM.RF. ПОДРОБНОСТИ ПО ТЕЛЕФОНУ (812) 380-05-25. АО «ЭТАЛОН ЛЕНСПЕЦСМУ» - ЭКСКЛЮЗИВНЫЙ ПАРТНЕР ПО ПОИСКУ И ПРИВЛЕЧЕНИЮ КЛИЕНТОВ. АГЕНТСКИЙ ДОГОВОР № 3/2020 ОТ 12.02.2020.

Энергетический переход



6

Транспорт будущего для Арктики



14

Защита трубопроводного оборудования



44

Транспортировка высоковязкой нефти



64

Эпохи НГК

4

РОССИЯ Главное

Энергетический переход

6

Нефть вместе, риски – отдельно

8

События

10

Первой строчкой

12

АРКТИКА

Транспорт будущего для Арктики

14

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Определение основных направлений развития и импортозамещения услуг по геофизическим исследованиям скважин на шельфе Арктики

20

ДОБЫЧА

Гидроприводы «ТМС групп»: удобно, надежно, экономно

26

Использование метана угольных пластов для регионального газоснабжения

28

Повышение эффективности эксплуатации малодебитного фонда скважин

34

Календарь событий

39

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Технологии КРЕДО для нефтегазовой отрасли

40

Защита трубопроводного оборудования. Математическое моделирование процессов образования и протекания питтинговой коррозии внутренней стенки промыслового нефтепровода при транспортировке нефти в условиях Западной Сибири

44

Горячая перекачка



78

Совершенствование технологий перекачки тяжелой нефти



83

Транспортировка в северных морях



88

Экономика сланцевой нефтедобычи



100

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Кризис – время для развития. Как инновационные технологии помогают компании «ГеоСплит» активно расти в условиях кризиса

50

НЕФТЕСЕРВИС

Специалисты Нефтеюганского филиала АО «ССК» установили рекорд по скорости бурения для горизонтальных скважин

54

ИНЖИНИРИНГ

Если хочешь перемен в будущем, действуй в настоящем

60

ТРАНСПОРТИРОВКА

Транспортировка высоковязкой нефти

64

Россия в заголовках

71

О полной форме реологической кривой и природе зоны аномалии вязкости нефти

72

Горячая перекачка

78

Совершенствование технологий перекачки тяжелой нефти

83

Транспортировка в северных морях

88

Адсорбционные процессы и снижение гидравлического сопротивления

97

РЫНОК

Экономика сланцевой нефтедобычи

100

ПЕРЕРАБОТКА

Смазочные материалы с нанодобавками

104

Классификатор

108

Цитаты

112

299 лет назад

В 1721 году рудознатец Григорий Черепанов нашел в Коми нефтяной ключ в р. Ухта. По указу Петра I «ключ по Ухте речке освидетельствовать и учинить из него пробу», а Черепанову на сбор проб выдать «шесть рублей».

214 лет назад

В 1806 году, с присоединением Кавказа, к Российской Империи отошли нефтяные промыслы Баку. Количество добываемой там чёрной нефти составляло 3930 т в год, а белой – 41 т в год.

167 лет назад

В 1853 году была изобретена керосиновая лампа и нефть подскочила в цене. До этого нефтедобыча считалась убыточным промыслом.

161 год назад

В 1859 году в США применили механический способ бурения скважин на нефть. Этот год принято считать началом развития нефтяной промышленности.

156 лет назад

В 1854 году в России появилась первая скважина, она была пробурена на Кубани.

141 год назад

В 1879 году в Баку начало функционировать «Товарищество производства нефти братьев Нобель», которое специализировалось на добыче нефти, ее переработке и транспортировке.

119 лет назад

В 1901 году на бакинских нефтяных промыслах было добыто 11,4 млн т нефти, что составляло 90 % общероссийской и 50 % мировой добычи нефти.

103 года назад

В 1917 году экспорт нефти из России прекратился. Поставки на внешние рынки возобновились только в 1921 году.

89 лет назад

В 1931 году в Советском Союзе было создано Всесоюзное объединение по экспорту нефти и нефтепродуктов «Союзнефтеэкспорт», которому было предоставлено монопольное право на поставки на внешние рынки.

56 лет назад

В 1964 году в Советском Союзе началась промышленная эксплуатация Западно-Сибирских месторождений нефти, расположенных на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской, Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского края.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифорова
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 РАН

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 РАЕН, Военно-морская академия

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



Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Олег Китаев
Екатерина Мардасова
Артур Оганесян
Павел Одокиенко
pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел по работе с клиентами
Софья Егорова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

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



9 772410 383004

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.

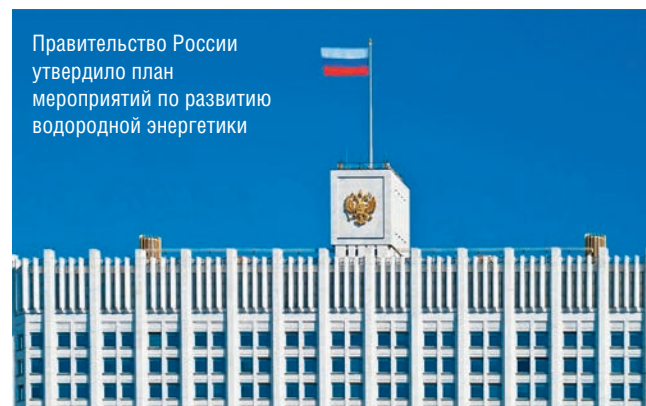
Multi-axle all-wheel drive VOLAT chassis of enhanced cross-country and load capacity is a reliable, proved by operation experience wheelbase for mounting of various installations involved in the exploration, drilling, repair and maintenance works in oil and gas industry: mobile drilling rigs, coiled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

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЁСНЫХ ТЯГАЧЕЙ

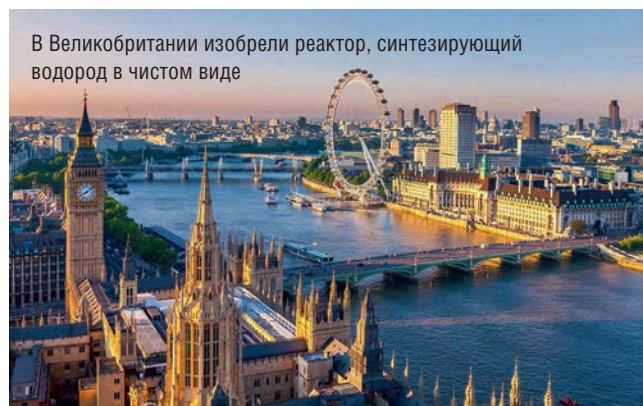


220021, Республика Беларусь
г. Минск, пр-т Партизанский, 150
тел. (+375 17) 330-19-54
www.volatdefence.com
link@mzkt.by

VEHICLES OVERCOMING ALL OBSTACLES
ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД



Правительство России утвердило план мероприятий по развитию водородной энергетики



В Великобритании изобрели реактор, синтезирующий водород в чистом виде



В Германии разрастается сеть водородных АЗС



В Бельгии создали мультисистему, использующую для производства водорода энергию солнца и ветра

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПЕРЕХОД

Анна Павлихина

Приближающийся к завершению 2020 год, несмотря на коллапс в экономической и социальной сфере, все же сыграл положительную роль – именно кризисные явления высветили проблемы, мешающие движению вперед.

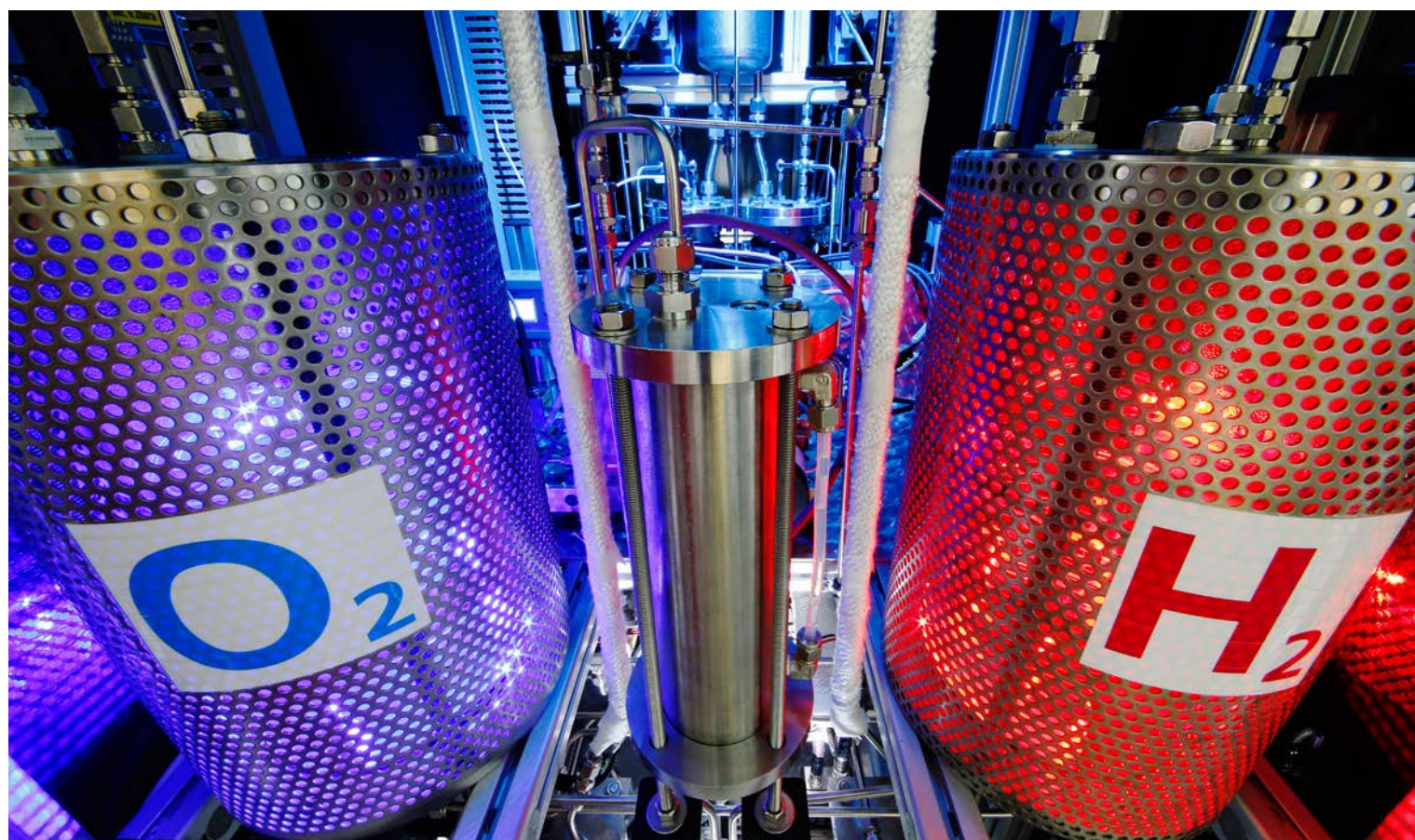
Так, падение спроса и цен на углеводороды, заставили переосмыслить роль этих энергоносителей. Крупнейшие нефтяные компании, стоящие у истоков зарождения нефтегазовой отрасли – BP, Shell Total – объявили о намерении стать к 2050 году углеродно нейтральными предприятиями. В качестве одного из путей достижения нулевого выброса CO₂ рассматривается переход на производство водорода.

Почему водород и почему сейчас?

Сама идея водородной энергетики не нова. В США в 70-х гг. прошлого века была предпринята попытка перевести транспорт на водородное топливо. Десятилетием позже в СССР разработали работающий на водородной энергии ракетный двигатель и самолет на базе Ту-154. Но, в силу недостаточного развития технологий задумка вылилась лишь в неоправданные издержки.

21 век в топливной индустрии ознаменовался развитием возобновляемой энергетики. Солнечная и ветряная генерация позволяет отказаться в производстве водорода от нефти и газа. Страны, импортирующие ископаемое топливо, ухватились за эту идею.

Первой страной, имеющей план по развитию водородной энергетики, стала Япония. К созданию расширенной программы ее подтолкнуло событие на АЭС Фукусима в 2011 г. Почти сразу, крупные автопроизводители, такие как Honda и Toyota, приняли решение о выпуске автомобилей на ТЭ. Сегодня Япония проявляет интерес к странам-поставщикам технологий (в первую очередь, – это США и ЕС) и странам-поставщикам сырья, среди которых Австралия, Катар, США, Бразилия, Норвегия, ЮАР и Россия.



Без сомнения, Россия обладает энергетическим потенциалом, генерирующими мощностями, транспортной инфраструктурой и, что немаловажно, территориальной близостью к потребителям – странам АТР. Это серьезные конкурентные преимущества, но их недостаточно, чтобы занять достойное место на еще только формирующемся рынке нового энергоносителя.

Водород – продукт, который нужно производить, а значит, разрабатывать наукоемкие технические решения. Это немного расходится с привычным для российских компаний принципом работы, когда добытое сырье сразу отправляется на экспорт.

Энергетические программы ЕС заточены на использование исключительно «зеленого» водорода (полученного на ВИЭ), что лишает конкурентных

преимуществ страны, производящие другой, менее экологичный водород. В ближайшей перспективе Германия готова покупать «бирюзовый» (из природного газа с образованием сажи), «желтый» не подойдет для Европы, но найдет своего покупателя в Азии, а «серый» водород (из угля, нефти и газа) будет востребован только в течение нескольких ближайших лет.

12 октября 2020 г. Правительство России утвердило план мероприятий по развитию водородной энергетики. На данный момент три крупные компании обозначили интерес к этому направлению: «НОВАТЭК», «Газпром» и «Росатом».

«НОВАТЭК» заявил о желании производить «голубой» (на ПГУ ТЭС или АЭС) и «зеленый» водород, для чего включает в свои планы развитие

ветрогенерации на Ямале и п-ве Гыдан. «Газпром» в следующем году планирует разработать газовую турбину на метано-водородном топливе. А «Росатом» в 2024 г. будет испытывать железнодорожный транспорт на водородном топливе. Компания планирует производить «желтый» водород (методом электролиза с использованием энергии АЭС, в данном случае Кольской).

В то время, когда российские компании только начинают строить планы, в мире они уже реализуются. В Бельгии специалисты Левинского университета создали мультисистему, использующую для производства водорода энергию солнца и ветра. В Великобритании изобрели реактор, синтезирующий водород в чистом виде без сопутствующих примесей. В Саудовской Аравии компания ACWA, производящая энергию из возобновляемых источников, совместно с американской Air Products запустили водородный проект с объемом инвестиций 5 млрд долл. В Германии разрастается сеть водородных заправочных станций, в которую инвестировано 350 млн евро. При софинансировании правительства на 100 млн евро в год реализуются 20 крупных инновационных проектов. Заключены договоры на поставку чистого водорода, в частности, с Марокко, которое анонсировало производство «зеленого» водорода на солнечной энергии. Проекты по переводу транспорта на водород запущены почти во всех европейских странах и выглядят удручающе безукоризненно.

Все это – дорогие, сложные проекты, реализуемые компаниями в партнерстве. Российские ВИНКИ намереваются претворять свои идеи в жизнь самостоятельно. Эксперты отмечают, что такая амбициозная задача может оказаться не под силу, если решать ее в одиночку. Другой риск – не востребоваемость. Если производство будет недостаточно чистым, путь на мировые рынки ему будет закрыт. Чтобы избежать такого сценария, необходимо развивать ВИЭ. Но здесь российские технологии сильно отстают и необходимое оборудование пока не находит импортозамещающих аналогов, а значит, производство подвержено санкционному давлению.

Рынок водородной энергетики только зарождается и пока проекты не выглядят экономически привлекательными. Но именно сейчас важно не упустить момент и занять свою нишу, чтобы не оказаться на позициях экспортера сырья. ●

НЕФТЬ ВМЕСТЕ, РИСКИ – РАЗДЕЛЬНО

Елена Алифирова

Правительство РФ внесло в Госдуму законопроект, которым расширяется линейка договорных отношений в сфере недропользования в России.

Для нефтегазовой отрасли характерен высокий уровень риска недостижения искомого результата, а модель договорных отношений, закреплённая в Гражданском кодексе, не отвечает рискам и интересам участников рынка.

Законопроект вводит в сфере отношений по разработке недр две разновидности договоров о совместной деятельности: соглашение о сервисных рисках (ССР) и соглашение об управлении финансированием (СФ).

ССР может заключаться между компанией-недропользователем и оператором, который не является пользователем недр. При этом стороны обязуются совместно осуществлять деятельность по разработке недр и в случае начала их добычи, распределять между собой как добытые полезные ископаемые, так и доходы от их реализации.

Оператор в этом случае ведет фактическую деятельность, направленную на разработку недр, а недропользователь предпринимает усилия по получению, сохранению и продлению права пользования участком. Для общего решения вопросов может быть создан управляющий комитет.

Сторонами ССР могут быть юридические лица, созданные по российскому праву, а также иностранные.

СФ заключается между инвестором и оператором ССР, что делает подобное соглашение для оператора инструментом по привлечению инвестиций. Заключение СФ не является обязательным, так как у оператора могут быть собственные источники финансирования проекта.

ССР и СФ широко используются в мировой практике при разработке месторождений УВ.

Российские нефтяные компании на похожих договорных условиях проводят разработку месторождений за пределами России и ранее заключали их по английскому праву. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В рамках реформы институтов развития, правительство оптимизирует деятельность сорока организаций. К чему приведет эта реформа?

К чему приведет реформа по оптимизации институтов развития?

45 %

К экономии бюджетных средств

12 %

К уменьшению инновационных разработок

10 %

Реформа оптимизирует работу научных центров, появится единый механизм управления

3 %

К упразднению ряда важных исследовательских центров

18 %

Стратегически важные организации сохраняют, остальные за ненадобностью ликвидируют

12 %

Объединение разноплановых организаций приведет к путанице в полномочиях и компетенциях

Правительство России разработало дорожную карту по развитию водородной энергетики. Рынок нового энергоносителя только начинает формироваться, удастся ли России занять достойное место при формировании ландшафта водородной энергетики?

Сможет ли Россия вписаться в мир, где основным энергоносителем будет водород?

16 %

Да, рынок СПГ освоили и с производством водорода справимся

12 %

Нет, европейским покупателям нужен «зеленый» водород, а в России не развита индустрия ВИЭ

8 %

Да, о своих планах по развитию водородного бизнеса заявили крупнейшие компании

10 %

Нет, момент уже упущен, Россия сможет лишь некоторое время поставлять «серый» водород, оставляющий углеродный след

54 %

Альтернативы нет, нефтегазовым компаниям придется переориентироваться



СИЛЬНЕЕ С КАЖДЫМ ДНЁМ

Компания оказывает широкий спектр услуг с возможностью выполнения работ «под ключ» и по суточной ставке:

- строительство поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин;
- бурение горизонтальных, наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин в различных геологических и климатических условиях, в т. ч. многоствольных на равновесии и депрессии и с применением РУО;
- освоение и испытание скважин;
- полный комплекс вышкомонтажных работ;
- услуги технологического транспорта.

Москва,
ул. Брянская, 5

Телефон
+ 7 495 589 12 00

www.naftagaz.com
info@naftagaz.com

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

В правительстве РФ сменились 5 министров, а А. Новак назначен вице-премьером

10 ноября 2020 г. Госдума утвердила кандидатуры на 5 министерских должностей, а также кандидатуру бывшего



главы Минэнерго РФ А. Новака на должность вице-премьера, где в его ведении А. Новака будут находиться вопросы развития ТЭК и промышленности.

Своими основными задачами на новом посту он назвал реализацию экспортного потенциала РФ и сохранение лидерства России на мировом рынке энергетических ресурсов, а также обеспечение социально-экономического развития страны, в т.ч. за счет снабжения внутреннего рынка качественными и надежными источниками энергии. На должность министра энергетики был утвержден бывший гендиректор РусГидро Н. Шульгинов. Министром природных ресурсов и экологии утвержден А. Козлов, ранее являвшийся министром по развитию Дальнего Востока и Арктики, освободившуюся должность занял гендиректор Фонда развития Дальнего Востока А. Чекунков.

На должность министра строительства и ЖКХ был утвержден И. Файзуллин, ранее являвшимся замминистра. Министром транспорта назначен гендиректор Аэрофлота В. Савельев.

Особая экономическая зона и Каспийский кластер появятся в Астраханской области

В Лиманском районе Астраханской области будет создана портовая особая экономическая зона (ОЭЗ).



Ее объединят с уже существующей ОЭЗ промышленно-производственного типа «Лотос» и создадут на их основе Каспийский кластер. Он станет грузовой базой для международного транспортного коридора «Север – Юг», который связывает страны Северной и Западной Европы с Индией и Ираном. На новой территории будет создана вся необходимая для бизнеса инфраструктура, проведены инженерные коммуникации. В 2021 и 2022 г. на это потратят более 2,5 млрд руб.

Организации, которые войдут в кластер, смогут получить налоговые и таможенные льготы, включая процедуру свободной таможенной зоны. Ожидается, что по итогам

вырастет конкурентоспособность российских портов на Каспии, что позволит привлечь грузовые потоки из соседних стран.

Технологическая водородная долина

В России создали консорциум «Технологическая водородная долина». Вошедшие в него шесть научных учреждений будут вести совместные разработки технологий по всей «водородной цепочке»: от технологий его получения до использования.

В объединение вошли: ТПУ (инициатор), Институт катализа СО РАН, Институт проблем химической физики РАН, Институт нефтехимического синтеза РАН, Самарский государственный технический университет, Сахалинский государственный университет.



Эти учреждения обладают лидирующими компетенциями в области водородной энергетики. Консорциум намерен тесно сотрудничать с крупнейшими компаниями, заинтересованными в развитии водородной энергетики. В ближайшее время участники разработают дорожную карту для дальнейшей работы. Первым совместным научным мероприятием станет конференция, ее проведение запланировано на декабрь 2020 г.

Второй этап ВСТМО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дочли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Слияние капиталов
Северный поток достроили

Правительство рассмотрит стратегию низкоуглеродного развития энергетики

Минэкономразвития направило в кабмин РФ документы из климатического пакета правовых актов, включая стратегию низкоуглеродного развития до 2050 г. Для Минэкономразвития



сейчас первоочередная задача – нахождение точек роста экономики, которые позволят активизировать инвестиции, в том числе «зеленые». Надо воспользоваться окном возможностей, которое связано с Парижским соглашением и новой климатической повесткой. В базовом сценарии предполагается снизить углеродоемкость российского ВВП на 9% к 2030 г. и на 48% к 2050 г. относительно текущего уровня. Сегодня углеродоемкость РФ в выбросах CO₂ (кг)/ВВП (долл США) на душу населения составляет около 1,2. А в Великобритании – 0,3 кг CO₂ (кг)/ВВП (долл США). К 2035 г. углеродоемкость электроэнергетики в РФ будет в 2,5–3,5 раза выше среднемировой. Конкурировать в мире будет невозможно. Необходимо развивать СЭС и ВЭС, по мощности генерации которых

РФ отстает от стран Запада, строить больше АЭС в РФ, а не за рубежом и строить больше ГЭС.

Газпром нефть и Shell создают СП

Совет директоров Газпром нефти одобрил сделку по передаче пятидесятипроцентной доли участия в Газпромнефть-Аэро Брянск компании Shell. Таким образом, на паритетных началах было создано совместное предприятие с компанией Shell для изучения и разработки Лескинского и Пухуцяхского участков недр на п-ве Гыдан.



О создании данного СП с участием Shell сообщалось более года назад, причем планировалось участие еще одного партнера – Repsol. Активы будущего кластера (проект «Енисей») характеризуются низкой степенью изученности и значительной удаленностью от объектов транспортной и нефтегазовой инфраструктуры.

Основным активом СП является Лескинский участок недр площадью свыше 3 тыс. км² и ресурсами, превышающими 100 млн т.н.э. Пухуцяхский участок недр расположен в Тазовском районе ЯНАО, его площадь – более 800 км², ресурсы – около 35 млн т.н.э.

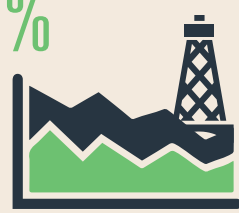
Роснефть ввела в эксплуатацию три новых месторождения

Оренбургнефть, дочка Роснефти, ввела в промышленную разработку три новых месторождения – Мамалаевское, Корниловское и Новосибирское с суммарными извлекаемыми запасами 7,6 млн т нефти. Разработке предшествовало проведение сейсморазведочных работ методом 3D и бурение поисково-разведочных скважин.

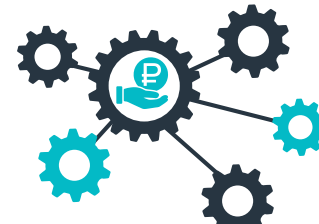
По итогам 8 месяцев общая суточная добыча 13 пробуренных добывающих скважин составила 719 т нефти. До конца 2020 г. Оренбургнефть планирует строительство



и ввод в эксплуатацию еще 4 новых скважин в пределах Мамалаевского и Новосибирского месторождений. Кроме того, планируется запустить в промышленную эксплуатацию Западно-Долговское месторождение, которое было открыто в 2019 г. Всего в период 2021–2025 гг. на Мамалаевском, Корниловском, Новосибирском и Западно-Долговском месторождениях запланировано ввести в эксплуатацию еще 60 добывающих скважин. ●

На **10,3%** 

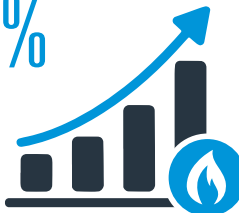
Роснефть снизила добычу жидких УВ за 9 месяцев 2020 г. до **4,19 млн барр./сутки** (155 млн т)

Более **45**  **млрд руб.**

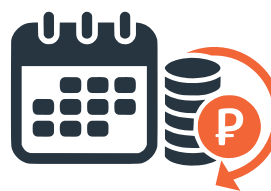
составит объем инвестиций в создание Западно-Таймырского промышленного кластера по производству угольных концентратов в Красноярском крае к 2025 г.

На **9%**  снизил добычу нефти ЛУКОЙЛ за 9 месяцев 2020 г., добычу газа — на 18,9 %

В 3-м квартале 2020 г. добыча составила **1,885 млн бнз/сутки**, что на 4,9% ниже по сравнению со 2-м кварталом

На **11,8%** 

выросла добыча природного газа на Чукотке за 9 месяцев 2020 г. и составила более **50 млн м³**, что на 11,8% больше, чем за аналогичный период 2019 г.

3,958  **млрд руб.** потеряла Башнефть за 9 месяцев 2020 г.

Выручка от реализации за январь-сентябрь 2020 г. составила **416,053 млрд руб.**, сокращение — **35,1%**

На **35%**  завершено строительство завода по выпуску малеинового ангидрида на территории Тобольских предприятий СИБУРа

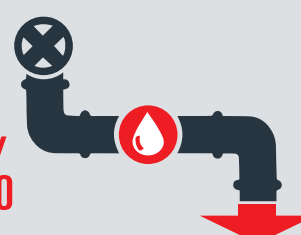
Смонтировано **60%** металлоконструкций, 190 из 240 единиц оборудования

На **52,8%** 

упали доходы от экспорта электроэнергии из России за 9 месяцев по сравнению с показателем за аналогичный период 2019 г. и составили **314 млн долл.** Физический объем экспорта составил 7,782 млрд кВт*ч

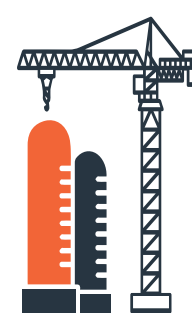
На **8,3%** 

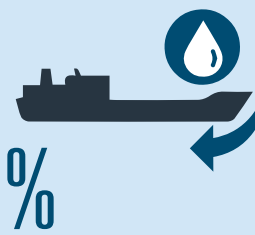
прогнозируют снижение добычи нефти в Удмуртии по итогам 2020 г. до **9,6 млн т**. К 2023 г. прогнозируется снижение до 9,5 млн т/год, до 90 % к уровню 2019 г.

На **20%** 

(до 17,4 млн т) сократился экспорт нефти по системе Транснефти в октябре 2020 г.

Поставки нефти на НПЗ России упали на **11%** — до 18,2 млн т. Через морские порты экспорт снизился на **11%** — до 8,3 млн т. Экспорт нефти по МНП Дружба сократился на **6%** — до 3,9 млн т

На **67,1%**  реализован проект строительства Амурского ГПЗ

На **12,5%** 

снизился экспорт нефти через терминал КТК в октябре 2020 г. и составил **49,399 млн т**, что на **4,9%** меньше, чем за аналогичный период 2019 г.

На **14,4%** 

снизила добычу Татнефть за 10 месяцев 2020 г.

В октябре добыто **2,177 млн т** нефти, с начала 2020 г. — **21,725 млн т** нефти

1358,8  **тыс. т**

составила среднесуточная добыча нефти и газового конденсата в России в октябре, что на **0,8 тыс. т** меньше, чем в сентябре

922,5  **млрд руб.** составит инвестпрограмма Газпрома в 2020 г.

По сравнению с 2019 г., она сокращена более чем на **30%**

В объеме **72,3**  **млрд м³**

создал Газпром в российских ПХГ к зиме запас газа

До **381**  **млн м³**

увеличил Газпром поставки газа в Китай в августе 2020 г., что на 0,75 % больше, чем за июль

Всего за 8 месяцев 2020 г. Газпром поставил в Китай **2,343 млрд м³**

ТРАНСПОРТ БУДУЩЕГО ДЛЯ АРКТИКИ

Прорывные разработки нового экологического воздушного транспорта с гибридными электрическими диск-дирижаблями и самолетами с несущим фюзеляжем

СОЗДАНИЕ НОВЫХ БОЛЬШЕГРУЗНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ КОРИДОРОВ В РОССИИ С ВЫХОДОМ НА АРКТИКУ И КОМПЛЕКСНОЕ РАЗВИТИЕ ВОЗДУШНО-НАЗЕМНЫХ СИСТЕМ ПО ОСВОЕНИЮ ШЕЛЬФОВЫХ РЕГИОНОВ ЯВЛЯЮТСЯ КЛЮЧЕВЫМИ СОВРЕМЕННЫМИ ПРОЕКТАМИ. В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ СОВРЕМЕННЫХ ЭЛЕКТРО-ГИБРИДНЫХ АЭРОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭКРАНОПЛАНОВ И ДИСКООБРАЗНЫХ ДИРИЖАБЛЕЙ (ДСА) С ПЛЕНОЧНЫМИ СОЛНЕЧНЫМИ НАНОБАТАРЕЯМИ НА ОСНОВЕ ПРОЕКТА ТЕРМОПЛАН МАИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТРАНСПОРТНО-МОНТАЖНЫХ ОПЕРАЦИЙ НЕФТЕ-ГАЗОВОГО СЕКТОРА И КРУПНОТОННАЖНЫХ БЕЗАЭРОДРОМНЫХ ПЕРЕВОЗОК

THE CREATION OF NEW HEAVY-CARGO TRANSPORT CORRIDORS IN RUSSIA WITH ACCESS TO THE ARCTIC ZONE AND THE COMPREHENSIVE DEVELOPMENT OF AIR-GROUND SYSTEMS FOR THE DEVELOPMENT OF SEA SHELF REGIONS ARE THE KEY MODERN PROJECTS. THE ARTICLE ANALYZES PROMISING TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF MODERN ELECTRO-HYBRID AIR TRANSPORT SYSTEMS USING EKRANO-PLANES AND DISK-SHAPED AIRSHIPS (DSA) WITH FILM SOLAR NANOBATTERIES BASED ON THE LTA THERMOPLANE MAI PROJECT FOR PROVIDING TRANSPORT AND INSTALLATION OPERATIONS OF THE OIL&GAS INDUSTRIAL SECTOR AND LARGE-CAPACITY NON-AERODROME TRANSPORTATION

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: арктический транспорт, транспортные коридоры, освоение шельфа, крупнотоннажные перевозки, безаэродромное базирование, дисковые дирижабли, экранопланы.

Поняев Леонид Петрович

помощник проректора
по научной работе,
доцент кафедры «Инженерная
и компьютерная графика»,
Московский авиационный
институт (МАИ),
к.т.н.

Куприков Михаил Юрьевич

заведующий кафедры
«Инженерная и компьютерная
графика»,
Московский авиационный
институт (МАИ),
д.т.н.

Куприков Никита Михайлович

научный сотрудник
кафедры «Проектирование
и конструкции ЛА»,
Московский авиационный
институт (МАИ),
к.т.н.

Национальные и отраслевые целевые нефтегазовые программы прорывного развития экономики России были и всегда будут во взаимосвязи с реальными инновационными научными достижениями, технологическим уровнем оснащения промышленного производства и эксплуатационными возможностями наземных и воздушных транспортных систем. И это особенно актуально для суровых и богатейших недрами Северных регионов России и Арктических шельфовых зон. Безусловно создание новых большегрузных транспортных коридоров в России с выходом на Арктику и комплексное развитие воздушно-наземных систем по освоению шельфовых регионов являются ключевыми «сверхважными» современными проектами.

Необходимо анализировать возможности использования новых аэротранспортных гибридно-электрических систем, как уникальной и безаэродромной основы транспортных коридоров

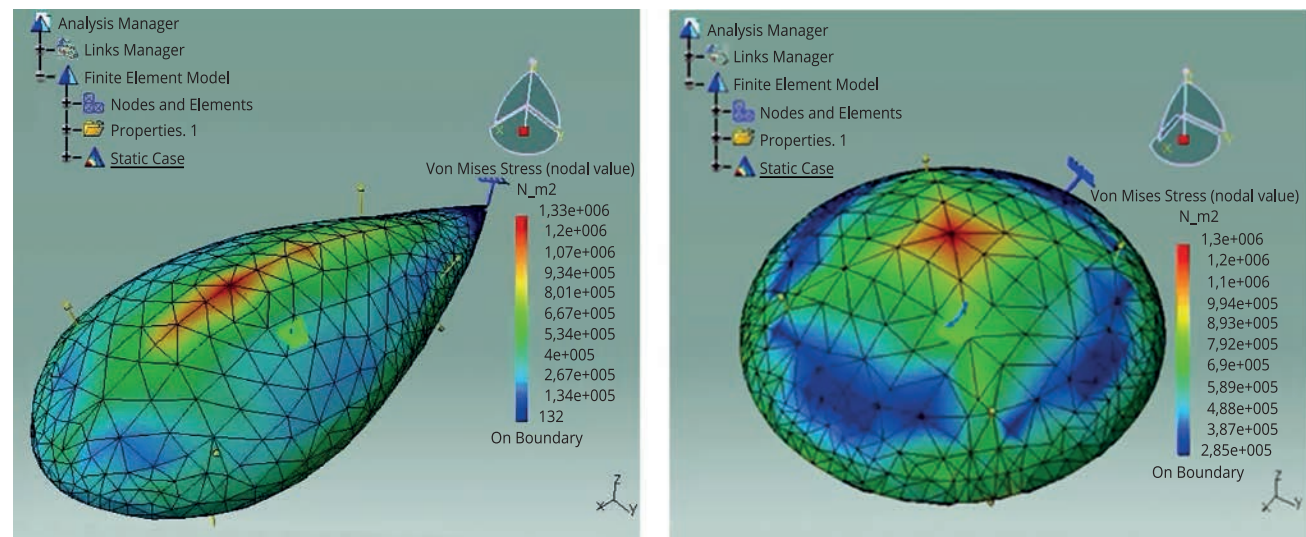
России, с внедрением перспективных технологий по разработке современных электро-гибридных воздушно-транспортных систем с использованием экранопланов и дискообразных дирижаблей (ДСА) с пленочными солнечными нанобатареями, учитывая успешные результаты экспериментального диск-дирижабля на основе проекта Термоплан МАИ и/или нового проекта эллипс-дирижабля Атлант фирмы Авгурь.

Подобные аэростатические летательные аппараты (АЛА) типа Термоплан МАИ могут решить сразу несколько наиболее актуальных проблем:

- всепогодное круглосуточное обеспечение транспортно-монтажных операций нефте-газового сектора в районах шельфовых зон и Арктики,
- крупнотоннажные безаэродромные перевозки вне зависимости от наземной ж/д и дорожной инфраструктуры,

УДК 629.3

РИС. 1. Анализ тензометрии визуальных напряжений несимметричной и дисковой геометрии



- обеспечение безопасности и сопровождение вахтовых буровых операций, геологической разведки шельфа и спасения в аварийных критических ситуациях.

Комплексный системный анализ развития Арктических воздушных маршрутов основан на преимуществах и опыте прошлого в создании дирижаблей и экранопланов, их развития и модернизации в мире. Использование гибридного дирижабля большой вместимости с аэростатической разгрузкой для транспортных операций, не требующих обязательного аэродромного базирования, является сегодня наиболее актуальным и приоритетным направлением научно-технических разработок. В отличие от тяжелых транспортных самолетов для аэростатических летательных аппаратов (АЛА) весовые ограничения по максимальной предельной размерности не являются ограничивающими, так как физический закон «куб-куб» является положительно улучшающим принципом.

Концепции дирижаблей для новых транспортных проектов

Несколько лет назад в Московском Авиационном Институте (МАИ) проводились комплексные научно-технические исследования совместно с ЦАГИ, ЦИАМ, АВИАСТАР СП, РСПП и РИТЭК и другими ведущими

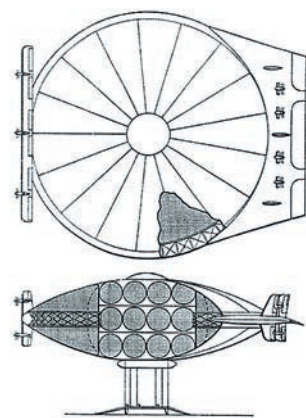
Международными и российскими научными центрами, и были разработаны и запатентованы в России и Швейцарии несколько новых вариантов проектов АЛА Термоплан МАИ в виде инновационно выгодной сфероидной (симметричной дискообразной «линзовой» 3D геометрии) с двумя газовыми полостями – для гелия и для перегретого воздуха с отбором выхлопных газов от двигателей. Необходимо выделить основные преимущества этого нового дирижабля-концепта и демонстратора для наземных и летных испытаний в качестве малого среднего варианта ЛТА-Термоплана АЛА-40 (40 метров в диаметре) [1, 2, 3]:

- сфероидная симметричная геометрия (в плане – диск, в профиль – чечевица), как перспективная аэродинамическая форма исключает постоянную регулировку-ориентировку в направлении бокового ветра, что является неизбежным недостатком для постоянного «флюгирования по ветру» несимметричных сигарообразных форм дирижаблей;
- 3D форма диска симметричной геометрии позволяет добиться наиболее облегченной конструкции за счет равномерного распределения нагрузок в конструкции и на куполах, что видно из диаграмм поверхностной тензометрии на рисунке 1, и форма диска создается без лишних конструктивных

распорок применением силового композитного тора с заданными деформациями по методу предварительного напряжения (принцип равномерного натяжения спиц к ободу велосипедного колеса);

- использование в АЛА двухобъемной газовой компоновки, один объем которой предназначен для заправки гелием (или водородом с негорючей добавкой), а второй объем-перегретым воздухом с отбором и утилизацией отработавших газов из основных маршевых газотурбинных двигателей (ГТД), что позволяет создать выгодную сбалансированную схему АЛА, не требующую дополнительного балласта и обслуживания заправочных станций в месте разгрузки полезного груза или контейнеров, как показано на рис. 2 [4];
- размещение по всей верхней поверхности покрытия пленочных солнечных нано батарей (ПСНБ) позволяет использовать и питать установленные по контуру поворотные электрические двигатели (как многоточечные турбины у дронов для аэростатических проектов) и их гироскопических систем (как при динамическом управлении дронами) при горизонтальной балансировке и для противодействия вертикальным порывам ветра, а также для создания дополнительной горизонтальной тяги при необходимости, как и от маршевых двигателей АЛА.

РИС. 2. Созданный дирижабль – проект АЛА Термоплан МАИ



Прорывные возможности электро-гибридных дискообразных Арктических дирижаблей

Проект дискообразного Термоплана МАИ стал основным инициативным и прорывным технологическим проектом, отражающим развитие нового типа АЛА в России для ускоренного экономического развития и повышения эффективности воздушных Северных перевозок на больших «бездорожных» территориях Сибири, Дальнего Востока и Арктики, удаленных от ж/д путей и дорожных магистралей из-за суровых климатических минусовых и снежных негативных факторов,

ограничивающих возможности развития любых наземных и речных транспортных и энерго-сетевых систем.

Определенные надежны были связаны с появлением инициативной Банковской группы в 2000-е годы по новому проекту АЛА Локомоской, как аналог АЛА Термоплан МАИ, в котором измененная верхняя поверхность купола была выполнена более выпуклой, чем нижняя, что дало увеличение подъемной силы при больших скоростях полета. А в 2010-е годы появился новый проект Аэростатического Термобалластного ЛА (АТЛА) Атлант компании Август, выполненный в форме продольно эллиптической геометрии, который

включен в финансирование Фондом Сколково и в долгосрочную Российскую Национальную программу «Развитие новых транспортных коридоров для прорывного освоения Сибири, Дальнего Востока и Севера России» (начальная фаза программы была выполнена в 2016–2018 под контролем А. Дворковича). Но, к сожалению, следует отметить, что при эллиптической форме дирижабля весовая эффективность снижается на 15–25 % за счет увеличения нагрузок на продольную ось, а это существенные экономические потери.

Дискообразный АЛА Термоплан МАИ может использоваться в качестве высотной мониторингово-передающей платформы по трансполярным маршрутам дальне магистральных самолетов (ДМС), выполненных по интегральной компоновке с несущим фюзеляжем (Body-Plane), обеспечивающей экранный эффект прироста подъемной силы, как для экранопланов с полетом вблизи заснеженной или водной поверхности. При этом возможно использование дисковых АЛА для размещения радио-и оптических телескопов в безоблачной и чистой стратосфере, а также для ретрансляции мобильной широкополосной связи 4G/5G, что дешевле, чем использование космических спутниковых систем.

РИС. 3. Анализ различных геометрических типов дирижаблей

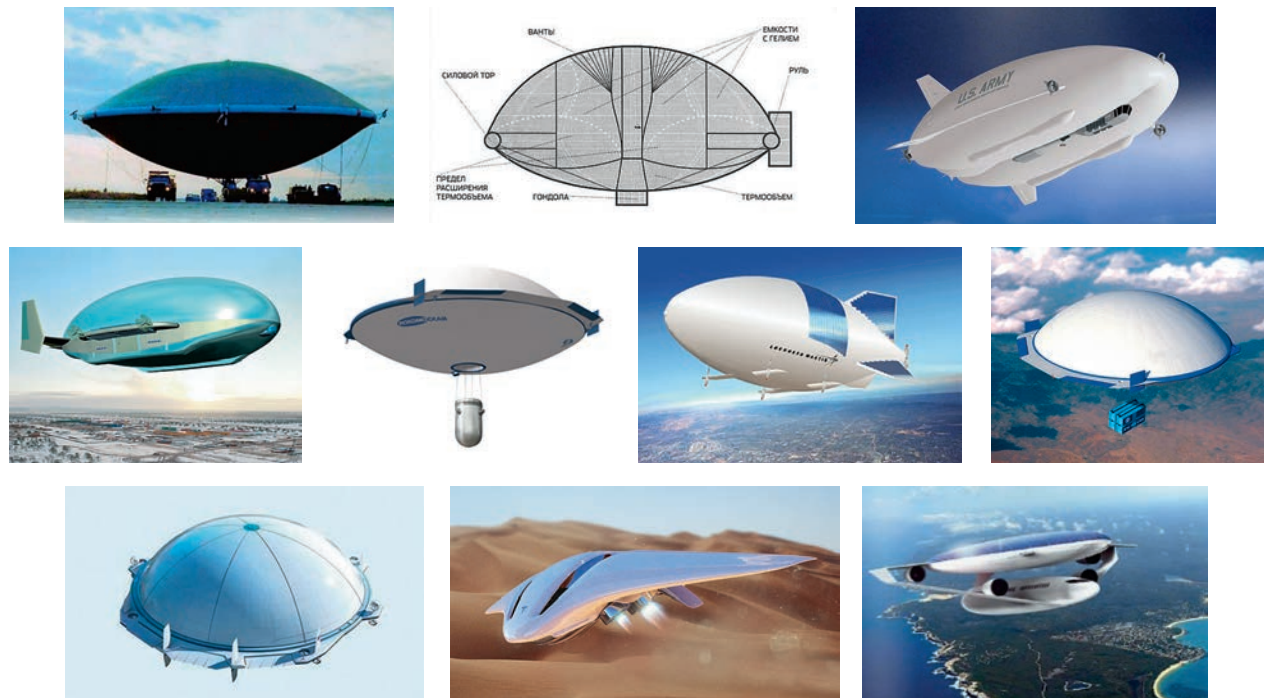


РИС. 4. Аэродинамические прототип-модели для экспериментальных исследований в МАИ



Запланировано создание на базе современного МАИ (Научного исследовательского университета) нового Межотраслевого Центра Воздухоплавательных Систем с поддержкой ведущих структур Ростеха и по реализации транспортной Программы «Связанных территорий России» по инициативе Ректора МАИ Погосьяна М.А. Следует отметить, что небольшая фирма Aerosmena, взявшая за основу проект АЛА Термоплан МАИ, также нацелена на создание малых дисковых летательных аппаратов (МДЛА) и создание высоко рентабельных небесных систем, чтобы повысить эффективность Sky Start многоразовых аэрокосмических запусков и посадок с использованием новых высокопрочных армированных многоточечных связанных графен-сетчатых систем.

Проект дискообразного Термоплана МАИ стал инновационным импульсом в разработках новых типов АЛА, как в России, так и во Франции (проект одноместного

диск-дирижабля Shanendoa), Германии (проект CargoLifter), Австралии (Disc Airship), Великобритании (AirlanderXX) и США (RosAeroship) для создания и повышения эффективности крупнотоннажных воздушных перевозок, как показано на рисунке 3 [5].

Различные концепции АЛА Термоплан МАИ, как новых инновационно-экологических транспортных проектов и использование быстрого 3D-моделирования для синтеза проектов и прототипирования, как показано на Рисунке 4, ориентированы на основную систему автоматизированного проектирования (CAD, CATIA5) и конструкторскую разработку (PLM) нового типа АЛА для России, для ее ускоренного экономического развития и повышения эффективности ведущих нефте-газовых концернов и комплексов.

Кроме транспортных задач дискообразный дирижабль-Термоплан МАИ может быть использован для создания высотной

системы и сети низкочастотной солнечно-ветровой энергетики (НСВЭ) для буровых платформ на шельфе Арктики, а также для сети интернет-раздачи и глобальной мобильной связи в дополнение (или вместо) к сети орбитальных спутниковых систем.

Концепции большого Арктического самолета экраноплана с несущим фюзеляжем

Для освоения территорий Севера России и Арктики интересен еще один новый проект большого магистрального самолета по направлению новых экологических технологий с экранным эффектом и с коротким взлетом-посадкой. Это самолет с V-образным несущим фюзеляжем-крылом Дельфтского университета (Голландия), по расчетам дающий более высокий уровень аэродинамической эффективности в полете и комфортом внутри объемного пассажирского салона по программе ЕС Ecology Projection 2025–2030, который показан на рисунке 5 [6].

Возможности такого самолета, как экраноплана, позволяют использовать такой проект для короткого и укороченного взлета и посадки (STOL) на снежных с малыми длинами взлетно-посадочных полос аэродромах Арктики с шасси на воздушной подушке (ШВП), по которым в МАИ был выполнен комплекс НИОКР совместно с ОКБ г. Пренае.

На основе САПР МАИ осуществлен анализ оптимальной конструкции современного самолета и он проводится на основе комплексных данных по различным самолетам.

РИС. 5. Новая концепция летательного аппарата Delft University FLYING-V Body Wing и базового проекта МАИ, как прототипа современных разработок AIRBUS и DLR

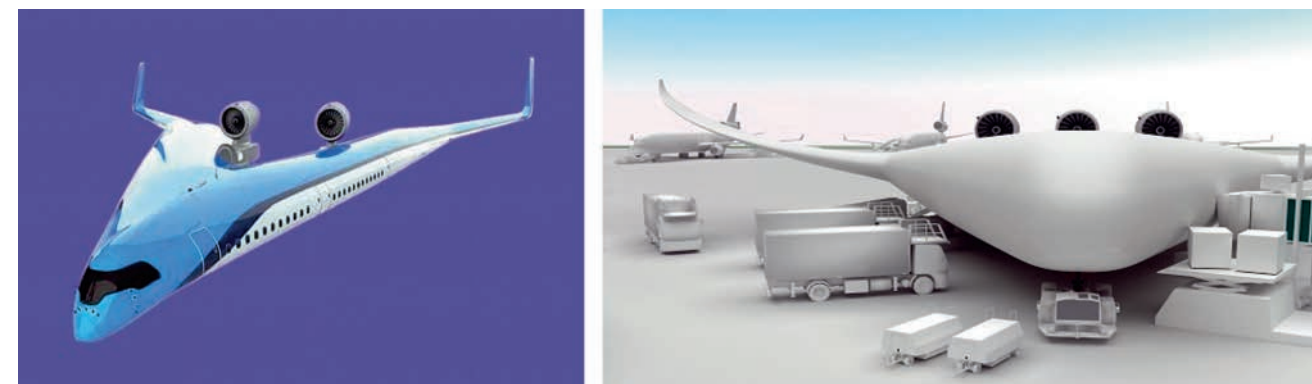
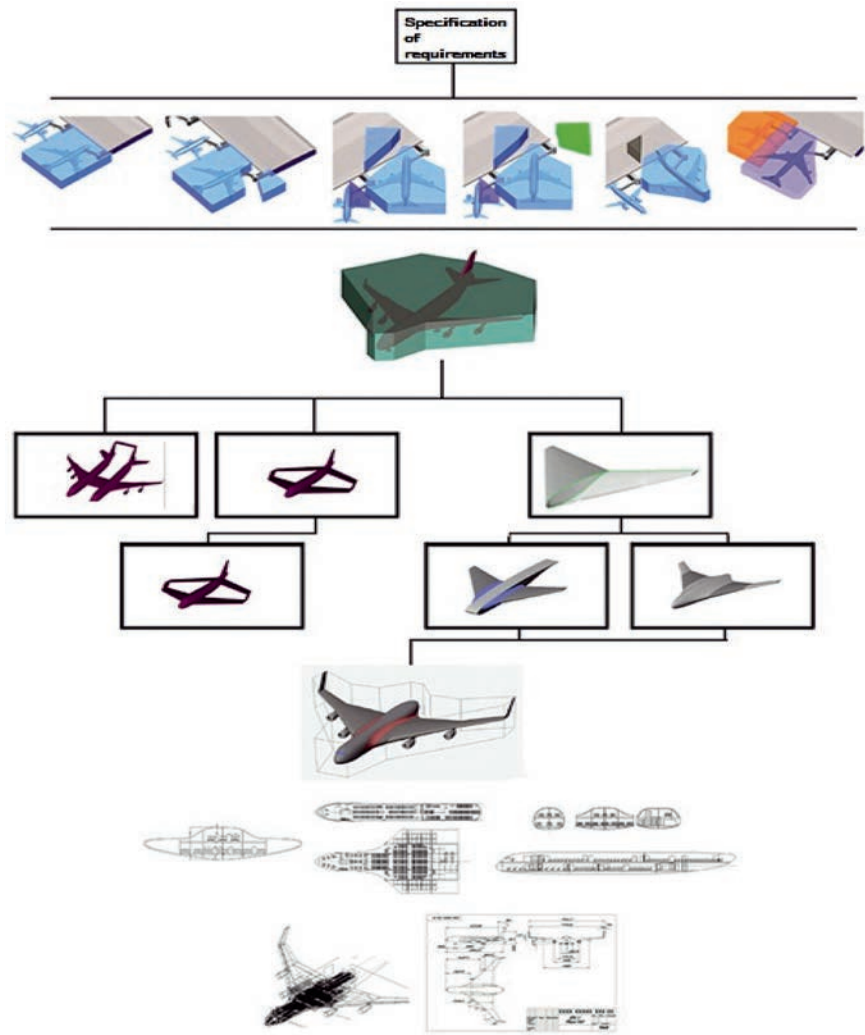


РИС. 6. Влияние инфраструктурных ограничений на геометрическую форму ДМС



Проводилось комплексное определение оптимальной компоновки, ограничивающей пространство и уровень взлетной массы большого самолета [7], с декомпозицией по характерным признакам и определением критического фактора для инновационного проекта дальне магистрального самолета (ДМС). С точки зрения трехмерной объемно-весовой конфигурации, оптимальным решением будет самолет, для которого внешний контур был получен в результате позиционирования отдельных агрегатов с учетом критичности компоновки, как относительно трех осей координат и в трех плоскостях, так и для любого произвольного радиус-вектора, начиная от динамического центра масс самолета и оптимального площадного положения гибридных двигателей для проекций Е-самолета по аналогии с новыми Boeing концепциями Body-Plane Concepts (BPC), которые отражены

в новых исследованиях и разработках по программам ЕС FUTPRINT50 и IMOTHEP [9, 10, 11, 12]. В новых интегральных концепциях самолета корпус-крыло выступает в качестве акцента на характерную особенность компоновки и «жесткие» размерные ограничения что обеспечивает возможность осуществления пространственного сопряжения многих узлов в первой итерации, а также позволяет строить компоновку из некоторого виртуального центра масс. Удобно было выбрать начало координат, как соответствующей точки системы координат, совпадающей с реальным центром масс большого самолета. Поэтому задача компоновки сводилась к размещению и взаимному соединению агрегатов, узлов и комплектующих в пространстве компоновки за счет инфраструктурных ограничений из условия приведения реального центра масс (РЦМ) к виртуальному центру масс (ВЦМ) и обеспечения

характерных особенностей конструкции интегрального самолета МАИ, как показано на Рисунке 6, удовлетворяющих, как инфраструктурным требованиям, так и другим, например, динамическим и массо-аэродинамическим показателям [8]. Трехмерное изображение компоновки внутреннего объема воздушного пространства для ДМС, полученное по результатам структурно-параметрического анализа конфигураций аэропортовых комплексов цифровым методом проектирования стоянок воздушных судов и с учетом ограничений высоты воздушного судна от условия возможности 3Д слотов до рукавов на стоянке (23 м). В этом случае учитываются вопросы размещения антенн и оборудования в верхней части. Второй уровень показывает условно допустимый диапазон размещения пассажирских палуб ДМС. Их компоновка определяется габаритной высотой (3,8 м), длиной (20–25 м, а в перспективе – 40–50 м) и предельными углами отклонения в вертикальной плоскости (10%) концевых пазов посадочных рукавов. Проведен сравнительный анализ выбора компоновки большого самолета, как основной схемы летающего крыла-экраноплана и нормальной схемы, данные приведены в таблице 1. Пассажирский отсек ДМС (по первой итерации) был принят за базовый. Вторая цифровая итерация-это крыло и фюзеляж. Третья итерация-крыло, фюзеляж и хвостовое оперение. И четвертая цифровая итерация – это вся композиция авиационной системы, которой соответствует полная омываемая поверхность (с учетом мотогондол). Удельный объем на одного пассажира (в среднем по всем кабинам) составил 2,485 м³, что в 1,17 раза хуже, чем для базового самолета (в аэродинамической нормальной схеме), но в 1,30 раза лучше, чем для самолета с несущим фюзеляжем-крылом, и на 2–2,5 % лучше, чем для самолета схемы Триплан и в форме сочлененного крыла. Разработанная методика автоматизированной цифровой внешней компоновки самолета из компоновки внутреннего пространства позволила получить

ТАБЛИЦА 1. Анализ схемы компоновки самолета летающего крыла и стандартной формы

Самолет	Обычная схема		Схема летающее крыло		Абсолютная разница		В процентах	
Итерации	Svol (m²)	V (m³)	Svol (m²)	V (m³)	Svol (m²)	V (m³)	dSvol %	dV %
1	1412.71	2515	1315.86	2515	97.71	0	-7	0
2	2493.88	2895.23	2576.34	3290.28	82.46	395.04	3	14
3	2916.54	2994.31	2704.68	3307.23	-211.8	312.92	-7	12
4	3181.94	3084.06	3147.74	3426.84	-34.19	342.78	-1	11

компоновку самолета, отвечающую всем инфраструктурным требованиям, со взлетной массой на 30–40 тонн меньше, чем у опытных образцов. **Заключение** Реализация новых научных технологий и исследований для нефте-газовой отрасли России в ближайшее время возможна за счет достаточного финансирования и внедрения в производство новых экологических проектов семейства крупных ЛА с возможным увеличением объемов полезной нагрузки до 50–100–200 тонн, и может быть обеспечено за счет использования разработок электро-гибридных диск-дирижаблей и самолетов с несущим фюзеляжем-экранопланов, как инновационных тенденций для прорывного развития новых транспортных систем. Комплексное развитие авиатранспортных услуг для ТЭКа России на более высоком уровне рентабельности и расширения производственных мощностей предприятий и смежников с новыми рабочими местами будет осуществляться на основе использования искусственного интеллекта и аддитивных технологий, новых композиционных материалов и активных структур, электро-энергетических установок с эффектом высоко-температурной сверхпроводимости и адаптивного управления робототехническими системами в ближайшие 10–15 лет станут архиважными для огромной территории России. При этом обеспечиваются регулярные круглосуточные всесезонные авиатранспортные

перевозки на крупнотоннажных электро-гибридных дисковых АЛА с солнечными энергосистемами и короткий взлет-посадка тяжелых самолетов-экранопланов с шасси на воздушной подушке в труднодоступных местах Севера России и Арктики, • достигаются выгодные условия по весовой эффективности и транспортной отдаче от применения дисковых АЛА и экранопланов с большей грузоподъемностью по принципу «от завода до буровой» при независимости от направления полета и зависания над буровой платформой от воздействия «розы» ветров, • снижаются затраты-расходы и требуемое время на экспресс авиа-доставку оборудования и продукции, осуществление ремонтно-восстановительных работ по замене аварийных участков нефтегазовых трубопроводов, или аварийно-спасательных работ при пожарах или наводнениях при низкой себестоимости эксплуатации на больших территориях и с лучшим экологическим уровнем по токсичности и уровню шума, • повышаются возможности осуществления более длительных и увеличенных по дальности полетов АЛА без посадки (для более электрического ЛА с большой площадью солнечных пленочных батарей для восполнения энергии) с расширенным периодом жизненного цикла при безопасной эксплуатации и более простом и надежном послепродажном обслуживании. ●

Литература

1. Поняев Л. П. 2018 Периодическая геометрия принципов инженерного проектирования с использованием оптимального сферического преобразования дискообразных АЛА / Scientific Technologies, S&P Journal PSSN 223-2966 с. 5.
2. Куприков М. Ю., Долгов О. С. и Куприков Н.М. 2012 Особенности выбора моментно-инерционного облика перспективных летательных аппаратов на ранних стадиях проектирования / Вестник Московского авиационного института # 2 (17) с. 1.
3. Куприков М. Ю. 2014 Структурно-параметрический синтез геометрической формы летательного аппарата в условиях жестких ограничений / Москва: Московский авиационный институт, 64 с.
4. Ponyaev L. 1996-97 JANE's Catalog: Thermoplane Russia ALA-40/ ALA-600 / Brassey's World Aircraft & System Directory 97, 545 p.
5. Поняев Л. П. 2018 Научные технологии / S&P Journal PSSN 223-2966: Москва, Россия, Естественные и технические науки № 9 с. 60.
6. Delft University 2019 FLYING-V Body Wing Aircraft – новый экологический проект / Яндекс Новости [5 июня 2019]
7. Аведян А., Куприков М. и Маркин Л. 2012 Макет самолета (Москва: МАИ пресс) 294 с.
8. Куприков М. и Патраков А. 2012 Использование систем CAD / CAE при определении внешнего вида летательных аппаратов. IX Международный симпозиум Динамические и технологические проблемы механики конструкций и сплошных сред (Москва: МАИ) с. 58.
9. FUTPTINT 2020 Future propulsion systems: towards a hybrid/electric aircraft, EC GA #875551, H2020-MG-2019-INEA.
10. IMOTHEP 2019 Future propulsion and integration: towards a hybrid/electric aircraft, EC GA #875006, H2020 MG-2019-INEA.
11. Corfield G 2020 Airbus and Rolls-Royce hit eject on hybrid-electric airliner testbed after E-Fan X project fails to get off the ground test Internet Science View 27 April.
12. Ponyaev L, Kuprikov M and Kuprikov N 2020 New Arctic air transportation with Hybrid electrical disc shaped Airship and body plane Aircraft innovation/ International Conference Arctica 2020, St.-Peterburg, 8 p.

KEYWORDS: Arctic transport, transport corridors, shelf development, large-capacity transportation, non-airdrome basing, disk airships, ekrano-plans.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ УСЛУГ

по геофизическим исследованиям скважин на шельфе Арктики

ОДНОЙ ИЗ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ В СФЕРЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ ЯВЛЯЕТСЯ ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ, РАЗВЕДОЧНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН, ЧТО НЕОСУЩЕСТВИМО БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН. СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ВЫБОРУ ВЕКТОРА РАЗВИТИЯ И ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ УСЛУГ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ СКВАЖИН (ГИС) НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ

THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS ON THE SHELF IS ONE OF THE MAIN TARGETS OF THE ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE. THIS INCLUDES THE CONSTRUCTION OF PROSPECTING AND APPRAISAL, EXPLORATORY AND PRODUCTION WELLS, WHICH COULD NOT BE FEASIBLE WITHOUT CONDUCTING GEOPHYSICAL STUDIES OF WELLS. THE ARTICLE FOCUSES ON THE CHOICE OF THE DEVELOPMENT AGENDA AND IMPORT SUBSTITUTION OF GEOPHYSICAL WELL SURVEY (GWS) SERVICES ON THE ARCTIC SHELF

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: геофизические исследования скважин, континентальный шельф, бурение скважин, освоение Арктики, технологические решения, импортозамещение, развитие, передовые технологии.

Зорин Григорий Александрович
ведущий геолог
ООО «Газпром флот»

В соответствии с утвержденной 26 октября 2020 г. Указом № 645 Президента Российской Федерации «Стратегией развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» (далее – Стратегия) одной из основных задач в сфере экономического развития Арктической зоны является освоение месторождений нефти и газа на континентальном шельфе.

Выполнение поставленной задачи достигается созданием и развитием технологий и промышленной продукции для освоения месторождений нефти и газа, посредством стимулирования преимущественного использования продукции российского производства при реализации новых экономических проектов (пункт 12, подпункты «И», «К» Стратегии).

Освоение углеводородных месторождений континентального шельфа представляет собой комплексный наукоемкий технический вызов, связанный с проведением геологоразведочных работ, бурением скважин, добычей нефти и газа, промышленной подготовкой и транспортировкой углеводородов потребителям.

Геофизические исследования скважин (ГИС) – комплекс методов разведочной геофизики, используемых для изучения свойств горных пород в околоскважинном и межскважинном пространстве, а также для контроля технического состояния скважин

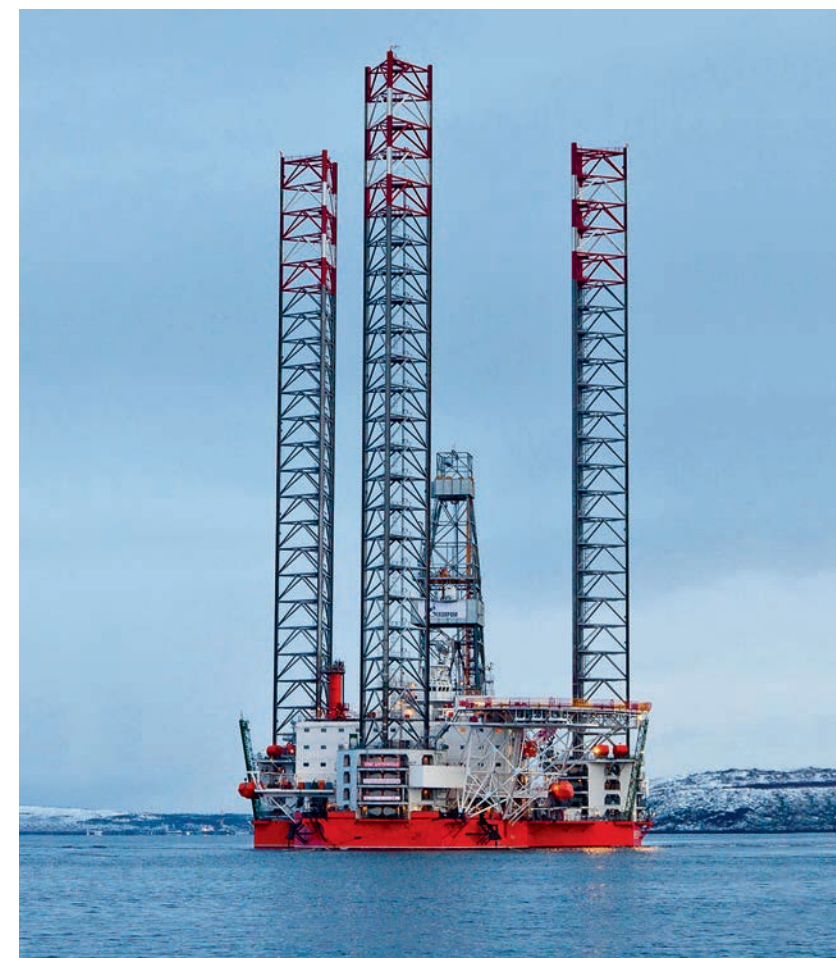
Для успешного проведения всех этих технологических операций требуется самое современное оборудование и технологии, особенно, когда речь идет о работе на шельфе Арктического региона. В свою очередь, освоение месторождений нефти и газа, в том числе строительство поисково-оценочных, разведочных и эксплуатационных скважин невозможно без проведения

геофизических исследований скважин (далее – ГИС), где в настоящий момент высокотехнологичный сегмент занимают зарубежные компании с высокой стоимостью услуг. ООО «Газпром флот» привлекает сервисные компании для выполнения работ по ГИС на СПБУ «Арктическая», ППБУ «Полярная звезда» и ППБУ «Северное сияние».

Будущее и настоящее

Российский рынок геофизических исследований скважин сегодня можно назвать вошедшим в фазу стабилизации после ввода секторальных санкций в 2014 году. Эксперты по-прежнему отмечают существенное технологическое отставание отечественных компаний от международных игроков. В то же время этот

УДК 550.832



СПБУ «Арктическая»

Освоение шельфовых месторождений требует больших затрат и применения высоконадежного оборудования на всех этапах строительства скважин

фактор вместе с тенденцией к импортозамещению при явном запросе нефтегазовой отрасли на работу с трудноизвлекаемыми запасами и увеличении числа шельфовых проектов создает по-настоящему уникальные возможности для отечественных компаний. Те предприятия, которые уже сегодня делают ставку на технологическое развитие, в будущем смогут расти быстрее рынка и увеличить на нем свою долю. Нужно лишь своевременно этим воспользоваться.

В настоящей статье речь пойдет о технологиях исследований в сложных геологических и логистических условиях на шельфовых проектах в Арктике.

Ограниченное количество разведочных скважин, как следствие неопределенности, требует от бурения скважин использования передовых методов ГИС без права на ошибку.

Последние годы указанный сервис в основном предоставляется зарубежными компаниями:

Schlumberger, Halliburton, Weatherford. На сегодняшний день, российские геофизические компании к работам на шельфовых проектах технически не готовы из-за отсутствия соответствующих сертификатов, компетенций и отсутствия необходимого для текущих проектов оборудования ГИС.

Направление развития при выполнении работ на шельфе – полное импортозамещение

В статье представлен текущий обязательный комплекс ГИС на примере строительства поисково-оценочной скважины в Карском море с применяемыми современными технологиями. Комплекс выбран по виду скважин с наибольшей геологической нагрузкой.

В данном разделе попробуем проанализировать степень отставания отечественных производителей и сформулировать ориентиры реализации поставленных задач по импортозамещению.

В Таблице 1 указан типовой комплекс ГИС на примере поисково-оценочной скважины в Карском море, в результате анализа и сравнения с комплексом, предлагаемым отечественными сервисными компаниями, можно сделать вывод: красным выделены методы с отсутствием отечественного аналога, фиолетовым выделены



ППБУ «Полярная звезда»

ТАБЛИЦА 1. Типовой комплекс ГИС на примере поисково-оценочной скважины в Карском море

Наименование работ
КОМПЛЕКС ГИС ПОД КОНДУКТОР 508,0 мм
Методы технического контроля цементирования и состояния ствола скважины
АКЦ, ГК, ЛМ
КОМПЛЕКС ГИС ПОД ПРОМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ 339,7 мм
Методы технического контроля цементирования и состояния ствола скважины
MWD/LWD ² + ГК, БК (многозондовый), ННК-Т, ГГК-П, ДС, АК кросс-дипольный, ПС, резистивиметрия, термометрия (спуск приборов производится на кабеле)
Методы технического контроля цементирования и состояния ствола скважины
АКЦ, ГК, ЛМ, Ультразвуковой Сканнер (УЗС)¹
КОМПЛЕКС ГИС ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ 244,5 мм
Общие исследования (открытый ствол):
MWD/LWD ² + ГК, БК (многозондовый), ННК-Т, ДС, АК кросс-дипольный, ПС, резистивиметрия, термометрия (спуск приборов производится на кабеле)
Детальные исследования (открытый ствол):
Электро-каротажное сканирование (микроимиджер)² , ГГК-ЛП, МКЗ, МБК
ЯМК
ГК, ГДК, ОПК (испытатель пластов с отбором глубинных проб и анализом в реальном времени)¹
Боковой отбор керна
Методы технического контроля цементирования и состояния ствола скважины:
ГК, ЛМ, АКЦ, Ультразвуковой Сканнер (УЗС)¹
КОМПЛЕКС ГИС ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЙ ХВОСТОВИК 177,8 мм
Общие исследования (открытый ствол):
MWD/LWD ² + ГК, БК (многозондовый), ННК-Т, ДС, АК кросс-дипольный, ПС, резистивиметрия, термометрия (спуск приборов производится на кабеле)
Детальные исследования (открытый ствол):
Электро-каротажное сканирование (микроимиджер)² , ГГК-ЛП, МКЗ, МБК
ЯМК
ГК, ГДК, ОПК (испытатель пластов с отбором глубинных проб и анализом в реальном времени)¹
Боковой отбор керна
Методы технического контроля цементирования и состояния ствола скважины:
ГК, ЛМ, АКЦ, Ультразвуковой Сканнер (УЗС)¹
Вертикальное сейсмопрофилирование:
ВСП
Геофизическое сопровождение испытания скважин:
Геофизическое сопровождение перфорации скважины: ГК, ЛМ, замер температуры и давления
Промыслово-геофизические исследования (ПГИ): расходометрия, ГК, замер температуры и давления, резистивиметрия, влагометрия

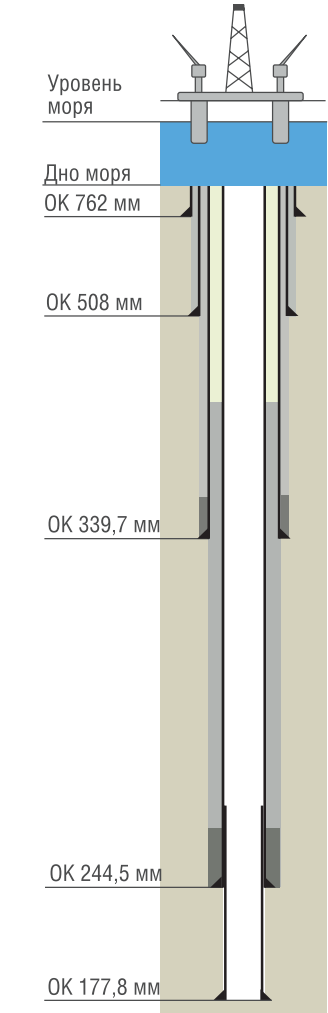
методы, где отечественный аналог значительно уступает по характеристикам.

Мы видим, что многие работы могут производиться с применением оборудования, разработанного и произведенного в России. В данной

статье рассматриваются как раз те аспекты, которые еще необходимо доработать.

В таблице все выделенные ограничения являются критичными, так как отсутствие каких-либо методов не позволит в полной

РИС. 1. Типовая конструкция скважины



мере получить геологическую информацию для подсчета запасов и постановки их на Государственный баланс, либо информацию о техническом состоянии скважины, что может нарушить безопасность строительства или эксплуатации скважин. Методы, где отечественный аналог значительно уступает по характеристикам, также критичны по причине увеличения времени и стоимости строительства скважин или снижения качества получаемых геологических данных, в отдельных случаях и снижения безопасности проводимых работ.

Рассмотрим подробнее основные ограничения по выполнению работ на отечественных комплексах ГИС.

По данным ультразвукового сканнера (УЗС) решаются следующие задачи:

- определение заколонного материала (твердое вещество, жидкость или газ) по акустическому импедансу;

- определение высоты подъема цемента;
- выявление каналов в цементном камне;
- идентификация микрозазоров, заполненных жидкостью (в комбинации с АКЦ);
- оценка технического состояния колонны.

Вся полученная информация влияет на принятие решений по дальнейшему строительству скважины и безопасность проводимых работ.

Рассмотрим предложения отечественного рынка ГИС – (оценка качества цементирования): выполнение комплекса ГИС на кабеле для оценки качества цементирования колонн возможно отечественными компаниями, за исключением метода УЗС.

FMI – прибор для получения комплекса информации, позволяющей определять геологические и геофизические параметры среды, а также коллекторские свойства пласта

Предлагается использование стандартной отечественной аппаратуры АКЦ/МАКЗЦ (акустического метода), ЦМ-8-12-Ц (гамма-гамма цементомер – ГГКц с источником ионизирующего излучения ИИИ).

Недостатком предложенного комплекса для оценки качества цементирования является:

- отсутствие информации о радиальном распределении цемента за колонной с привязкой по азимуту;
- снижение информативности в интервале облегченного цементного раствора (плотность 1,45 г/см³) и интервалах смешанного цемента;
- риск прихвата прибора с источником ионизирующего излучения;
- для выполнения комплекса записи прибором ГГКц необходима отдельная СПО, что увеличивает время выполнения комплекса ГИС.

Необходима доработка приборов, в связи с техническими ограничениями по максимально допустимому диаметру обсадной колонны и обеспечению записи

каротажных данных АКЦ и ГГКц за одну СПО, а также аппаратура для ОКЦ аналогичная УЗС для работ с легкими цементами.

Следующий необходимый при исследованиях прибор – микроимиджер, обеспечивающий электро-каротажное сканирование.

Поступающая в реальном времени информация используется для изучения тектоники горных пород, определения и оценки режимов осадконакопления и свойств осадочного комплекса, определения текстуры горных пород, наклона пластов и в качестве дополнения к данным, получаемым в результате исследования керна.

Данные FMI также используются для анализа геомеханики пласта.

На отечественном рынке ГИРС (электрический микроимиджер) имеется следующее предложение:

скважинный электрический микросканер КарСар МС-110 производства ООО «Геофизтехника» г. Саратов предназначен для получения изображения стенок скважины методом микрорезистивиметрии с целью определения наклона пластов, расположения трещин, структуры осадочных пород, исследования тонкослоистых структур.

ГК, ГДК-ОПК – метод гидродинамического каротажа и опробования пластов приборами на кабеле

Основные ограничения использования на шельфе:

- 1) оборудование на шельфовых проектах не применялось, требует испытаний;
- 2) запись метода осуществляется посредством дополнительного спуска/подъема, что увеличивает время и стоимость строительства скважины.

Необходима доработка прибора, с целью коммутации с остальными

спец. методами ГИС, наряду с зарубежными технологиями для сокращения времени на исследование.

ГК, ГДК-ОПК – испытатель пластов

Применение:

- 1) многократные замеры пластового давления и профилирования пластового давления,
- 2) отбор глубинных проб пластового флюида и глубинный анализ пластового флюида,
- 3) определение значений подвижности флюида в пласте (эффективной проницаемости),
- 4) определение проницаемости и анизотропии проницаемости,
- 5) определение напряжений в пласте (стресс-тесты).

В настоящий момент готового продукта и предложений отечественного рынка ГИС по оказанию услуг ГДК-ОПК нет, но есть оборудование на стадии опытно-конструкторских работ (ОКР).

В 2017 году объявлен конкурс Минпромторга России на выполнение НИОКР:

ОКР «Создание скважинного комплекса для испытания пластов на кабеле» Шифр «Пласт».

В результате головным исполнителем получены практические результаты: разработаны технический проект Комплекса, программно-аналитический комплекс для управления аппаратурой,

визуализации и анализа результатов работы Комплекса; изготовлен опытный образец и проведены его испытания.

Безусловно, на следующих этапах развития Арктики – бурения эксплуатационных скважин – применимы технологии:

1. Телеметрическое сопровождение при бурении: приборы измерения (MWD) и каротажа в процессе бурения (LWD).

2. Геонавигация. Предварительное моделирование и геологическое сопровождение строительства скважин on-line.
3. ГИС на бурильных трубах – TLC технология.

При бурении на море и разработке новых месторождений горизонтальными и суб-горизонтальными стволами

Комплекс LWD121-2ННК-ГГКЛП, выпускаемый ООО НПП «Энергия», является отечественным инструментом для контроля прохождения коллекторов во время бурения.

В 2017 году был изготовлен прибор LWD172-2ННК-ГГКЛП-ЗГК на производстве ООО «НПП Энергия». Он прошел

Сервисным компаниям необходимо обратить внимание на указанное перспективное направление ГИС и организовать ОКР с целью опережающего развития технологий для шельфа Арктики.

Считаем перспективным направление развития спец. методов ГИС (ЯМК, АК-кросс-дипольный, электрический микроимиджер, широкополосный АК), которые сейчас вносят большой вклад в получение геологической информации и подсчета запасов. Необходимо производство новых и доработка уже имеющихся приборов, с целью коммутации с остальными спец. методами ГИС, наряду с зарубежными технологиями, где запись спец методов осуществляется за 1-2 СПО, что существенно сокращает время на исследование и соответственно стоимость строительства скважин.

В целях ускорения разработки и развития продукции нужна конкуренция в данном сегменте, необходима организация нескольких ОКР

роль ГИС в процессе бурения (LWD), ГИС на бурильных трубах с возможностью отслеживания каротажных данных в режиме реального времени и решение задач геонавигации выходит на первый план. Ограниченное число разведочных скважин, как следствие высокие геологические неопределенности, требует от бурения эксплуатационных скважин использования передовых методов ГИС без права на ошибку.

Целью применения перечисленных технологий является:

- сокращение времени строительства скважин за счет выполнения геофизических исследований в процессе бурения;
- уточнение структурных особенностей вскрываемого геологического разреза в режиме реального времени;
- корректировка и оптимизация траектории при проводке скважины в продуктивных пластах – коллекторах.

Предложения отечественного рынка ГИС (LWD – каротажа в процессе бурения)

В этом направлении отечественные компании активно развиваются на сегодняшний день и при прохождении обучения и накоплении соответствующего опыта есть возможность импортозамещения.

Компанией НПО «Геомаш» уже проведены стендовые испытания системы каротажа в процессе бурения «Корвет-3», идет подготовка к скважинным испытаниям.

скважинные испытания в ОАО «Когалымнефтегеофизика». В настоящее время идет серийное производство прибора LWD108-2ННК-ГГКЛП. В перспективе, при накоплении опыта работ на суше, возможно применение этих приборов на шельфе России.

Сервисным компаниям необходимо обратить внимание на указанное перспективное направление ГИС и организовать ОКР с целью опережающего развития технологий для шельфа Арктики

Что касается сервиса по ГИС на бурильных трубах с возможностью отслеживания каротажных данных в режиме реального времени (TLC – технология) – предложений от российских геофизических компаний сегодня практически нет. В арсенале отечественных предприятий имеются автономные системы, типа АМК «Горизонт», АПИЛК-90 + АПГГК-90РИС + АКП-170. Однако автономность прибора не позволяет осуществлять передачу данных в режиме реального времени (запись информации осуществляется в память прибора). Повышается риск потери информации. Также отсутствует возможность анализа фактических осевых нагрузок на геофизическую сборку в режиме реального времени, что может способствовать повышенной аварийности при исследовании. Время на ГИС на шельфе максимально ограничено. Отказ прибора или некорректная работа аккумулятора повлекут за собой повторные СПО, что является недопустимым.

Безусловно, что все российские производственные компании ТЭК, в том числе ООО «Газпром флот», ждут доработки оборудования или выпуска аналогов в ближайшей перспективе для использования при буровых работах на шельфе России. ●

Литература

1. Делия С.В., Ракитин М.В. Тенденции развития ГТИ и ГИС-бурения // Бурение и нефть. 2014. № 2.
2. Дзюбко А.Д., Шнип О.А., Халимов К.Э. Геологическое строение и нефтегазоносность Кирицкого блока шельфа о. Сахалин // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 3. – С. 26–32.
3. Журнал «Сибирская нефть» – №162 (июнь 2019).
4. Научно-технический журнал компании ООО «Красноярскгазпромнефтегазпроект» – «Проектирование и разработка нефтегазовых месторождений» № 1, М. 2019.
5. Стратегия развития Арктической зоны России и обеспечения национальной безопасности до 2035 года.

KEYWORDS: *Geophysical research of wells, continental shelf, well drilling, Arctic development, technological solutions, import substitution, development, advanced technologies.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

26-29 апреля 2021 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2021



26-29 апреля 2021 г.

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

www.neftegaz-expo.ru

12+



ГИДРОПРИВОДЫ «ТМС групп»: удобно, надежно, экономно

ОСНОВНЫМ МЕТОДОМ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОЙ СТЕПЕНЬЮ ВЫРАБОТКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ (ШГН). ВОЗВРАТНО-ПОСТУПАТЕЛЬНОЕ ДВИЖЕНИЕ НАСОСА ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ЧЕРЕЗ КОЛОННУ ШТАНГ НАЗЕМНЫМ ПРИВОДНЫМ МЕХАНИЗМОМ. НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМИ ТИПАМИ ПРИВОДОВ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ СЕГОДНЯ ЯВЛЯЮТСЯ – БАЛАНСИРНЫЕ СТАНКИ-КАЧАЛКИ (СК), ЦЕПНЫЕ ПРИВОДЫ ШГН (ПЦ), А ТАКЖЕ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПРИВОД ШГН (ГП). КАКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ОПТИМАЛЬНОЙ РАБОТЫ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ КОМПАНИИ?

THE MAIN METHOD FOR MECHANIZED OIL PRODUCTION IN THE FIELDS WITH A HIGH DEGREE OF PRODUCTION IS THE USE OF SUCKER ROD PUMPS (SRP). THE RECIPROCATING MOVEMENT OF THE PUMP IS CARRIED OUT THROUGH THE ROD STRING BY THE GROUND DRIVE MECHANISM. THE MOST COMMON TYPES OF SUCKER ROD PUMP DRIVES TODAY ARE BALANCED PUMPING UNITS (BPU), CHAIN DRIVES OF SUCKER ROD PUMPS (CD), AS WELL AS A HYDRAULIC DRIVE OF SUCKER ROD PUMPS (HD). WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN COMPANIES OFFER FOR THE OPTIMAL OPERATION OF DOWNHOLE EQUIPMENT?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: штанговые глубинные насосы, станки-качалки, цепные приводы, гидроприводы, оптимизация работы скважины, добыча нефти.

Ольга Люкшина
главный специалист
ООО «МехСервис-НПО»

Из наиболее распространенного оборудования для привода ШГН только гидравлический привод ШГН способен обеспечить оптимальные параметры работы скважинного штангового оборудования при изменении условий эксплуатации скважины. В отличие от традиционно используемых для этого СК и ПЦ, гидропривод позволяет регулировать скорость движения штанговой колонны при движении вверх и вниз, а также обеспечивать задержку (выстой) для увеличения коэффициента наполняемости штангового насоса. Гидропривод ШГН обеспечивает бесступенчатое изменение длины хода и числа качаний во всем заявленном диапазоне. Диапазоны изменения этих параметров также являются преимуществом гидравлического привода в сравнении с СК и ПЦ. За счет указанных возможностей гидропривод обеспечивает больший КПД насоса в сравнении с СК и ПЦ.

«Гидропривод ШГН позволяет добывать нефть более гибким и удобным для заказчика способом на осложненных участках добычи нефти, – рассказывает заместитель исполнительного директора по развитию производства ООО «МехСервис-НПО» Наиль Гарипов. – Например, если заказчику нужно поднять жидкость с одной скоростью, а опустить колонну штанг с другой, или замереть на высоте, чтобы за это время обеспечить максимальное заполнение насоса, – только гидропривод позволяет сделать это без каких-либо сложностей. СК и ПЦ таких возможностей не имеют. Заказчик при этом совершенно избавлен от ручного управления, все операции выполняются с пульта, планшета или телефона при наличии мобильной связи. Еще одним плюсом гидропривода являются его небольшие размеры, отсутствие фундамента, легкая конструкция, энергоёмкость – он экономит до 30% электроэнергии, – а также невысокая стоимость конструкции и удобство при ремонте».

Гидравлический привод ШГН состоит из двух основных частей: рама с силовым гидроцилиндром, установленная непосредственно на устьевой арматуре скважины, и насосной станции, смонтированной рядом со скважиной в блок боксе.

Силовой цилиндр и станция соединены гидравлическими магистралями. Станция управляет



подачей гидравлической жидкости под давлением в рабочую полость гидроцилиндра для приведения в движение колонны штанг.

Конструкция гидропривода с интеллектуальной системой управления позволяет операторам-технологам устанавливать оптимальную производительность ШГН в широком диапазоне регулировок (длина хода цилиндра, количество качаний в минуту), тем самым обеспечивая высокий дебит нефти со скважины.

Отличительные особенности гидропривода от СК и ПЦ:

- отсутствие массивных узлов: редуктора, кривошипа, балансира, а значит большая безопасность при эксплуатации;
- малая масса ГП, от 2,4 т, соответственно быстрый монтаж без привлечения дорогостоящей спецтехники;
- высокая скорость монтажа и пуско-наладки ГП, в зависимости от условий на устье скважины, составляет порядка 4–6 часов (СК – 2 рабочих смены);
- наличие интеллектуального алгоритма, обеспечивающего возможность бесступенчатого регулирования параметров работы: частота качаний, длина хода, широкий диапазон возможностей регулирования работы ШГН;
- наличие функции дистанционного управления ГП посредством мобильного телефона, планшета либо пульта управления, без вмешательства сервисного персонала (при условии стабильного покрытия сотовой связи типа 3G, 4G).

УК ООО «ТМС групп» в рамках развития направления «гидроприводы ШГН» с 2012 года занимается разработкой и внедрением гидравлических приводов ШГН. С момента изготовления первого гидравлического привода под наименованием «TMC-POWERMAN» в 2012 году, произведено и внедрено более 100 гидроприводов в ПАО «Татнефть» и НКР Республики Татарстан.

В 2020 году специалисты ООО УК «ТМС групп» уже приняли в разработку проект создания гидропривода с откидной мачтой, что существенно упростит работу бригад ПРС при ремонте скважины. Производится разработка интеллектуального ГП, позволяющего самостоятельно подбирать режим работы на скважине с помощью эхолота. Также рассматривается возможность изготовления гидропривода с функцией рекуперации электроэнергии.

На сегодняшний день УК ООО «ТМС групп» имеет многолетний опыт производства и сервисного обслуживания гидравлических приводов ШГН. Конструкция гидроприводов ШГН УК ООО «ТМС групп» постоянно совершенствуется – вносятся изменения, как в гидравлическую часть, так и в систему управления гидроприводом. Так в 2018 году в НГДУ «Азнакаевскнефть» и НГДУ «Ленингорскнефть» успешно прошли опытно-промышленные испытания обновленные гидроприводы грузоподъемностью 12 тонн и 3 тонны производства УК ООО «ТМС групп».

Внедрение интеллектуальной станции управления позволило реализовать дополнительные возможности привода – плавное переключение режима движения, возможность циклического режима работы ШГН, ведение журнала учета режимов работы и отказов установки на 1000 записей, снятие динамограмм удаленно. Необходимые функции реализуются индивидуально – для каждого привода по желанию заказчика.

«В настоящее время работники УК ООО «ТМС групп» обслуживают более 250 единиц гидроприводов в ПАО «Татнефть» и независимых нефтяных компаниях РТ, и количество их постоянно увеличивается, – говорит заместитель исполнительного директора по развитию производства ООО «МехСервис-НПО» Наиль Гарипов. – А, значит, развитие этого направления – приоритетная стратегическая задача. В активе УК ООО «ТМС групп» – опыт производства и сервиса гидроприводов ШГН, обученный персонал, перспективные разработки и конкретные планы развития, что выгодно отличает компанию от других производителей».

По желанию заказчика специалисты компании могут изготовить гидроприводы для более суровых природных условий – холодных северных широт или более жарких южных. Компания «ТМС групп» открыта для сотрудничества и готова совершенствовать конструкцию для решения задач заказчика, реализуя на деле миссию компании, которая гласит: «Мы помогаем заказчику повысить эффективность бизнеса, предоставляя сервис, продукцию и технологии высокого уровня».

KEYWORDS: rod depth pumps, rocking machines, chain drives, hydraulic drives, optimization of well operation, oil production.



УК ООО «ТМС групп»
423450 Республика Татарстан,
г. Альметьевск,
ул. Герцена, д. 1 «Д»
tmcg@tmcg.ru
tmc-групп.рф
Тел.: 8-800-250-79-39

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

для регионального газоснабжения

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ ЯВЛЯЕТСЯ МИРОВЫМ ЛИДЕРОМ ПО ЭКСПОРТУ И ЗАПАСАМ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПРОТЯЖЕНИИ ПОСЛЕДНИХ ДЕСЯТИЛЕТИЙ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ УРОВЕНЬ ГАЗИФИКАЦИИ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДО СИХ ПОР ОТСТАЕТ ОТ УРОВНЯ ВЕДУЩИХ СТРАН МИРА. ЭКСПОРТ ПРИРОДНОГО ГАЗА ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ПОСТАВОК СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА, ДОБЫВАЕМОГО И ПОЛУЧАЕМОГО ИЗ ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА, НАХОДЯЩИХСЯ НА ТЕРРИТОРИИ РОССИИ. ОДНОЙ ИЗ ПРИОРИТЕТНЫХ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ, ПОСТАВЛЕННЫХ ПРАВИТЕЛЬСТВОМ ПЕРЕД ПРЕДПРИЯТИЯМИ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ, ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ НАЦИОНАЛЬНЫХ ЦЕЛЕЙ РЕШЕНИЯ ВОПРОСОВ СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ И РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ЯВЛЯЕТСЯ ВОПРОС ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТОВ РФ. ОБЪЕМЫ ЭКСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ОБЪЕМЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ГАЗИФИКАЦИИ, ЗНАЧИТЕЛЬНО ОТЛИЧАЮТСЯ КОЛИЧЕСТВЕННО. ТАКЖЕ ЗНАЧИТЕЛЬНО ОТЛИЧАЮТСЯ РАЗВЕДАННЫЕ ЗАПАСЫ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ ОТ РАЗВЕДАННЫХ ЗАПАСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ, ВКЛЮЧАЯ МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ. МИРОВОЙ ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ НЕТРАДИЦИОННЫХ ИСТОЧНИКОВ, КАКОВЫМ ЯВЛЯЕТСЯ МЕТАН УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ, ПОДЛЕЖИТ ИЗУЧЕНИЮ, ТЩАТЕЛЬНОМУ АНАЛИЗУ И ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ВОПРОСОВ ГАЗИФИКАЦИИ КАК РЕГИОНОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ, ТАК И ДРУГИХ СУБЪЕКТОВ РФ. ЦЕЛЬЮ ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ СБОР И КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПО ДОБЫЧЕ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ СТРАТЕГИЧЕСКОЙ ЗАДАЧИ ГАЗИФИКАЦИИ РЕГИОНОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

DURING LAST DECADES RUSSIAN FEDERATION IS THE WORLD LEADER IN THE EXPORT AND PROVEN RESERVES OF NATURAL GAS. IN THE MEANTIME, THE OVERALL LEVEL OF NATURAL GAS AVAILABILITY TO LOCAL CONSUMERS AND COMMUNITIES IN ALL REGIONS OF RUSSIAN FEDERATION IS STILL LOWER THAN THE LEVEL OF DOMESTIC CONSUMPTION OF NATURAL GAS IN THE LEADING COUNTRIES OF THE WORLD. NATURAL GAS IS BEING EXPORTED BY MAIN TRANSMISSION PIPELINES AND BY LIQUEFIED NATURAL GAS SUPPLY, BOTH OF WHICH PRODUCED CONVENTIONALLY IN OIL GAS FIELDS LOCATED IN RUSSIA. IN ORDER TO ACHIEVE NATIONAL GOALS CONCERNING SOCIO-ECONOMIC POLICY AND DEVELOPMENT OF RUSSIAN FEDERATION, ONE OF THE STRATEGIC PRIORITIES SET FOR ENERGY SECTOR COMPANIES BY THE GOVERNMENT OF RUSSIAN FEDERATION IS THE MATTER OF NATURAL GAS SUPPLY TO LOCAL CONSUMERS AND COMMUNITIES FOR DOMESTIC USAGE IN ALL REGIONS OF RUSSIAN FEDERATION. TOTAL VOLUME AMOUNTS OF NATURAL GAS, REQUIRED FOR EXPORTS AND FOR LOCAL CONSUMERS' AND COMMUNITIES' SUPPLY FOR DOMESTIC USAGE, ARE SIGNIFICANTLY DIFFER. ALSO, IT IS A VERY SIGNIFICANT DIFFERENCE BETWEEN CONVENTIONAL NATURAL GAS PROVEN RESERVES AND PROVEN RESERVES OF UNCONVENTIONAL NATURAL GAS, WHICH INCLUDES COAL BED METHANE. UNCONVENTIONAL NATURAL GAS, SUCH AS COAL BED METHANE, USE, PROJECT DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION ON A GLOBAL SCALE SHOULD BE STUDIED, THOROUGHLY ANALYSED AND ADOPTED, WHERE POSSIBLE, FOR THE PURPOSE OF NATURAL GAS SUPPLY TO LOCAL CONSUMERS AND COMMUNITIES FOR DOMESTIC USAGE IN THE REGION OF EASTERN SIBERIA AS WELL AS IN OTHER REGIONS OF RUSSIAN FEDERATION. THE SUBJECT OF THIS STUDY IS DATA GATHERING AND QUANTITATIVE ASSESSMENT OF TECHNICAL DATA RELATED TO THE PRODUCTION OF COAL BED METHANE IN RUSSIAN FEDERATION FOR THE PURPOSE OF COMPLETION OF STRATEGIC TASK OF GAS SUPPLY TO LOCAL CONSUMERS AND COMMUNITIES FOR DOMESTIC USAGE IN THE REGION OF EASTERN SIBERIA

Ключевые слова: метан, метан угольных пластов, Coal Bed Methane (CBM), газификация, природный газ, традиционный источник природного газа, нетрадиционный источник природного газа, разведанные запасы природного газа, разведанные запасы метана угольных пластов, трубопроводный газ.

Шакиров Рамиль Наулевич
P.Eng
старший преподаватель
кафедры «проектирование
и эксплуатация
газонефтепроводов»,
Сибирский федеральный
университет

Российская Федерация является мировым лидером по экспорту и запасам природного газа на протяжении последних десятилетий. В то же время уровень газификации населенных пунктов субъектов Российской Федерации до сих пор отстает от уровня ведущих стран мира. Соответственно, одной из приоритетных стратегических задач, поставленных правительством перед предприятиями топливно-

энергетического комплекса России, для достижения национальных целей решения вопросов социальной политики и развития Российской Федерации является вопрос газификации субъектов Российской Федерации [1]. Экспорт природного газа осуществляется с использованием магистральных трубопроводов и поставок сжиженного природного газа, добываемого и получаемого

УДК 622.324.5

ТАБЛИЦА 1. Запасы природного газа в мире по странам

№	Страна	Доказанные запасы газа, м³
1	Россия	47 800 000 000 000
2	Иран	33 720 000 000 000
3	Катар	27 070 000 000 000
4	Саудовская Аравия	8 619 000 000 000
5	Туркменистан	7 504 000 000 000
6	ОАЭ	6 091 000 000 000
7	Венесуэла	5 739 000 000 000
8	Нигерия	5 475 000 000 000
9	Китай	5 440 000 000 000
10	Алжир	4 504 000 000 000
11	Ирак	3 820 000 000 000
12	Индонезия	2 866 000 000 000
13	Мозамбик	2 832 000 000 000
14	Казахстан	2 407 000 000 000
15	Египет	2 186 000 000 000
16	Канада	2 056 000 000 000
17	Австралия	1 989 000 000 000
18	Узбекистан	1 841 000 000 000
19	Кувейт	1 784 000 000 000
20	Норвегия	1 782 000 000 000
21	Ливия	1 505 000 000 000
22	Индия	1 290 000 000 000

из традиционных источников месторождений природного газа, находящихся на территории России. На данный момент, Российская Федерация является мировым лидером по показателю разведанных запасов природного газа согласно также данных, представленных Центральным Разведывательным Управлением (ЦРУ) для нужд Правительства США [2].

Данные ЦРУ о мировых разведанных запасах природного газа по странам представлены в таблице 1.

Также на данный момент согласно данным, представленных Центральным Разведывательным Управлением (ЦРУ) для нужд Правительства США, Российская Федерация является мировым лидером по показателю объема общего экспорта природного газа [2]. Данные ЦРУ по общему объему экспорта природного газа по странам представлены в таблице 2.

Из общего объема экспортируемого Российской Федерацией в различные страны природного газа более 84,6% от общего объема было выполнено по магистральным трубопроводам [3].

Ниже представлены данные по общему объему экспорта природного газа по странам (рис. 1). Основные объемы экспорта «трубопроводного» природного газа на данный момент осуществляются в страны Европейского Союза (ЕС) и Китай, и, соответственно, существующая система трубопроводного транспорта

РИС. 1. Объем и структура экспорта природного газа в мире по странам

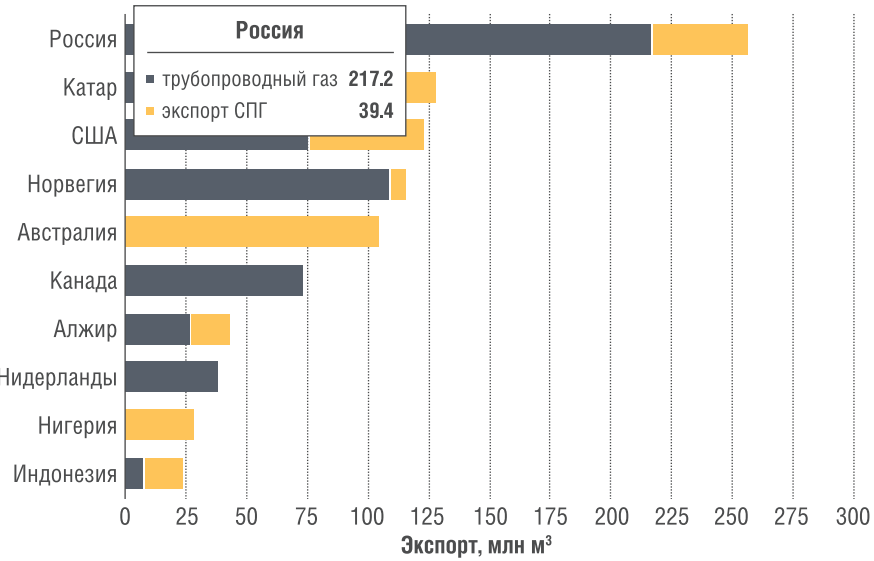


ТАБЛИЦА 2. Общий экспорт природного газа в мире по странам

№	Страна	Количество экспортируемого газа, м³
1	Россия	210 200 000 000
2	Катар	126 500 000 000
3	Норвегия	120 200 000 000
4	США	89 700 000 000
5	Канада	83 960 000 000
6	Австралия	67 960 000 000
7	Алжир	53 880 000 000
8	Нидерланды	51 250 000 000
9	Малайзия	38 230 000 000
10	Туркменистан	38 140 000 000

природного газа в Российской Федерации соединяет традиционные источники природного газа в центре страны с западными, южными и восточными границами России (рис. 2).

Очевидно, что для целей газификации и обеспечения доступным природным газом населения регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока необходимо сооружение новых газопроводных систем, которые обеспечат доставку природного газа в населенные пункты этих регионов из традиционных источников месторождений природного газа, находящихся на территории Российской Федерации.

При этом за последние четверть века опыт газификации и обеспечения доступным природным газом населенных

РИС. 2. Системы трубопроводного транспорта природного газа России



пунктов в США, Канаде, Австралии и Китае демонстрирует возможность использования природного газа из нетрадиционных источников, в том числе метана угольных пластов (МУП).

Теория

В Российской Федерации в ноябре 2011 года метан угольных пластов был признан самостоятельным

полезным ископаемым и внесен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод. Общие запасы метана угольных пластов в разных странах и в мире в целом оцениваются разными источниками по-разному, но в общем, за редким исключением, порядок цифр совпадает. Ниже в таблице 1 [4] и в таблице 2 [5] представлены некоторые данные.

Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах на территории Российской Федерации оцениваются в 83,7 трлн м³ [6]. Географическое расположение данных запасов метана угольных пластов представлено на рис. 3. Технология добычи метана угольных пластов, как извлечение природного газа добываемого из нетрадиционных источников

ТАБЛИЦА 3. Запасы метана угольных пластов в основных угледобывающих странах мира

Страна	Запасы угля, млрд т	Запасы МУП, трлн м
Россия	6500	17–113
Китай	4000	30–35
Канада	7000	5,7–76
Австралия	1700	8,5–14,2
США	3900	11,3
Германия	320	2,8
Польша	160	2,8
Великобритания	190	1,7
Украина	140	1,7
Казахстан	170	1,1
ЮАР, Зимбабве, Ботсвана	150	0,9
Индия	160	0,9

ТАБЛИЦА 4. Оценка геологических ресурсов МУП

Страна	Ресурсы, трлн м
Россия	78
США	60
Китай	28
Австралия	22
Индия	18
Германия	16
ЮАР	13
Украина	8
Казахстан	8
Польша	3
Всего в мире	260

природного газа, технически не отличается от технологии добычи природного газа добываемого из традиционных источников. Основные виды извлечения метана угольных пластов из газоносных пластов представлены на рис. 4.

Стадийность и динамика извлечения метана угольных пластов также не отличается от технологии добычи природного газа добываемого из традиционных источников. Типичная динамика извлечения метана угольных пластов из газоносных пластов представлена на рис. 5.

Результаты

Все вышеперечисленные данные, основанные на мировом опыте извлечения метана угольных пластов как добычи природного газа добываемого из нетрадиционных источников, подтверждены в Российской Федерации [6–8]. Стандартная типовая схема конструкции скважины по добыче метана угольных пластов, разработанная ПАО «Газпром», представлена на рис. 6.

Необходимо отметить, что более 15 % от общих запасов метана угольных пластов в основных угольных бассейнах на территории Российской Федерации находятся в Кузнецком угольном бассейне [7]. Детальные данные запасов метана угольных пластов в Кузбассе представлены на рис. 7.

Таким образом, основные технические различия для целей стратегического планирования и организации добычи природного газа в Восточной Сибири между извлечением природного газа из традиционных источников и извлечением метана угольных пластов заключаются в двух следующих факторах:

- Объем запасов природного газа на месторождении / площади (300–3000 %): 2,7 трлн м³ газа на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) в Иркутской области и от 0,095 трлн м³ на Талдинской площади в Кузбассе до 0,918 трлн м³ на Нарыкско-Осташинской площади в Кузбассе;

РИС. 3. Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах России

83 700 млрд м³ метана сосредоточено в угольных бассейнах России

В их числе:



РИС. 4. Виды технологии добычи метана угольных пластов

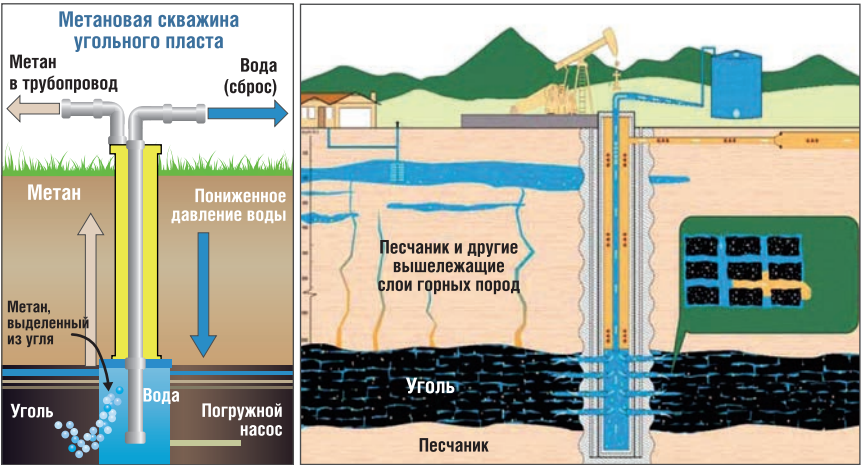


РИС. 5. Динамика добычи метана угольных пластов

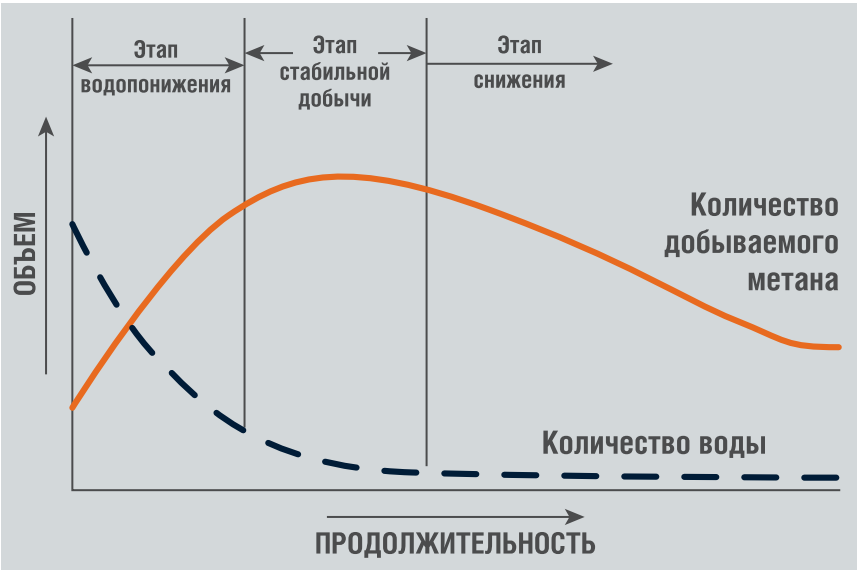


РИС. 6. Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах России

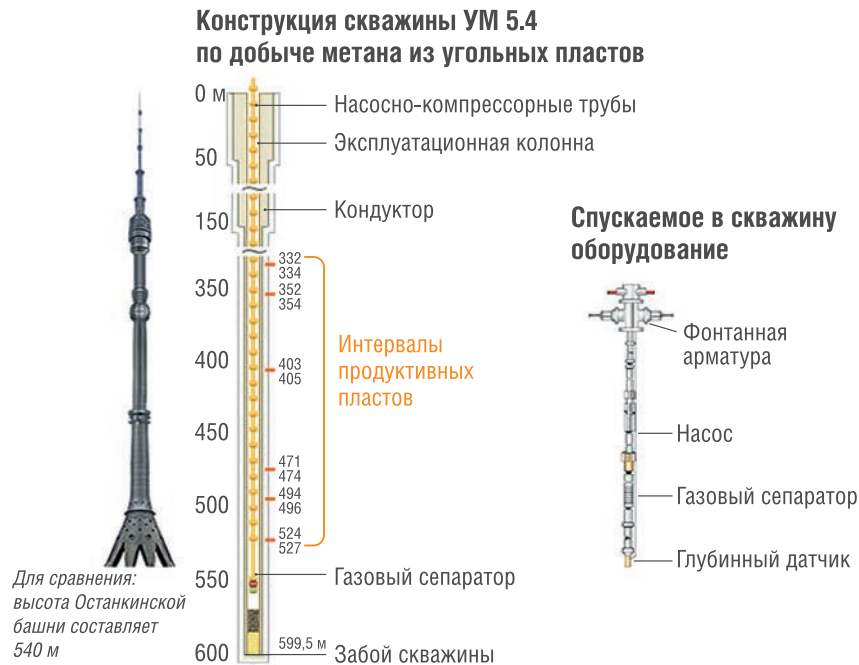


РИС. 7. Запасы метана угольных пластов в основных угольных бассейнах России

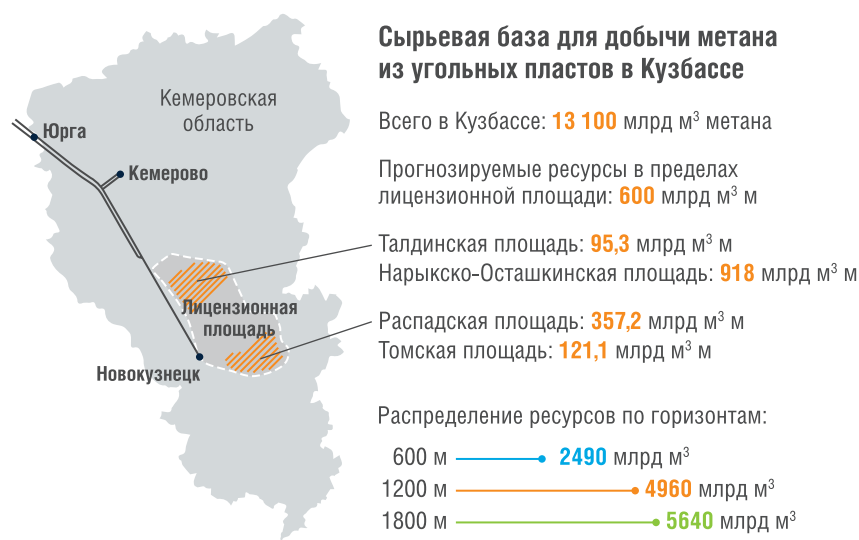
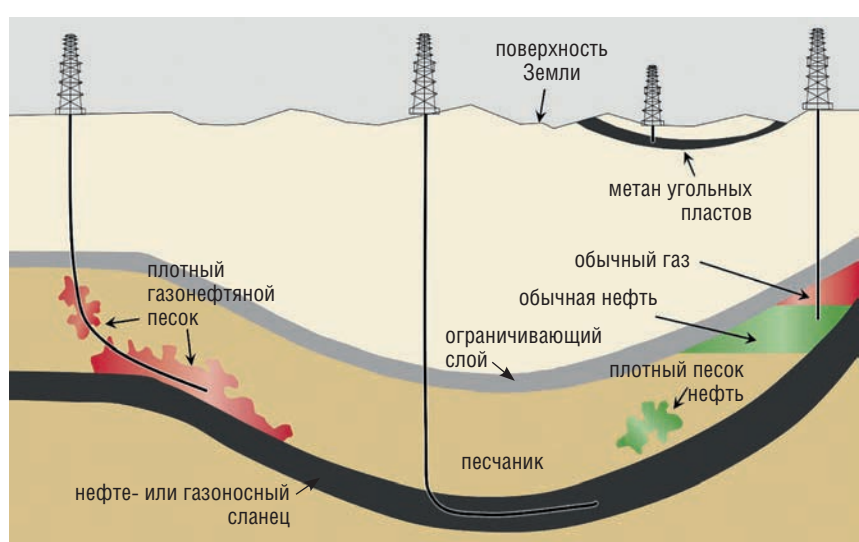


РИС. 8. Схема залегания запасов нефти и газа



- Горизонты / глубины залегания залежи (160–565 %): от 2838 м до от 3388 м на Ковыктинском газоконденсатном месторождении (ГКМ) в Иркутской области и от 600 м до от 1800 м на площадях в Кузбассе.

Схематически технологии добычи природного газа из традиционных источников и добычей метана угольных пластов представлены на рис. 8.

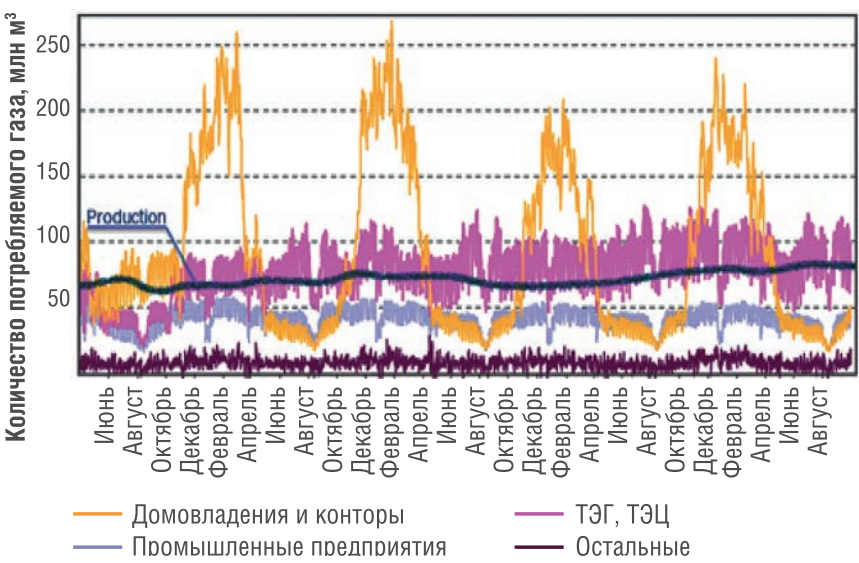
Обсуждение

Опыт проектов добычи метана угольных пластов в Австралии и странах Северной Америки (Канаде и США) подтверждает очевидность факта, что с точки зрения инвестора, как капитальных вложений (КВ) так и эксплуатационных затрат (ЭЗ), даже «финансово-худший» проект извлечения природного газа из традиционных источников выглядит на порядок инвестиционно-привлекательней по сравнению с любым проектом добычи метана угольных пластов.

В дополнении к вышеозначенной инвестиционной привлекательности, необходимо упомянуть основные факторы / «недостатки» эксплуатации газопровода при реализации проектов газификации населенного пункта, а именно как общим объемом потребляемого газа для газификации так и критерий сезонности, выраженный в большом диапазоне объема потребления природного газа населением и населенным пунктом в целом. Даже в странах с более мягким, по сравнению с регионами Восточной Сибири, климатом разность сезонного зима-лето потребления природного газа превышает 1 000%! Разница в сезонном потреблении природного газа в Италии представлена на рис. 9.

Соответственно, излишне упоминать сравнительные характеристики производительности / мощности газопроводов для экспорта природного газа, e.g. «Сила Сибири» – 38 млрд м³ в год и «Северный поток» – 27 млрд м³ в год, и объемов природного газа, необходимых для газификации городов-миллионников таких как Омск, Красноярск и Калгари, где населением потребляется около

РИС. 9. Использование природного газа в Италии [9]



0,1–0,5 млрд м³ в год [10]. При этом из-за сезонности лето-зима требования к производительности / мощности, подающего природный газ для газификации города-миллионника, газопровода могут варьироваться от показателя максимальной мощности газопровода «Сила Сибири» 100 млн м³ в день до близкого к нулю объема транспортируемого природного газа. По этим причинам, практически невозможно оспаривать и / или критиковать официальный ответ-заключение ПАО «Газпром» на обоснование инвестиций проекта газоснабжения регионов Иркутской области, что без господдержки варианты газификации не «удовлетворяют требованиям корпоративных показателей эффективности» – чистый дисконтированный доход и срок окупаемости [11].

Заключение

На сегодняшний день в регионах и крупных городах Восточной Сибири достаточно остро стоит проблема газификации населенных пунктов как один из основных пунктов социальной политики, так и значимый с экологической точки, как например «Режим "Черного неба"» в г. Красноярске (рис. 10), региональных органов государства и позиции правительства Российской Федерации [1].

В целях эффективного и полного исполнения распоряжений правительства Российской Федерации мировой опыт использования и реализации проектов по использованию природного газа из нетрадиционных источников, каковым является метан угольных пластов, подлежит

РИС. 10. «Режим "Черного неба"» в г. Красноярске



изучению, тщательному анализу и использованию для решения вопросов газификации как регионов Восточной Сибири, так и других субъектов Российской Федерации. Опыт других стран и его анализ позволит сформировать правильные технические решения и наиболее экономически оптимальные методы государственной политики на федеральном и региональном уровнях, а также обеспечит наибольшую эффективность при решении экономических и вопросов управления, планирования и организации добычи метана угольных пластов в регионах Восточной Сибири. ●

Литература

- Правительство Российской Федерации. Распоряжение от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
- Центральное Разведывательное Управление (ЦРУ) США. Всемирная книга фактов ЦРУ [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/>.
- Экспорт природного газа в мире в 2019 году [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.statista.com/statistics/217856/leading-gas-exporters-worldwide/>.
- В.И. Бондаренко [и др.]; науч. ред. И. Н. Карп [и др.]. Энергетика: история, настоящее и будущее. Т. I. От огня и воды к электричеству: в 4 т. – Киев: [б. и.], 2005. – 304 с.
- Statistical Review of World Energy 2010 // BP Global.
- Газпром. О перспективах добычи в России угольного газа [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/about/production/extraction/metan/>.
- Газпром. ООО «Газпром добыча Кузнецк». История и перспективы Проекта [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/about/history/>.
- Копытов А.И. Современные методы добычи метана из угольных пластов / А.И. Копытов, М.Д. Войтов, С.М. Тагиев // Вестник КузГТУ, 2016. – № 2. – с. 35–40.
- Gas Processing & LNG. Lorenzo Micucci. Natural gas pipeline systems and operations [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <http://gasprocessingnews.com/features/202004/natural-gas-pipeline-systems-and-operations.aspx>.
- Canadian Gas Association. How much natural gas does Canada use? [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.cga.ca/natural-gas-statistics/natural-gas-facts/>.
- Виктория Чистякова, ИРК.ру 2 апреля 2019 г. Газификация района, которая не случилась [Электронный ресурс] – 2020. – Режим доступа: <https://www.irk.ru/news/articles/20190402/gasification/>.

KEYWORDS: methane, coalbed methane, Coal Bed Methane (CBM), gasification, natural gas, conventional natural gas, unconventional natural gas, proven natural gas reserves, proven coalbed methane reserves, pipeline gas.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН

О чем говорили на конференции в 2020 году

22 СЕНТЯБРЯ В ОНЛАЙН РЕЖИМЕ ПРОШЛА 3-Я НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАЛОДЕБИТНОГО ФОНДА СКВАЖИН-2020». КОНФЕРЕНЦИЯ БЫЛА ОРГАНИЗОВАНА ЭКСПЕРТНЫМ СОВЕТОМ ПО МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ЦЕНТРОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПРИ ИНФОРМАЦИОННОЙ ПОДДЕРЖКЕ ЖУРНАЛА NEFTEGAZ.RU. БЫЛО ЗАСЛУШАНО 11 ДОКЛАДОВ, ПРОВЕДЕН МАСТЕР-КЛАСС. КАКИЕ ВОПРОСЫ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ ВОЛНЮТ СЕГОДНЯ ОТРАСЛЕВОЕ СООБЩЕСТВО?

УДК 622.276

ON SEPTEMBER 22, THE 3RD SCIENTIFIC AND TECHNICAL CONFERENCE “IMPROVING OPERATIONAL EFFICIENCY OF MARGINAL WELL STOCK-2020” WAS HELD ONLINE. THE CONFERENCE WAS ORGANIZED BY THE EXPERT COUNCIL FOR ARTIFICIAL OIL LIFTING AND THE PROFESSIONAL DEVELOPMENT CENTER WITH THE INFORMATION SUPPORT OF THE NEFTEGAZ.RU MAGAZINE. 11 REPORTS WERE HEARD, A MASTER CLASS WAS HELD. WHAT ISSUES OF ARTIFICIAL LIFTING ARE CONCERNS TO THE INDUSTRY COMMUNITY TODAY?

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: механизированная добыча, фонд скважин, конференция, повышение эффективности добычи, эксплуатация малодебитного фонда.



**Камалетдинов
Рустам Сагарьярович**

председатель Экспертного
совета по механизированной
добыче нефти,
к.т.н.

Основные производственные показатели крупных российских нефтяных компаний за 1 полугодие непростого 2020 г. были озвучены автором в докладе «Организация опытно-промышленных испытаний новых видов оборудования и технологий для механизированной добычи нефти».

Добыча нефти в России (без газа и газового конденсата) за 1 полугодие 2020 г. составила 243,826 млн тонн – снижение на 5% относительно 1 полугодия 2019 г. Фонд скважин, дающих продукцию снизился за 1 полугодие с 154906 до 131971 скважины (на 15%), оборудованных УЭЦН на 11 %,

УШГН на 24 %. Соответственно неработающий фонд скважин увеличился за 1 полугодие с 25474 скв. (14% от эксплуатационного фонда) до 51576 скв. (28%). Межремонтный период работы нефтяных скважин по России увеличился за 1 полугодие текущего года на 15 суток до 895 суток. Средний дебит жидкости по России в 2 кв. 2020 г. составил 68,38 т/сут. против 69,22 т/сут. в 2019 г.; средний дебит нефти в 2 кв. 2020 г. составил 9,77 т/сут. против 9,46 т/сут. в 2019 г. Во 2 кв. 2020 г. было выполнено 20691 подземных и 13656 капитальных ремонтов скважин, что меньше на 5 % относительно 1 квартала.

Вторая часть доклада была посвящена проблеме внедрения новых видов оборудования и технологий. Мы неоднократно обсуждали данный вопрос на совещаниях Экспертного совета, на конференциях, в частности, в рамках конференции «Механизированная добыча-2015» (22–24 апреля 2015 г.) мы провели круглый стол «Венчурное инвестирование как инструмент внедрения новаций». Обсуждалась проблема внедрения новинок в области добычи нефти, мною было озвучено предложение по созданию на одном из действующих нефтяных месторождений полигона по испытанию новых видов

ТАБЛИЦА 1. Добыча нефти российскими компаниями за I полугодие 2019 г. и I полугодие 2020 г., тыс. тонн

Компании	за I полугодие 2019 г.	за I полугодие 2020 г.	Снижение, %
ПАО «Роснефть»	104 058,1	97 733,8	6,1
ПАО «ЛУКОЙЛ»	40 624,8	38 046,7	6,4
ПАО «Сургутнефтегаз»	29 932,9	28 725,7	4,0
ПАО «Газпром нефть»	18 909,9	18 597,5	1,7
ПАО «Татнефть»	14 829,5	13 260,2	10,6
ПАО «НГК Славнефть»	6 860,3	6 229,7	9,2
ПАО НК «РуссНефть»	3 531,3	3 302,7	6,5
Всего в России:	256 695,6	243 826,2	5,0

РИС. 1. Фонд нефтяных скважин, дающих продукцию по России

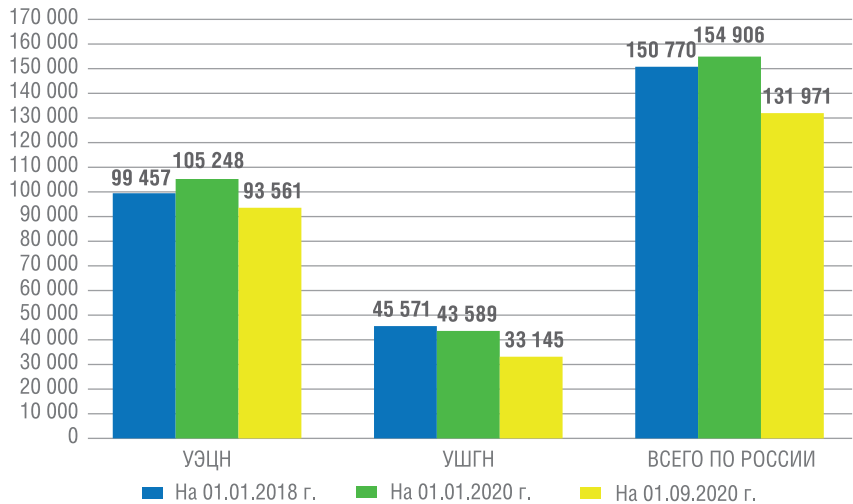


ТАБЛИЦА 2. Межремонтный период работы скважин всего нефтяного фонда по крупным российским компаниям, сутки

Компании	2010	2015	2019	На 01.07.2020
ПАО «ЛУКОЙЛ»	595	606	698	696
ПАО «Роснефть»	533	726	832	854
ПАО «Газпром нефть»	526	791	1 187	1276
ПАО «Сургутнефтегаз»	806	1 008	1 072	1082
ОАО «ТНК-ВР Холдинг»	801	0	0	0
ПАО «Татнефть»	1 041	1 074	1 012	956
ПАО АНК «Башнефть»	634	880	1 071	1097
ПАО «НГК «Славнефть»	517	629	854	846
ПАО НК «РуссНефть»	436	348	639	640

технологий и оборудования. Были заслушаны мнения представителей НК, венчурных фондов, заводоизготовителей, университетов.

В марте 2019 г. мы провели Круглый стол «Инновации в нефтедобыче» в рамках конференции «Механизированная добыча-2019», на котором представители фонда Сколково, ЗАО «Лидер», венчурного фонда Phystech Ventures, акселератора УрФУ высказали свое мнение о внедрении новаций для нефтедобычи и подтвердили необходимость скорейшего создания промышленных полигонов.

На мой взгляд, значительно замедляют темпы внедрения новых видов оборудования и технологий в области добычи нефти 3 фактора – большой срок организации и проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ) новинок (около 1,5–2 лет); малый процент массового тиражирования новинок, прошедших промысловые испытания (около 10 %);

необходимость повторного проведения ОПИ в разных нефтяных компаниях.

Наличие полигона позволит:

1. Сократить срок ОПИ.
2. Повысить качество проведения испытаний.
3. Исключить необходимость повторного проведения ОПИ.

В 2015 г. Минприроды РФ и Татарстан подписали соглашение о создании в регионе двух новых технологических полигонов – «Битум» и «Доманик». Первый создан для геологического изучения и создания технологий для разработки битумных месторождений, второй формируется на Булгарском участке компании «Татнефть» для разработки доманиковых отложений. В ближайшие годы ожидается появление в России новых полигонов, в частности, компания «Газпром нефть» планирует создать технологический

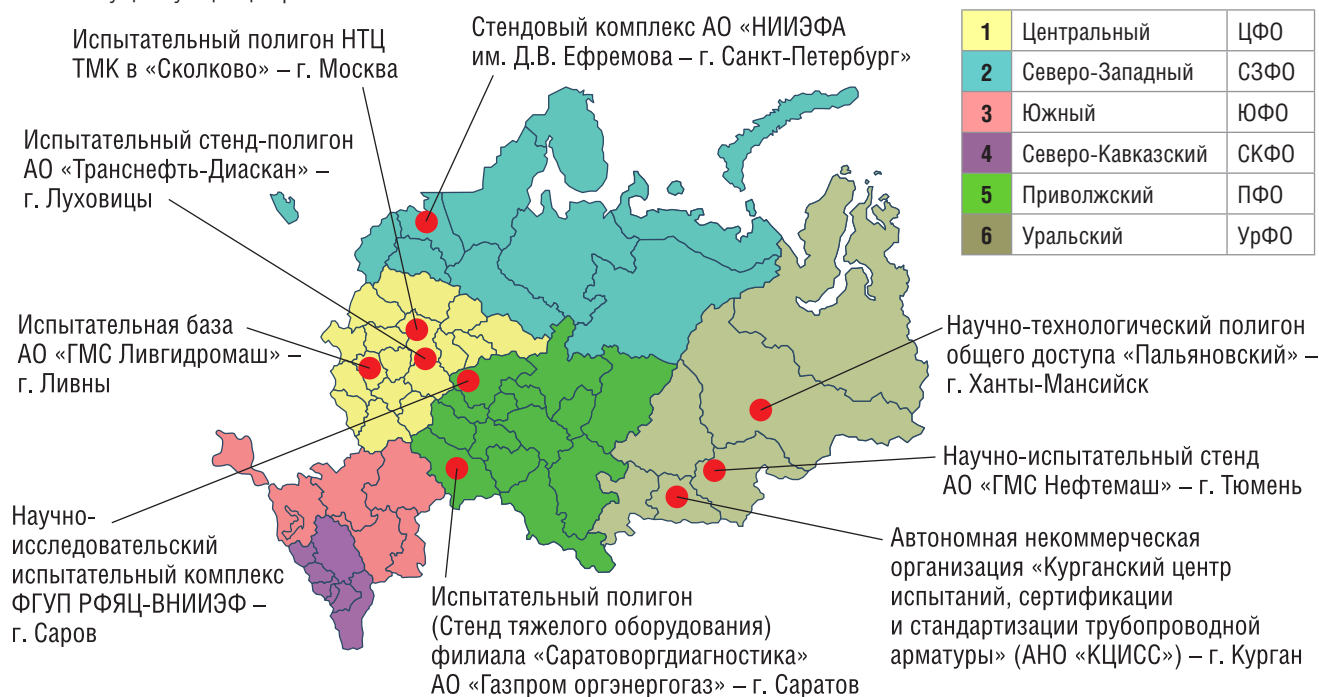
центр для изучения запасов Ачимовской толщи в ЯНАО. Доступ к участкам недр с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) предполагается обеспечить через нормативные документы, разработанные в соответствии с поправкой к Закону РФ «О недрах». В настоящее время пакет документов проходит согласование, после чего компании, претендующие на испытания технологий геологического изучения и разработки ТРИЗ, должны подготовить комплект проектных документов, позволяющий получить лицензию на новый вид недропользования. Только после этого участок недр получит статус полигона. Кроме того, нефтяные компании объединяют свои усилия – в декабре прошлого года компании «Татнефть», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» создали СП «Новые технологии добычи нефти». Партнеры объединят операционные и технологические компетенции для наиболее эффективного освоения традиционных залежей нефти, а также разработки рентабельных технологий для промышленного освоения трудноизвлекаемых углеводородов на двух участках в Оренбургской области.



Профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина **Н.Н. Андреева** рассказала о промышленных полигонах, как площадках для коммуникаций покупателей и производителей продукции

Экспертная группа по развитию промышленных полигонов была создана в апреле 2018 г., в нее входит 35 человек, в том числе 14 человек – представители министерств и ведомств, 21 специалист представляет отраслевые ассоциации, инжиниринговые компании и промышленные предприятия. Проведено 3 заседания Экспертной группы, сделаны доклады

РИС. 2. Существующие центры



в Комитете Совета Федераций, Минпромторге, на конференциях, форумах и Круглых столах.

Была сформирована дорожная карта деятельности Экспертной группы по формированию нормативной базы для обеспечения возможности совместных испытаний импортозамещающей продукции предприятиями ТЭК, подготовлен проект паспорта испытательных центров и полигонов.

По инициативе Минпромторга РФ было проведено масштабное исследование организации деятельности предприятий ТЭК по созданию условий и использованию результатов ОПИ. В рамках проведенного исследования подробно рассмотрена деятельность 42 действующих промышленных полигонов и испытательных центров в Европе, Японии, США и Канаде. Была изучена деятельность российских испытательных центров и лабораторий, выявлено, что не у всех есть аккредитация, регламенты работ, метрологическое обеспечение, стандарты качества.

Определены основные проблемы функционирования российских испытательных центров и полигонов:

- Изготовители вынуждены дублировать работу по испытаниям и подтверждению соответствия, т.к. результаты ОПИ, как правило, считаются

коммерческой тайной и редко распространяются за пределы компаний;

- Полигоны и испытательные центры не имеют международную аккредитацию;
- Сертификаты испытаний зачастую фальсифицируются;
- Отсутствуют нормативные документы, на основании которых возможно проведение опытно-промышленной эксплуатации оборудования;
- Затруднено долгосрочное планирование деятельности по организации испытаний;
- Существует дефицит средств на финальной стадии завершения НИОКР для инновационных и импортозамещающих изделий.

В то же время предприятия-поставщики при анкетировании указали на необходимость разработки национальных стандартов, гармонизированных с международными; потребность в отечественной системе сертификации для нефтегазового оборудования; выразили готовность к саморегулированию деятельности по применению лучших практик и сотрудничеству в рамках информационной системы. Также большинство респондентов высказались о целесообразности объединения

разрозненных функциональных классификаторов оборудования в единую систему для идентификации и верификации промышленных испытаний и подтвердили необходимость выделения единого головного федерального органа исполнительной власти для организации деятельности полигонов.

Особо Н.Н. Андреева выделила необходимость создания институциональной среды деятельности полигонов:

- Формирование нормативно-правовой базы для организации испытаний и сертификации продукции ТЭК;
- Размещение полигонов на территории РФ с учетом интересов промышленности, стратегических планов развития региона, наличия «точек роста», инфраструктуры, кадрового потенциала и других факторов;
- Разработка инструментов управления сетью испытательных полигонов с целью концентрации средств и достижения скорейшего эффекта;
- Финансовое стимулирование деятельности – прямое государственное финансирование, внедрение механизма государственно-частного партнерства, грантовая система и пр.;

- Информационная поддержка со стороны федеральных органов исполнительной власти и профессионального сообщества;
- Создании единой открытой базы данных об испытательной инфраструктуре;
- Объединение разрозненных сведений об оборудовании (испытаниях) в едином классификаторе ЕНН.

Была приведена информация о существующих центрах, расположенных в Москве, Санкт-Петербурге, Тюмени, Ханты-Мансийске и других городах и дорожной карте развития сети испытательных центров и полигонов – АНО «КЦИСС» («Курганский центр испытаний, сертификации и стандартизации трубопроводной арматуры»); Научно-технологический полигон общего доступа «Пальяновский»; перспективах создания арктического полигона в Якутии (экология и строительные решения); морского полигона в Мурманске (экология и море).

В ходе оживленной дискуссии были высказаны мнения по поводу организации работ по созданию промышленных полигонов и подтверждена готовность Экспертного совета по механизированной добыче нефти подключиться к данной работе.



Ю.В. Алексеев, начальник управления реализации технологических проектов ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства» представил доклад «Эволюция проекта Пальяновский: от площадки промысловых экспериментов на баженовской свите до промышленного «месторождения-полигона» по испытанию нефтепромыслового оборудования и технологий разработки трудноизвлекаемых запасов».



Проект был начат в 2012 г., с самого начала он развивался в технологическом партнерстве с привлечением лучших компетенций в части геологии и разработки, технологий бурения и стимуляции нетрадиционных запасов. В период с 2012 по 2013 гг. была подтверждена теория строения баженовской свиты, создана региональная геологическая модель, на основании полученных результатов была проведена оценка ресурсной базы и методика ранжирования участков по перспективности освоения ресурсов.

Масштабный научный проект по изучению баженовской свиты продолжался с октября 2014 г. по декабрь 2016 г. Он выполнялся Консорциумом исполнителей из ведущих научных образовательных центров России (МГУ, Сколтех, РГУНГ им. Губкина) под эгидой Министерства образования и науки РФ. «Газпром нефть» софинансировала этот научный проект и выступала в роли индустриального партнера. Уникальный комплекс геомеханических, петрофизических и пиролитических исследований позволил не только изучить структуру запасов баженовской свиты как «гибридного» резервуара содержащего нефтематеринские породы, но и оценить потенциал методов стимуляции (ГРП) по извлечению подвижных углеводородов (УВ), а так же третичных методов по вовлечению в разработку сорбированных УВ и нефтегенерационного потенциала керогена.

Теоретические и лабораторные результаты исследований требовали подтверждения в реальных условиях. В качестве площадки промысловых экспериментов на баженовской свите был выбран пилотный участок – Пальяновский ЛУ Краснотенского месторождения. В период с 2014 по 2016 гг. были отработаны технологические подходы по бурению и освоению скважин баженовской свиты. Несмотря на действующие западные санкционные ограничения была достигнута целевая конструкция скважин: были построены две полноценные горизонтальных скважин длиной 1000 м с 10-ю стадиями многостадийного ГРП (МГРП). Были получены промышленные притоки из геологической зоны, ранее считавшейся «непродуктивной», что подтвердило результаты исследований: геологическую концепцию и модель «искусственного коллектора».

Так же эти результаты показали, что адаптация технологии МГРП для залежей баженовской свиты является уникальной и очень сложной задачей из-за неоднородности разреза, больших глубин залегания, высокой температуры, зон аномального давления. И самое главное, у пород баженовской свиты принципиально другие, отличные от североамериканских сланцев, геомеханические характеристики. А именно от них зависит устойчивость ствола скважины и геометрия трещины, что в конечном итоге, критически влияет

на целевую конструкцию скважин и на эффективность ГРП.

Таким образом по результатам промысловых экспериментов и комплексной программы специализированных исследований 2014–2017 гг. была сформирована и обоснована стратегическая задача проекта по освоению баженовской свиты – достижение высоких значений накопленной добычи на скважину за счет технологического развития всех элементов, отвечающих за создание «искусственного коллектора».

Для решения этой стратегической задачи в рамках производственной программы на Пальяновском ЛУ в 2017 г. начался масштабный технологический эксперимент по бурению высокотехнологичных скважин, комплексных исследований и серий опытно-промысловых испытаний (ОПИ) отечественного оборудования. В том же году Минэнерго РФ присвоил проекту статус Национального проекта ТЭК.

Фактически был дан старт технологическому полигону «Бажен» с темпом бурения до 12 высокотехнологичных скважин в год. Каждая скважина являлась очередным «шагом» эксперимента по последовательному приближению к целевой конструкции – увеличивались длина горизонтального ствола, количество стадий ГРП, скорость закачки, количество кластеров (точек инициирования трещин) и загрузка проппанта. Кроме того, совершенствовались технологии заканчивания: эластичные цементы для цементируемого хвостовика, «Plug & Perf» на кабеле, композитные и растворимые пробки ГРП.

На настоящий момент достигнут существенный прогресс в технологиях освоения баженовской свиты: успешно пробурено

более 20 высокотехнологичных горизонтальных скважин с МГРП (достигнуто количество 30 стадий высокоскоростных ГРП в горизонтальном стволе длиной 1500 м), реализована целевая конструкция скважин и адаптированный к условиям баженовской свиты «гибридный ГРП», все горизонтальные стволы цементируются с вращением. Получены промышленные притоки – зафиксирована накопленная добыча более 20 тыс. тонн нефти на скважину.

На основании анализа опыта планирования, подготовки и проведения промысловых экспериментов 2014–2019 гг. на Пальяновском ЛУ, отечественного и зарубежного опыта, с привлечением РГУНГ им. И.М. Губкина была разработана концепция технологического полигона общего доступа «Пальяновский» как «месторождения-полигона».

Очевидно, что ряд факторов, таких как: многолетний опыт организации промысловых экспериментов и ОПИ нового отечественного оборудования; развитая инфраструктура; хорошая геологическая изученность; наличие готовых «тестовых» скважин – определяют перспективность эксплуатации полигона «Пальяновский» в режиме общего доступа. В целом, Пальяновский ЛУ представляет собой «типичное» западносибирское месторождение по геолого-промысловым и климатическим условиям, таким образом результаты испытаний оборудования и технологий на этом ЛУ будут репрезентативными для большинства месторождений Западной Сибири.

Эффект от деятельности полигона «Пальяновский» в режиме общего доступа:

- Внедрение новых технологий и оборудования, позволяющих повысить рентабельность разработки трудноизвлекаемых запасов УВ;

- Развитие рынка отечественного высокотехнологичного нефтесервиса, квалификацию которого необходимо системно совершенствовать на реальных проектах;
- Исполнение программ импортозамещения в условиях действующих санкций производителями отечественного нефтепромыслового оборудования;
- Достижение эффекта масштаба за счет тиражирования успешно испытанных технологий и оборудования

Также с докладами выступили Н.И. Смирнов (ИМАШ им. А.А. Благонравова РАН), А.Н. Дроздов (РУДН), Е.И. Горелкина (РУДН), С.А. Пономаренко (ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»), Р.С. Халиков (ООО «Газпромнефть НТЦ»), А.Н. Китабов (ООО «РН-БашНИПИнефть») ПАО «Роснефть»), А.В. Трулев (АО «РИМЕРА»), В.Г. Тимошенко (ООО «РЕАМ-РТИ»), В.А. Уласевич (АО «ИЗЗ«Купол») и др.

Н.И. Смирнов, ведущий научный сотрудник ИМАШ им. А.А. Благонравова РАН, к.т.н. провел мастер-класс на тему «Отказы УЭЛН – теория и практика», в котором описал структуру отказа, причины отказа, критерии работоспособности оборудования, привел примеры лабораторных испытаний узлов и материалов УЭЛН, проведенных на созданных в ИМАШ стендах (в том числе для высокооборотных УЭЛН), рассказал о классификации видов изнашивания и методологии расследования отказов.

По результатам работы конференции был сформирован Протокол конференции, в котором определены задачи для Экспертного совета по механизированной добычи нефти, одна из которых – усилить взаимодействие с Экспертной группой по развитию промышленных полигонов Минпромторга РФ и ООО «Газпромнефть-Технологические партнерства».

KEYWORDS: *mechanized production, well Fund, conference, improving production efficiency, low-yield Fund operation.*



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

9–12 января

Международная выставка производства упаковки, резины и пластмасс

ARABPLAST 2021

ОАЭ, Дубай

12–15 января

17-я международная выставка и конференция по нефти и газу

PETROTECH 2021

Индия, Нью-Дели

18–20 января

Всемирный саммит по энергетике

WORLD FUTURE ENERGY SUMMIT 2021

ОАЭ, Абу-Даби

ЯНВАРЬ

П		4	11	18	25
В		5	12	19	26
С		6	13	20	27
Ч		7	14	21	28
П	1	8	15	22	29
С	2	9	16	23	30
В	3	10	17	24	31

25–27 января

Европейская газовая конференция

EGC 2021 – European Gas Conference

Австрия, Вена

25–28 января

18-я международная выставка-продажа пластмасс и продукции нефтехимической промышленности

Saudi Plastics & Petrochem 2021

Саудовская Аравия, Эр-Рияд

Технологии КРЕДО для нефтегазовой отрасли

КОМПАНИЯ «КРЕДО-ДИАЛОГ» ЗА ДОЛГИЕ ГОДЫ СВОЕГО СУЩЕСТВОВАНИЯ СОЗДАЛА ДЕСЯТКИ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ, КОТОРЫЕ НАШЛИ ПРИМЕНЕНИЕ В САМЫХ РАЗНЫХ ОТРАСЛЯХ ИНЖЕНЕРНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ. И ХОТЯ КОГДА-ТО ВСЕ НАЧИНАЛОСЬ С ТЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕМОНТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ДЛЯ АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ (КРЕДО – КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ДОРОГ), СЕГОДНЯ СРЕДИ БОЛЕЕ ЧЕМ 13 000 ОРГАНИЗАЦИЙ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ КРЕДО ЕСТЬ НЕ ТОЛЬКО ПРОЕКТИРОВЩИКИ ТРАНСПОРТНЫХ ОБЪЕКТОВ, НО И СТРОИТЕЛЬНЫЕ И ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ, МУНИЦИПАЛЬНЫЕ И ТЕРРИТОРИАЛЬНО-ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ, ВУЗЫ И ССУЗЫ. И, БЕЗУСЛОВНО, ОГРОМНОЕ ЧИСЛО ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ КРЕДО ОТНОСИТСЯ К НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

OVER THE LONG YEARS OF ITS EXISTENCE, "CREDO-DIALOG" COMPANY HAS CREATED DOZENS OF SOFTWARE PRODUCTS THAT HAVE FOUND APPLICATION IN VARIOUS FIELDS OF ENGINEERING. AND ALTHOUGH ONCE IT ALL BEGAN WITH THE THEME OF DESIGNING REPAIR MEASURES FOR HIGHWAYS (KREDO – MAJOR ROAD OVERHAUL), TODAY, AMONG MORE THAN 13,000 ORGANIZATIONS OF CREDO USERS THERE ARE NOT ONLY DESIGNERS OF TRANSPORT FACILITIES, BUT ALSO CONSTRUCTION AND SURVEY ENTERPRISES, MUNICIPAL AND TERRITORIAL-BASED PRODUCTION ORGANIZATIONS, HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS AND SECONDARY SPECIALIZED COLLEGE. AND, OF COURSE, A HUGE NUMBER OF CREDO USERS BELONG TO THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: программный продукт, информационные технологии, лазерное сканирование, объекты нефтегазовой отрасли, цифровая модель.

Коледа Сергей Анатольевич

Руководитель отделения по работе с ключевыми клиентами компании «КРЕДО-ДИАЛОГ»

Сегодня никого не надо убеждать в том, что современные цифровые информационные технологии способствуют повышению производительности и качества на всех этапах производства работ, а, следовательно, и экономической эффективности деятельности предприятий.

Постоянно растущий уровень современных технологий, появление новых требований к формируемым цифровым моделям с одной стороны способствует повышению профессионального

уровня пользователей, а с другой – требует от разработчиков постоянного развития программных продуктов, использования новых методик и алгоритмов.

Так появление нового технологического оборудования и повышение его производительности способствует расширению сферы применения технологий лазерного сканирования. Современные программные продукты позволяют в кратчайшие сроки собирать и обрабатывать огромные объемы

УДК 004.4

РИС. 1. Результат обработки лазерного сканирования промышленного объекта, выполненный в КРЕДО 3D СКАН

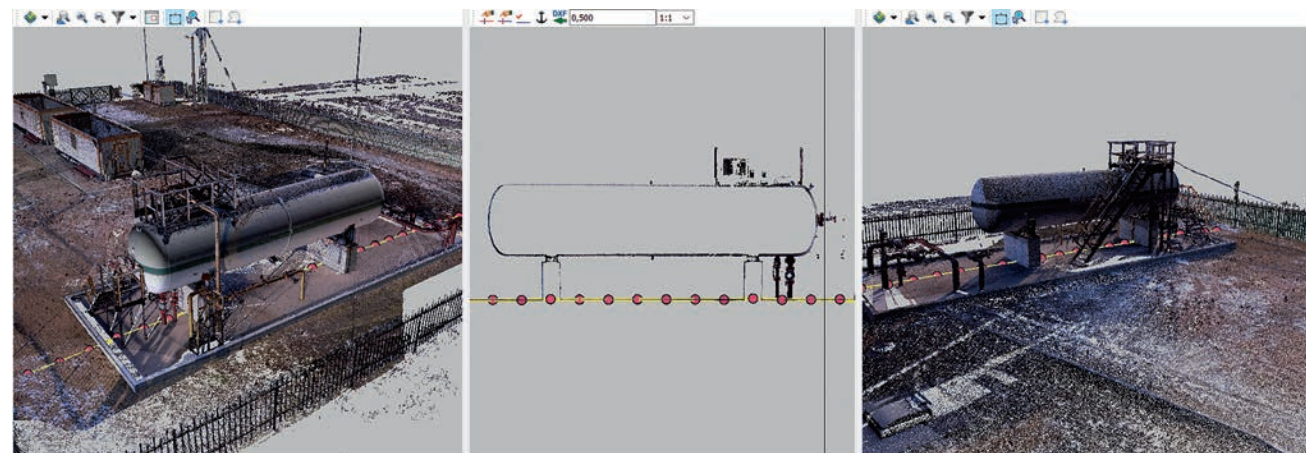
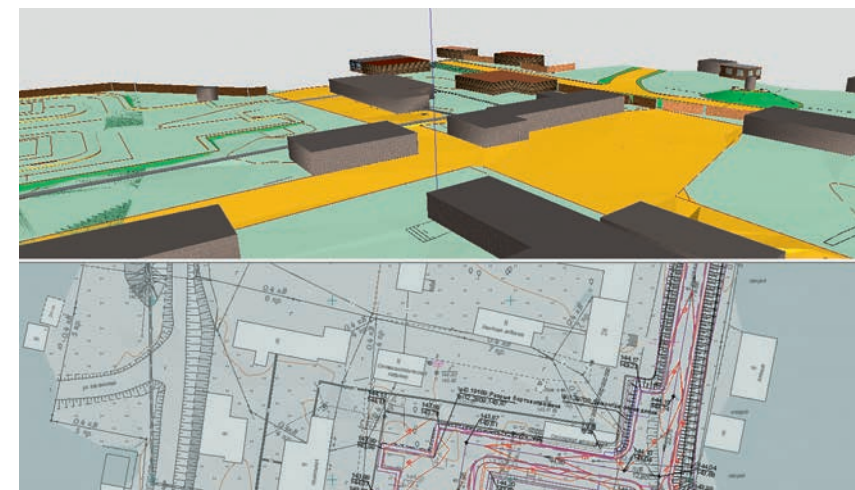


РИС. 2. Цифровая модель местности, построенная в КРЕДО ЛИНЕЙНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ



информации в трехмерном виде лазерных облаков точек. И как следствие, технология лазерного сканирования все чаще используется в том числе и для создания цифровых моделей местности и топографических планов на объектах нефтегазовой отрасли.

Использование программы КРЕДО 3D СКАН позволяет качественно обработать огромные облака точек и сформировать полноценную цифровую модель, которая затем наполняется дополнительными параметрами. И уже в системе КРЕДО ЛИНЕЙНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ пользователь формирует информационную модель местности, которая является основой процессов

проектирования, строительства и эксплуатации различных инженерных объектов. Функциональные возможности программы позволяют быстро и качественно создать цифровую модель ситуации, цифровую модель рельефа, используя как готовую библиотеку исходных данных (топографические УЗ, типы линий и штриховок, параметры систем координат и т.д.), так и базовые объекты, смоделированные пользователем. При формировании цифровой модели доступен большой выбор функций по насыщению модели различными семантическими характеристиками.

В современном мире технологии высокоточного спутникового

позиционирования позволяют реализовать комплексное решение основных задач при создании как самих объектов нефтегазовой отрасли, так и их инфраструктуры. Спектр задач, решаемых с помощью спутниковой навигации, крайне широк, и, конечно, вопрос обработки данных спутниковых измерений и увязки их с информацией, полученной наземными методами для использования в рамках комплексной технологии, не мог остаться в стороне от решений, предлагаемых КРЕДО. Системы КРЕДО ГНСС, КРЕДО ДАТ и КРЕДО ТРАНСКОР обеспечивают качественное решение любых задач, стоящих перед специалистом в процессе выполнения инженерно-геодезических работ.

Одной из важнейших задач в эксплуатации объектов строительства, особенно для сферы ТЭК, является мониторинг состояния, наблюдение за деформационно-осадочными процессами и контроль опасных участков. Путем анализа и интерпретации результатов повторяющихся геодезических измерений в программе КРЕДО РАСЧЕТ ДЕФОРМАЦИЙ решаются задачи анализа устойчивости пунктов опорной сети, смещения деформационно-осадочных марок, расчет вертикальных осадок и плановых деформаций. А в связке с системой КРЕДО НИВЕЛИР, предназначенной для автоматизации камеральной обработки геометрического нивелирования высоких классов на основании данных цифровых нивелиров, пользователь получает

РИС. 3. Обработка данных спутниковых измерений в КРЕДО ГНСС

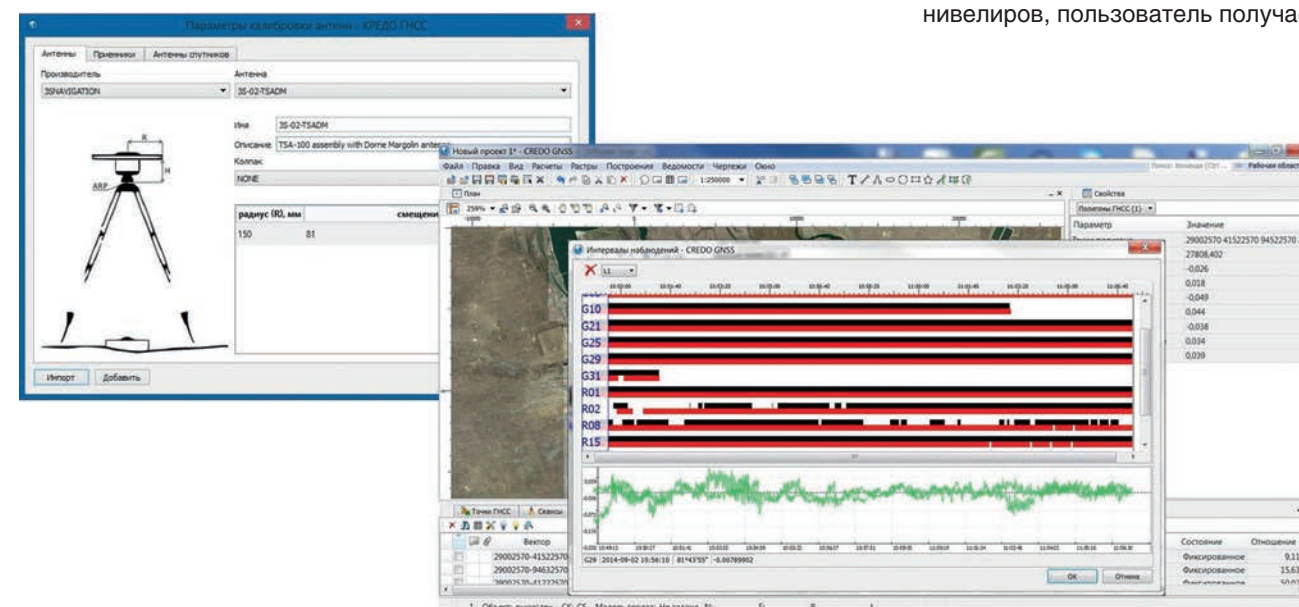
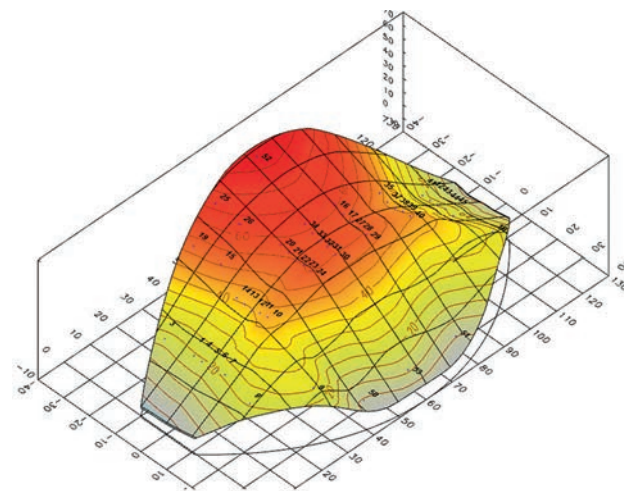


РИС. 4. 3D-вид деформационной поверхности



возможность отстроить методику мониторинга практически любых объектов.

Для качественного ведения работ в нефтегазовой промышленности, впрочем, как и в других видах хозяйственной деятельности, одним из обязательных видов исходных данных являются результаты инженерно-геологических изысканий. Обработка таких данных и формирование на их основе объемной геологической модели местности выполняется с помощью программных продуктов КРЕДО геологического направления (КРЕДО ГЕОЛОГИЯ, КРЕДО ГЕОКОЛОНКА, КРЕДО ГЕОСТАТИСТИКА, КРЕДО ГЕОКАРТЫ). Используя программы для геологического моделирования КРЕДО, специалист получает

полноценную цифровую модель геологического строения местности для применения ее при проектировании различных объектов, а также набор выходной документации (различные ведомости и чертежи).

Одним из направлений применения комплекса КРЕДО в нефтегазовой отрасли является проектирование генеральных планов промышленных предприятий, сооружений, строительных площадок, объектов архитектуры и градостроительства, жилищно-гражданских объектов. Технологии КРЕДО позволяют инженеру-проектировщику автоматизировать процесс проектирования генпланов, не нарушая привычную цепочку работы. Основным инструментом решения этих задач является программный продукт КРЕДО ГЕНПЛАН. При этом технологическая линия

проектирования генпланов органично вписывается в другие направления применения комплекса КРЕДО.

Число специалистов, использующих комплекс КРЕДО в своей производственной деятельности, постоянно растет. Только за последний год более 400 организаций начали применять программные продукты КРЕДО, более трети пользователей увеличили состав используемых рабочих мест или обновили их новыми версиями. И поэтому важнейшим направлением нашей работы является постоянное комплексное обучение и повышение квалификации пользователей.

Специалисты компании проводят как сборное (на базе собственных учебных классов), так и индивидуальное (с выездом на предприятие) обучение клиентов по всем направлениям деятельности. В последнее время особенно актуальными стали дистанционные формы обучения и консультирования пользователей. Только за 2020 год компания «КРЕДО-ДИАЛОГ» провела больше сотни таких мероприятий для сотрудников различных организаций.

В канун нового года, от лица всех сотрудников компании «КРЕДО-ДИАЛОГ» хочу поздравить читателей Neftegaz.RU с наступающим Новым Годом и пожелать успеха, здоровья, процветания и достатка в 2021 году! ●

KEYWORDS: software product, information technology, laser scanning, oil and gas facilities, digital model.

РИС. 5. 3D-модель геологического строения местности

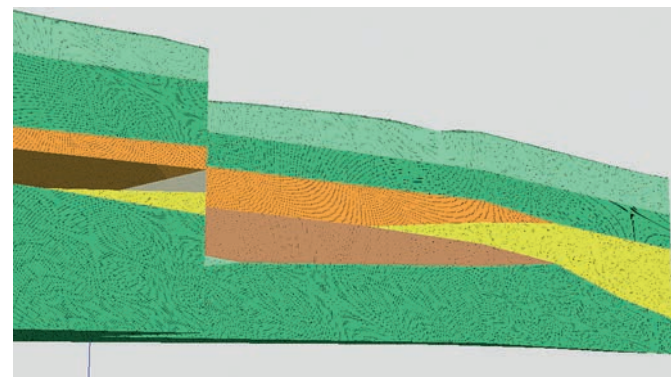


РИС. 6. Цифровая модель проекта в КРЕДО ГЕНПЛАН



Что такое Маркет от Neftegaz.RU?

В2В-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?

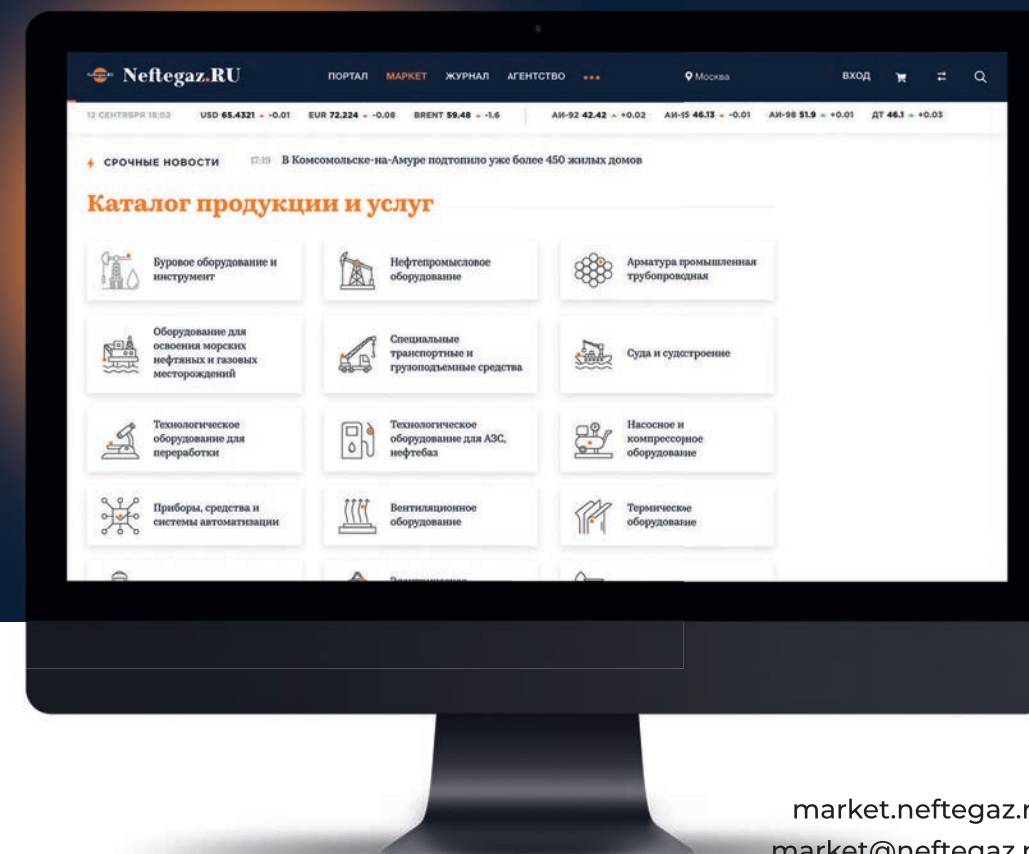
На портале зарегистрировано свыше 30000 компаний и их число продолжает расти.

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!



ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Математическое моделирование процессов образования и протекания питтинговой коррозии внутренней стенки промыслового нефтепровода при транспортировке нефти в условиях Западной Сибири

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНО МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ЗАРОЖДЕНИЯ И ПРОТЕКАНИЯ ПИТТИНГОВОЙ КОРРОЗИИ В ПРОМЫСЛОВОМ ТРУБОПРОВОДЕ В УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПРОИЗВЕДЕНА ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОРРОЗИОННОГО РАЗРУШЕНИЯ ТРУБОПРОВОДА В ЗАДАННЫЙ МОМЕНТ ВРЕМЕНИ. ПО ПОЛУЧЕННЫМ ЗАВИСИМОСТЯМ ПОСТРОЕНА МОДЕЛЬ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ ЕДИНИЧНОГО ПИТТИНГА

THE ARTICLE PROVIDES A MATHEMATICAL DESCRIPTION AND MODELLING OF THE PROCESSES OF ORIGIN AND OCCURRENCE OF PITTING CORROSION IN A FIELD PIPELINE IN THE CONDITIONS OF WESTERN SIBERIA. THE VISUALIZATION OF THE PROCESS OF CORROSION DESTRUCTION OF THE PIPELINE AT EACH GIVEN MOMENT OF TIME IS MADE. BASED ON THE OBTAINED DEPENDENCIES, A MODEL OF THE FORMATION AND DEVELOPMENT OF A SINGLE PITTING WAS CONSTRUCTED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: промысловый нефтесборный трубопровод, коррозионное повреждение, питтинговая коррозия, математическое моделирование, потенциал питтингообразования, потенциал поляризации, модель клеточного автомата.

Чухарева
Наталья Вячеславовна

Национальный
исследовательский Томский
политехнический университет,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Отделение нефтегазового дела,
доцент, к.х.н.

Чудинов
Владимир Вадимович

магистр
Heriot-Watt University MSc
Reservoir evaluation and
management

Рудаченко
Александр Валентинович

Национальный
исследовательский Томский
политехнический университет,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Отделение нефтегазового дела,
доцент, к.т.н.

Промысловые нефтепроводы, из-за непосредственного контакта внутренней поверхности с агрессивным флюидом, обладают малым сроком эксплуатации. Основной проблемой, характеризующей отказы в эксплуатации указанных объектов, является критический коррозионный износ внутренней стенки.

Согласно проведенному литературному анализу [1–5], для территорий Сибирского региона характерна коррозия нефтесборных систем в виде протяженных канавок, представленных соединением последовательных питтинговых повреждений по нижней образующей трубопровода (ТП), что соотносится с углекислотным механизмом протекания процессов разрушения металла.

Для выбора наиболее оптимальных способ предотвращения от коррозионных ущербов внутренней полости ТП, понимание механизмов протекания процессов и их последствий. невозможны без прогнозирования изменения состояния объектов и систем. Поэтому, применение различных методов математических моделей (в т. ч. методов стохастического

(вероятностного) моделирования) с изменением эксплуатационных условий ТП и характеристик перекачиваемых сред, позволит повысить качество защитных мероприятий и предотвратить развитие внезапных аварийных разрушений.

Вышеизложенное свидетельствует об актуальности поисковых исследований в указанном направлении. Исходя из чего, тема работы является востребованной.

Цель работы: Определение методом стохастического моделирования вероятных участков максимального скопления питтинговых зон и их развития по нижней образующей промыслового трубопровода для перекачки обводненной нефти среды.

Так как большинство промысловых ТП, находящихся в настоящее время в эксплуатации на указанных территориях, изготовлены из стали 13ХФА, то в качестве объекта исследования, был выбран образец трубной стали указанной марки с исходными параметрами перекачиваемой среды (таблица 1).

Исходные параметры (таблица 1) были заложены в математическую модель для определения

ТАБЛИЦА 1. Характеристика объекта исследования и перекачиваемой среды

Образец ТП			Перекачиваемая среда	
наименование	значение		наименование	значение
Наружный диаметр ТП	219 мм		перекачиваемая среда	обводненная нефть
Толщина стенки до коррозионного воздействия	8 мм		содержание ионов в пластовой воде, г/л	
Параметры исследуемых образцов для моделирования процесса	10×10 см		Ca ²⁺	369,3
			Mg ²	33,2
			ΣNa ⁺ , K ⁺	19958
Стандартное количество включений инородных материалов в сплав стали (CaS и MgAl ₂ O ₄)	среднее, на 1 мм ²	максимальное, на 1 мм ²	HCO ₃ ⁻	775
	2	7	Cl ⁻	33460
Базис питтингостойкости стали, ΔE _{no}	1,29 В		общая минерализация	55795
Исходный потенциал коррозии, E _{кор}	-0,04 В		плотность	1,04 г/см ³
			Кислотность	pH = 6,91

верятностного распределения питтинговых зон с выявлением наиболее опасных экстремальных участков на образцах. По сути это было две модели. Первая модель показала частоту развития питтинговой коррозии, с учетом стандартного количества включений инородных материалов, являющихся, по мнению [6], благоприятными участками для протекания коррозионного процесса. И вторая модель – развитие одного питтинга в элементарной ячейке.

Для реализации моделирования необходимо было сначала определить текущий потенциал коррозии E_{кор}, изменяющийся от состава перекачиваемой среды. И так как скорость перекачки была невысокая (0,4 м/с), то принимали во внимание, что течение было расслоенным и в зоне контакта по нижней образующей ТП находилась пластовая минерализованная вода.

Исходя из предложенных в работах [6–8] зависимостей E_{кор} от E_{no} и E_{no} от содержания ионов хлора в пластовой воде (являющийся наиболее активным ионом, который способствует коррозионному разрушению трубных сталей), был рассчитан E_{кор}:

$$E_{no} = \Delta E_{no} + E_{кор}, \quad (1)$$

где: E_{no} – потенциал питтингообразования, В;

E_{кор} – потенциал коррозии, В;
ΔE_{no} – базис питтингостойкости.

$$E_{no} = b + a \cdot \log[Cl], \quad (2)$$

где: a и b – константы;
[Cl] – концентрация ионов хлора.

При этом, следует отметить, что коэффициенты a, b нам неизвестны, и для их определения потребовалось проведение линейной аппроксимации по известным концентрациям хлорид-иона из работы [6]. В результате, для нашей исходной концентрации Cl⁻ было установлено (таблица 1) следующее значение: E_{кор} = -1,303 В.

Для составления моделей далее потребовалось определить среднее время момента начала формирования питтинга τ (SEED). Реализация модели невозможна без принятия ряда исходных условий:

- 1) независимость влияния включений друг от друга;
- 2) равная вероятность питтингообразования на включениях;
- 3) образование питтинга в одном включении возможно единожды (на основе рекомендаций по аналогии с [9]).

Для решения указанной задачи принимаем, опираясь на исследования [10], что время образования питтинга является случайной непрерывной величиной и должно удовлетворять условиям: 1) вероятность образования питтинга не зависит от процессов, раннее протекающих на поверхности металла; 2) вероятность появления питтинга в пределах интервала пропорциональна интервалу; 3) плотность вероятности образования питтингов зависит от факторов, вызывающих коррозию в данных условиях; 4) при продолжительном временном интервале питтинг образуется в любом случае.

Тогда вероятность нахождения k включений на образце описываем распределением Пуассона, вследствие указанных условий:

$$P\{n_0 = k\} = \frac{a^k \cdot e^{-a}}{k!}, \quad (3)$$

где P{n₀ = k} – функция вероятности;

a – фиксированное значение, в нашем случае – количество включений на единицу площади;

e – основание натурального логарифма;

k! – факториал k.

Принимая во внимание вышеприведенные условия и расчетные параметры вероятности, получаем зависимость вероятности образования питтинга от момента запуска модели P₀(t):

$$P_0(t) = P_0(\tau \geq t), \quad (4)$$

$$P_0(t + dt) = P_0(t)P_0(dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt). \quad (5)$$

РИС. 1. Алгоритм работы стохастической модели, описывающей процессы образования и развития Питтинга



Согласно выражениям (4, 5) получаем, что изменение $P_0(t)$ зависит от вероятности образования единичного питтинга λ , согласно рекомендациям [9]:

$$\frac{dP_0}{dt} = -\lambda P_0(t). \quad (6)$$

Решая уравнение (6), получаем:

$$P_0(t) = \exp(-\lambda t), \quad (7)$$

где $P_0(t)$ – зависимость вероятности образования питтинга от времени;

t – время с момента инициализации модели;

λ – вероятность образования единичного питтинга.

Среднее время момента начала формирования питтинга τ определяется как:

$$\tau = \frac{\int_0^\infty t \exp(-\lambda t) dt}{\int_0^\infty \exp(-\lambda t) dt} = \frac{1}{\lambda}. \quad (8)$$

Получаем среднее значение случайной величины при установленной величине λ .

Полученные значения были использованы в качестве исходной базы данных с вводом соответствующих уравнений в модель «клеточного автомата» по модели Мура [11], физический смысл которой, заключается в передаче заданных условий на соседние ячейки, при допущении, что состояние каждой ячейки характеризуется некоторой дискретной величиной (0, 1) и ее изменения задано правилом перехода коррозионного

Каждый единичный питтинг моделировался в виде коррозионного разрушения стенки трубопровода по нижней образующей. Сам питтинг расположен в месте включения, т.е. в точке с координатами $(x_1, 0, 0)$ в начальный момент времени $t = 0$. При возникновении условий питтингообразования в данной точке, описанных в разделах выше, это включение после определенного момента времени $t = \tau$, образует питтинг, общей площадью повреждения стенки по нижней образующей:

$$\delta S = \Delta x \Delta z, \quad (9)$$

где δS – изменение площади сечения стенки трубопровода по нижней образующей;

Δx – изменение цельности трубопровода в направлении, параллельном нижней образующей;

Δz – изменение цельности трубопровода в направлении, перпендикулярном нижней образующей.

Сама модель представляет участок трубопровода длиной 10 см с толщиной стенки 8 мм, определенный в виде набора ячеек, размерностью (1000; 80). По верхней границе ячеек принято распределение включений по модели Пуассона.

РИС. 2. Изменение динамики питтинговой коррозии в зависимости от временного интервала контакта с агрессивной средой

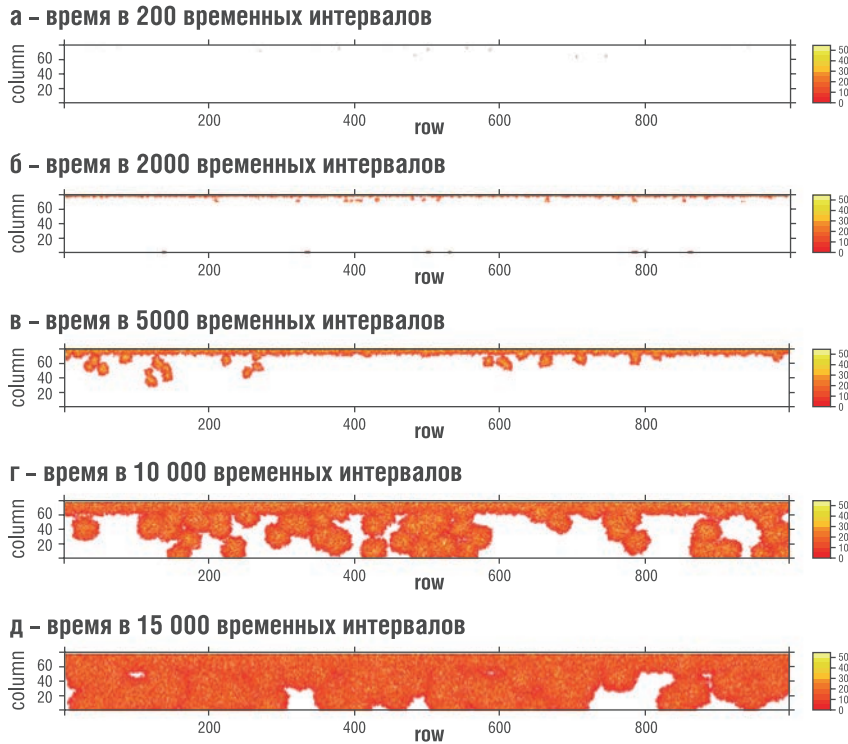


РИС. 3. Описание условий на границе элементарной коррозионной ячейки для моделирования процесса коррозии методом граничных элементов

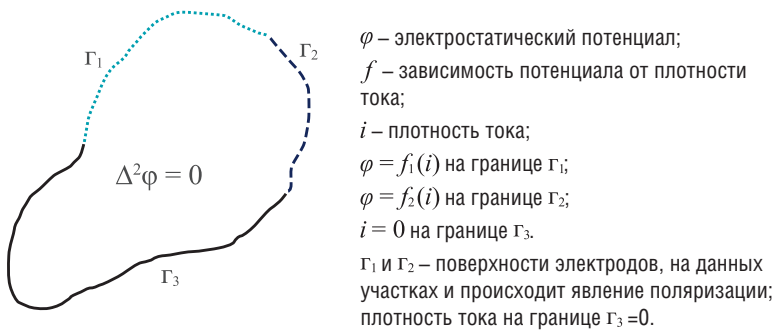
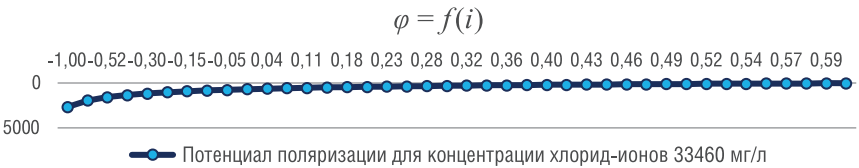


РИС. 4. Описание условий на границе элементарной коррозионной ячейки для моделирования процесса коррозии методом граничных элементов



Программный продукт «RStudio» позволил провести моделирование процесса образования и развития питтинговых ячеек в соответствии с алгоритмом (рисунок 1).

На основе полученного были построены модели профиля нижней образующей ТП в разные моменты времени: начало процесса, развитие и завершение (рисунок 2).

Полученные на рисунке 2 данные соотносились с макромоделью. Но для наиболее полного понимания физического процесса образования питтинговой коррозии, требовалось поведение единичной питтинговой ячейки и на микроуровне. Для чего далее было рассмотрено распределение коррозионных параметров при взаимодействии коррозионно-активной среды и металла ТП в элементарной ячейке.

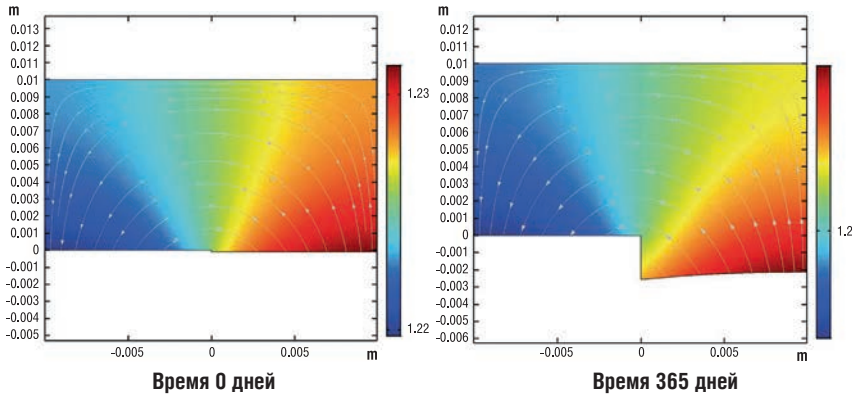
Так как уголекислотная коррозия относится к электрохимическому типу и протекает из-за изменения потенциалов, вызванных химическими реакциями и образованием множества гальванопар, во множестве моделей [9, 12–16] принято допущение о гомогенности электролита, что позволяет утверждать следующее: потенциальное поле вокруг коррозионной ячейки подчиняется закону Лапласа [12, 16]. Соответственно, представленная на рисунке 3 элементарная ячейка имеет вид с постоянными граничными условиями для ввода в математическую модель.

Далее был произведен расчет зависимости потенциалов анодной и катодной поляризации для силы тока, в соответствии с исходным содержанием хлорид-ионов, согласно рекомендациям [6] на основе интерполяции коэффициентов квадратичного уравнения на заданные условия по концентрации Cl^- (рисунок 4).

ТАБЛИЦА 2. Характеристика гальванопары для моделирования элементарной питтинговой ячейки

Наименование характеристики	Катод	Анод
Равновесный потенциал	-0,8200 В	-1,3034 В
Плотность обменного тока	-0,0001 А/м²	0,01258
Коэффициент А Тафелевой кривой	-700 мВ	-228 мВ
Проводимость электролита	2,5 С/м	
Плотность стали	7860 кг/м³	
Молярная масса стали	0,05283 кг/моль	

РИС. 5. Распределение потенциала в электролите коррозионной ячейки



Установленные зависимости и уравнения были заложены в модель коррозионной ячейки. Кроме того, в модуль Galvanic Corrosion ПВК Comsol Multiphysic 5.5 были введены исходные стандартные условия (таблица 2).

На рисунке 5 представлены результаты расчетов в элементарной коррозионной ячейке, где анодом является 13ХФА, катодом – FeS, электролитом – NaCl. Ось X показывает расстояние, где за 0 была выбрана точка контакта стали с включением. Ось Y в отрицательных значениях обозначает толщину стенки ТП в метрах. На всех диаграммах показаны линии направленности потенциалов и общее потенциальное поле в электролите.

Расчеты показали, что в месте контакта наблюдаем тенденцию к снижению максимального значения потенциала со временем, при увеличении плотности линий направленности вблизи места включения. На моделях присутствует сглаживание общего потенциального поля к точке включения со временем, что свидетельствует об усилении коррозионного влияния ближе к месту контакта. Скорость коррозии изменяется нелинейно и с каждым

РИС. 6. Распределение плотности тока в коррозионной ячейке

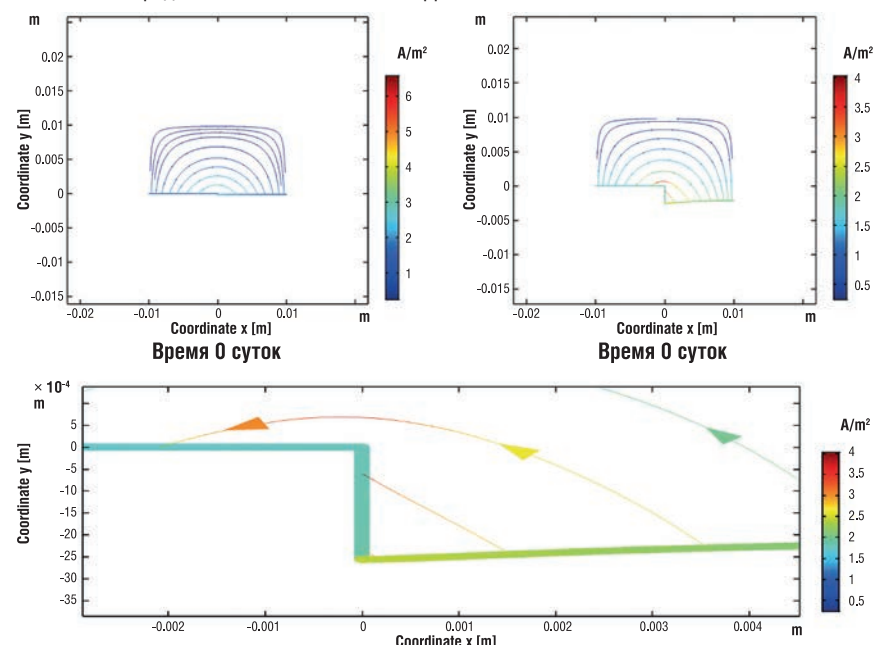
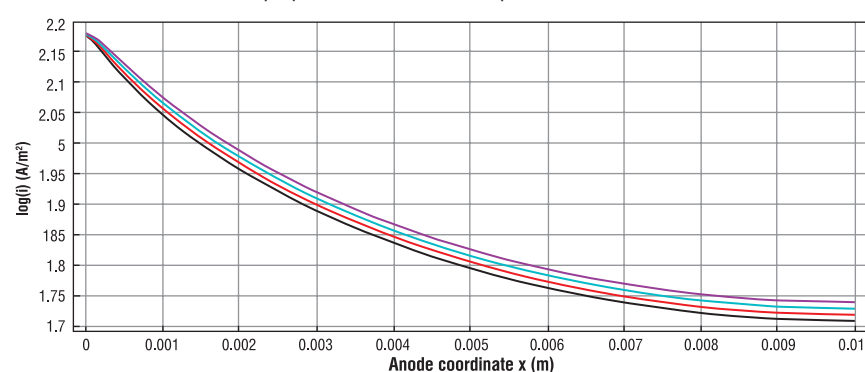


РИС. 7. Зависимость логарифма плотности тока от расстояния от места включения



промежутком времени потеря массы металла увеличивается.

На рисунке 6 представлены линии направленности и распределение плотности тока. Ось Y выражена в логарифмическом масштабе. Со временем наблюдается явное уплотнение линий около места включения. Максимальная плотность тока также достигается в этом месте.

При развитии питтинга, плотность коррозионного тока становится максимальной в месте уже образованного повреждения, что способствует его дальнейшему развитию и ускорению потери стенки промышленного трубопровода.

Численная зависимость логарифма плотности тока от расстояния и от места неметаллического включения, представленная на рисунке 7, свидетельствует о квадратичном характере

и снижается от значения 2,2 А/м² до 1,7 А/м² за 10 миллиметров от места питтингообразования, что объясняет максимальное развитие питтинга в зоне его первоначального зарождения.

Выводы: в результате проведенного математического моделирования процессов развития питтинговой коррозии по нижней образующей ТП получено вероятное развитие осложняющего процесса во времени, что позволяет заранее планировать комплекс защитных мер от аварийных ситуаций при эксплуатации промышленных трубопроводов, перекачивающих агрессивные среды, и, тем самым, повысить их уровень надежности. ●

Литература

1. Э.П. Мингалев. Коррозия трубной стали во влажных болотно-торфяных грунтах юга Западной Сибири [Текст] / Э.П. Мингалев, А.Г. Перекупка, С.М. Соколов // Нефтяное хозяйство. – Тюмень 2014. – № 2. – С. 40–43.

2. Особенности коррозии трубопроводов в условиях Западной Сибири [Электронный ресурс] / 2019. – Режим доступа: https://info-neft.ru/index.php?action=full_article&id=627, свободный Ilim, Ilim & Bahri, Syaiful & Simanjuntak, Wasinton & Syah, Yana & Bundjali, Bunbun & Buchari, Buchari. (2017). Performance of oligomer 4-vinylpiperidine as a carbon dioxide corrosion inhibitor of mild steel. *Journal of Materials and Environmental Science*. 8. 2381–2390.
3. Li, T., Yang, Y., Gao, K., & Lu, M. (2008). Mechanism of protective film formation during CO₂ corrosion of X65 pipeline steel. *Journal of University of Science and Technology Beijing, Mineral, Metallurgy, Material*, 15(6), 702–706. doi:10.1016/s1005-8850(08)60274-1.
4. Touali, Yo Antoine. (2013). Carbon Dioxide Corrosion studies in Oil and Gas Production.
5. Тюсенков, А.С. Коррозионная стойкость стали 13ХФА [Текст] / А.С. Тюсенков // Журнал «Сталь». – № 2. – 2016. – ISSN 0038-920X. – С. 53–57.
6. A.-L. Barab'asi and R. Albert, *Science* 286, 509 – 1999.
7. Зырянов, А.О. Исследование коррозионного разрушения насосно-компрессорных труб из стали 15Х5МФБЧ в высоко агрессивных нефтепромысловых средах и усовершенствование технологии термической обработки этих [Текст]: дис... канд. техн. наук: 05.16.09 / Зырянов Андрей Олегович. – Тольятти 2018. – 179 с.
8. Тазиева Р.Ф. Имитационное моделирование питтинговой коррозии хромоникелевых сталей в потенциостатических условиях [Текст] / Тазиева Р.Ф., Виноградова С.С., Журавлев Б.Л. // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2013. – № 23. – С. 274–279.
9. Тазиева Р.Ф. Имитационное моделирование питтинговой коррозии хромоникелевых сталей в потенциостатических условиях [Текст] / Тазиева Р.Ф., Виноградова С.С., Кайдриков Р.А. // Вестник Казанского технологического университета. – Казань, 2013. – № 22. – С. 297–300.
10. Moore, Edward F. Gedanken-experiments on Sequential Machines (неоп.) // Automata Studies, Annals of Mathematical Studies. – Princeton, N.J.: Princeton University Press, 1956. – № 34. – С. 129–153.
11. Muhammad Ibrahim Israr Bin. Computational Model of Pitting Corrosion. Thesis for the degree of Master of Science in Mechanical Engineering. Virginia Commonwealth University – 2013. – 92 p.
12. Бурков П.В. Моделирование ручейкового износа [Текст] / Бурков П.В., Кундянова У.П. // Современные материалы, техника и технологии. – № 1 – 2015 – С. 40–44.
13. Williams, D. E., Westcott, C., & Fleischmann, M. (1984). Studies of the initiation of pitting corrosion on stainless steels. *Journal of Electroanalytical Chemistry and Interfacial Electrochemistry*, 180 (1–2), 549–564. doi:10.1016/0368-1874(84)83606-0
14. Siavash Jafarzadeh, Ziguang Chen, Florin Bobaru. Computational modeling of pitting corrosion. *Corrosion Reviews*, Volume 37, Issue 5, Pages 419–439, eISSN 2191-0316, ISSN 0334-6005, DOI: <https://doi.org/10.1515/corrrev-2019-0049>.
15. Aoki, S., & Kishimoto, K. (1991). Prediction of galvanic corrosion rates by the boundary element method. *Mathematical and Computer Modelling*, 15 (3–5), 11–22. doi:10.1016/0895-7177(91)90049-d.

KEYWORDS: field oil gathering pipeline, corrosion damage, pitting corrosion, mathematical modelling, pitting formation potential, polarization potential, cellular automata model.

КАК ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ МЕНЯЮТ ПРОЦЕСС ЗАКУПОК

Спецпроект «Как цифровые технологии меняют процесс закупок»

О новых подходах к процессам снабжения, изменении бизнес-моделей под влиянием технологий, интеграции в виртуальной среде реальных физических процессов закупки и логистики, удобных сервисах и прозрачных операциях в рамках Isource

isource.neftegaz.ru

I isource®

КРИЗИС – ВРЕМЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ

Как инновационные технологии помогают компании «ГеоСплит» активно расти в условиях кризиса



Каташов Александр Юрьевич
генеральный директор
ООО «ГеоСплит»

МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ И ГАЗА ВСЕ СЛОЖНЕЕ ОТНОСИТЬ К ВЫСОКОМАРЖИНАЛЬНЫМ АКТИВАМ С РЕСУРСНОЙ БАЗОЙ ВЫСОКОГО КАЧЕСТВА. ДОБЫВАТЬ НЕФТЬ СТАНОВИТСЯ ДОРОЖЕ С КАЖДЫМ ГОДОМ, А УЧИТЫВАЯ ОГРАНИЧЕНИЯ, НАЛАГАЕМЫЕ ОПЕК+, И СЛОЖНОСТИ, ВЫЗВАННЫЕ ЭПИДЕМИОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИЕЙ, 2020 ГОД СТАЛ ОДНИМ ИЗ САМЫХ НЕПРОСТЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. КАКИЕ МЕХАНИЗМЫ ПРЕДЛАГАЮТ ЗАДЕЙСТВОВАТЬ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В БОРЬБЕ ЗА КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ И НИЗКИХ ЦЕН НА НЕФТЬ? ОБ ЭТОМ NEFTEGAZ.RU ПОБЕСЕДОВАЛ С ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ КОМПАНИИ «ГЕОСПЛИТ» АЛЕКСАНДРОМ ЮРЬЕВИЧЕМ КАТАШОВЫМ

OIL AND GAS FIELDS ARE INCREASINGLY DIFFICULT TO CLASSIFY AS HIGH-MARGIN ASSETS WITH A HIGH-QUALITY RESOURCE BASE. IT IS BECOMING MORE EXPENSIVE TO EXTRACT OIL EVERY YEAR, AND GIVEN THE RESTRICTIONS IMPOSED BY OPEC+ AND THE DIFFICULTIES CAUSED BY THE EPIDEMIOLOGICAL SITUATION, 2020 HAS BECOME ONE OF THE MOST DIFFICULT YEARS FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY. WHAT MECHANISMS DO RUSSIAN DEVELOPERS OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES PROPOSE TO USE IN THE STRUGGLE FOR COMPETITIVE ADVANTAGES IN THE CONTEXT OF FALLING PRODUCTION AND LOW OIL PRICES? NEFTEGAZ.RU TALKED ABOUT THIS WITH THE GENERAL DIRECTOR OF "GEOSPLIT" COMPANY, ALEXANDER IUREVICH KATASHOV

Ключевые слова: добыча нефти и газа, инновационная разработка, повышение эффективности добычи, цифровые технологии, внутрискважинные исследования.

УДК 622.276

– Александр Юрьевич, завершается непростой 2020 год, каким он был для «ГеоСплит»? Все ли планы, поставленные перед компанией, удалось реализовать?

– Не секрет, что этот год не только для «ГеоСплит», но и для всей отрасли прошел под знаком двух взаимосвязанных событий – пандемии, а также падения спроса и цен на углеводороды. Несмотря на это, наша компания успешно справилась с возникшими вызовами, и намеченные на этот год цели были достигнуты. Сейчас технология маркерной диагностики GEOSPLIT применяется на более чем 200 скважинах. Конечно, для этого, учитывая возникшие непредвиденные внешние факторы, на тактическом уровне пришлось действовать не так, как в прошлом году, но это принесло результат.

– Расскажите подробнее, о каких планах идет речь и какие решения были приняты?

– В 2019 году, планируя работу на предстоящий год, мы выделили три направления, по которым хотели добиться значимого прогресса.

Первое направление – расширение нашего клиентского портфеля.

В этом году мы начали работать как с новыми заказчиками, так и продолжили сотрудничество с теми, с кем работали в предыдущие годы. Для привлечения новых клиентов мы значительно расширили спектр применения нашей технологии (например, выпустили новые виды продукции для исследования газовых скважин и ПХГ). В результате у нас существенно выросло количество объектов исследований по технологии GEOSPLIT, а компания вдвое увеличила российскую выручку по итогам 2020 года.

Второе направление нашей деятельности связано с работой на мировых рынках. Ограничения, связанные с эпидемией коронавируса, приостановили возможность личного общения с клиентами и партнерами. Пришлось менять систему работы, делать упор на дистанционные методы, проведение мероприятий в режиме online, открытие местных представительств и лабораторий.

Принятые меры оказались действенными, «ГеоСплит» получил

заказы на пилотные проекты в странах Ближнего Востока и существенно увеличил количество контрактов и проектов в Китае.

И третье направление работы – это цифровизация. В реализации этого направления кризисные явления 2020 года нам не мешают, и уже в четвертом квартале будут готовы релизы наших первых программных продуктов – это решения «ГеоСплит», которые позволяют эффективно работать с данными маркерной диагностики.

– А если говорить об отрасли в целом, какие яркие, знаковые события этого года Вы могли бы отметить?

– Думаю, что наиболее значимым фактором для индустрии была цена на нефть, а если точнее – избавление от иллюзий и общее понимание, что мы вошли в период, когда низкие цены на углеводороды – это не кратковременная волатильность, а как минимум среднесрочный тренд. Падение спроса из-за пандемии, на мой взгляд, ярко показало, что теперь основным вопросом для успеха (а иногда – для выживания)

нефтегазовых компаний будет экономическая эффективность разведки, добычи и разработки месторождений.

– Но тем не менее компания продолжает развивать инновационные направления, в частности Вы сказали про такое направление, как цифровизация. Расскажите, на какой стадии находится этот проект?

– Инновации – не важно, в цифровой сфере или какой-либо другой – это то, чему необходимо уделять внимание, в особенности сейчас. Потому что именно инновационные методы позволяют улучшить экономическую эффективность. В ситуации кризиса вопрос реального применения инноваций – это вопрос выживания и конкурентоспособности компании. Сейчас необходимо внедрять инновации по снижению затрат не просто на бумаге, для «лозунгов» или «формального выполнения KPI», а в реальности. Комплексные решения по увеличению эффективности добычи, которые мы предлагаем, позволяют не просто выжить в сложившейся ситуации, но и извлечь из нее выгоду.

Что касается развития цифровых решений, то это направление можно назвать логичной эволюцией нашего портфеля продуктов и решений.

В 2017 году на 30 горизонтальных скважинах была применена технология GEOSPLIT, в основе которой лежит долгосрочная динамическая маркерная диагностика. Эта технология позволяет проводить исследование производительности интервалов скважин с любой частотой на протяжении более пяти лет (сейчас для отдельных объектов мы довели длительность исследований до 10 лет), при этом разместить маркеры в объекте исследования нужно всего один раз. Используя эту технологию, заказчик накапливает гораздо больше данных, чем при других методах исследования скважин и месторождений. В случае широкого применения технологии на группе взаимосвязанных пластовых объектов, начинает появляться та самая пресловутая Big data – то есть большие данные с текущей и исторической информацией.

Но получить данные – это только половина дела, важно также построить систему и инструментарий их эффективной обработки, чтобы получать дополнительную ценность



и рекомендации по управлению месторождением на их основе.

Наши цифровые решения направлены на создание инструментов для заказчика, при помощи которых он сможет работать с данными GEOSPLIT, чтобы эти наборы данных давали дополнительную ценность сегодня и, самое главное, завтра. Мы продолжаем работу в рамках этого направления, выпускаем продукты анализа данных, которые наши заказчики могут использовать, работая с данными через свой личный кабинет, а также интегрировав их с программными продуктами партнеров.

– Как технология маркерных внутрискважинных исследований преобразовалась за годы своего существования?

– С момента появления технологии маркерных исследований, мы сделали существенные шаги вперед. Когда технология только вышла на рынок она позволяла проводить оценку профиля притока горизонтальной скважины после многостадийного гидроразрыва пласта, оценку работы каждой ступени по воде и нефти и на основе этой информации осуществлять управление скважинами и оптимизировать их работу. В основу технологии положена идея использования квантовых маркеров-репортеров, размещаемых в полимерной оболочке пропантанта.

В отличие от традиционных методов исследования горизонтальных скважин технология не требовала специальных средств доставки приборов, не сопряжена с рисками прихвата оборудования и неоднозначной интерпретации данных.

К настоящему времени мы существенно расширили список продуктов, у нас теперь есть решение для компоновки нижнего заканчивания – маркерные «ленты», которые интегрируются с элементами сборки, а также кислотостойкая маркерная «дисперсия» для размещения в скважине при операции кислотной стимуляции.

Кроме того, мы разработали специальное решение, которое работает не только на нефтяных скважинах, но также на газоконденсатных и газовых скважинах. То есть сейчас, когда у нас есть маркеры не только на воду и нефть, но и специальные маркеры на газовую фазу, мы фактически предлагаем возможность проведения трехфазного мониторинга.

Также у нас появились интересные решения для других сегментов, помимо добычи. Например, в этом году мы вывели на рынок и запустили новые проекты по исследованию подземных хранилищ газа – естественных резервуаров, используемых для хранения углеводородов. Применение нашей маркерной технологии позволяет решать задачи по управлению и обеспечению безопасности данных объектов.

Еще очень интересный проект, который запущен в этом году – это маркировка нефти, транспортируемой по трубопроводу. Достаточно актуальная задача в свете недавних событий, когда попавший в общий нефтепровод некачественный продукт испортил крупный объем при экспортной поставке. Даже выявление того, откуда попала эта нефть,

потребовало много времени и усилий, а технологии превентивного мониторинга просто не было. А если бы при транспортировке была применена наша маркерная система, выяснить это не составило бы труда, ведь каждый вход отмечен своим маркером и в любой момент времени можно обнаружить источник поступления некачественного продукта.

– Таким образом, несмотря на сложности года, компания активно продолжает разрабатывать различные проекты, осваивая новые сферы применения своих продуктов?

– Да, активность не снижается, а, наоборот, увеличивается. Мы занимаемся развитием традиционного портфеля маркерных исследований, как с точки зрения исследуемых объектов, так и с точки зрения видов исследований, а также работаем над увеличением кодировочной емкости. Это особенно важно для использования маркерной технологии в подводных добычных комплексах (ПДК). Иными словами, у нас есть целая дорожная карта развития базовой технологии и дополнительно мы разрабатываем цифровое направление.

– В кризисные времена совсем не просто осваивать новые направления. Какие механизмы помогли достичь таких результатов?

– Если говорить о «ГеоСплит», то наша команда всегда была нацелена на инновационность и на создание продуктов и решений, опережающих по функциональности и информативности существующие технологии. Мы создали уникальную внутреннюю атмосферу в коллективе, наши специалисты действительно хотят создавать самую крутую инновацию, причем не только для российского, но и для международного рынка. Мы открыли современную и отлично оснащенную лабораторию в Технопарке «Сколково». У нас много молодых талантливых специалистов с высокой мотивацией в работе, которые с любопытством изучают рынок новых разработок и предлагают свои решения.

Перед компанией стоит задача агрессивного развития на внешних рынках. Завоевать их можно только обладая по-настоящему инновационным, работающим продуктом, и в том случае,

когда этот продукт можно не просто поставить, а обеспечить качественное сервисное сопровождение, соответствующее уровню мировых стандартов.

Когда перед компанией стоят подобные вызовы, то нет другого пути, кроме как строить работу команды таким образом, чтобы исследовательская деятельность приносила ощутимый, реальный коммерческий результат. Тогда счастливы все – и клиенты, и разработчики, и акционеры.

– Вы затронули тему расширения географии деятельности компании, расскажите, пожалуйста, подробнее, за счет чего удалось это сделать? В этом году компании вынуждены были сокращать расходы и штат сотрудников, в условиях падения экономики немало компаний остановили свою работу. Но «ГеоСплит», напротив, открыл новые филиалы за рубежом. За счет чего удалось не только удержать компанию на плаву, но и расширить географию деятельности?

– В этом году мы пришли к пониманию того, что на тех рынках, где мы уже присутствуем, нам необходимо присутствовать локально. Наиболее крупные зарубежные проекты у нас сегодня сосредоточены на Ближнем Востоке и в Китае. Масштаб этих проектов перерос ситуацию, когда достаточно присутствия сотрудников, занимающихся продвижением и продажами в этих странах. Появилась необходимость создания собственной лаборатории, в которой специалисты вовлечены в процесс исследования и подготовки данных для клиента. Вне зависимости от внешних обстоятельств мы в любом случае вышли бы на открытие зарубежных представительств.

– А почему были выбраны именно эти направления? Географически?

– У нас все просто: когда мы говорим о целевой географии экспорта, то берем ТОП-20 стран по производству и добыче углеводородов. Они распределены по кластерам – Ближневосточный кластер, в первую очередь Саудовская Аравия и Эмираты, Китай и Юго-Восточная Азия, Северная Африка, а также Северная и Латинская Америка. Поскольку невозможно было сразу заниматься

всем, мы решили двигаться постепенно, то есть выделить ключевые кластеры, в первую очередь – Китай и Ближний Восток, запустить там работу и постепенно наращивать присутствие в других регионах.

– А есть уже конкретные планы по дальнейшему росту в других странах?

– Да, если говорить про цели развития, у нас принята трехлетняя программа, в рамках которой мы ставим своей целью достичь сбалансированной выручки по географии. Это значит, что выручка на международных рынках должна стать не меньше, чем выручка с российского рынка. Наша экспортная программа рассчитана на то, чтобы получать выручку не менее чем из 20 стран.

– В целом как Вы оцениваете нынешнее состояние отрасли и что, по Вашим оценкам, может измениться в обозримой перспективе?

– Я считаю, что золотые времена прошли и отрасль будет перестраиваться. Сегодня настало время для тех компаний, которые ориентированы на эффективность и инновационные методы. Уже сейчас все крупные недропользователи запустили стратегии цифровой трансформации. Поэтому те сервисные компании, которые готовы им в этом помочь и у которых есть реально работающие инновационные решения, будут очень востребованы.

– В преддверии нового года хотелось бы спросить о планах компании, какие задачи Вы ставите перед коллективом, какие цели намечены на 2021 год, если мы говорим уже не о развитии, расширении географической деятельности, а, например, о России?

– В России мы ставим своей целью увеличение портфеля заказов, а также запуск проектов по цифровой трансформации с теми заказчиками, кто уже активно использует технологию маркерной диагностики GEOSPLIT. Думаю, что следующий год пройдет у нас под знаком цифровизации. ●

KEYWORDS: oil and gas production, innovative development, improving production efficiency, digital technologies, downhole research.



ПОЛИУРЕТАНЭКС

Двенадцатая международная специализированная выставка

30 марта - 1 апреля 2021

Россия, Москва,
ЦВК «Экспоцентр», павильон 1

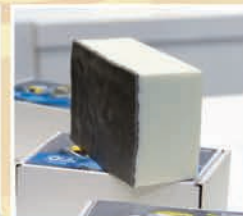


Основные разделы выставки:

- Сырье для производства полиуретанов (добавки, красители, катализаторы, наполнители, и т.д.)
- Оборудование и станки для производства и переработки полиуретанов (расходомерия, шестереночные, оседагональные (шнековые), шлепперные насосные установки, обрабатывающие станки, и т.д.)
- Конечная продукция (контактное уплотнение при литье, фильтры и т.д.)
- Услуги (лабораторные испытания, охрана здоровья и безопасность, переработка, защита окружающей среды, научные разработки)
- Техническое обслуживание оборудования
- Тестовое оборудование



Специальный раздел выставки:
КЛЕИ И ГЕРМЕТИКИ



выставка
участник
системы



независимый
выставочный
аудит

Параллельно проводится выставка:



КОМПОЗИТ-ЭКСПО

13-я международная специализированная выставка
www.composite-expo.ru



Информационная поддержка:



Дирекция:

Выставочная Компания «Мир-Экспо»
115230, Россия, Москва, Хлебозаводский проезд,
дом 7, строение 10, офис 507 | Тел.: 8 495 988-1620
E-mail: info@polyurethanex.ru | Сайт: www.polyurethanex.ru



youtube.com/user/polyexporu



@polyexporus

Организатор:



Мир-Экспо
Выставочная компания

СПЕЦИАЛИСТЫ НЕФТЕЮГАНСКОГО ФИЛИАЛА АО «ССК» УСТАНОВИЛИ РЕКОРД ПО СКОРОСТИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРИБОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Фризицкая Людмила
АО «Сибирская Сервисная Компания»

НЕФТЕЮГАНСКИЙ ФИЛИАЛ АО «ССК» ВЫПОЛНИЛ СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИНЫ С РЕКОРДНЫМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ, ПОБИВ СОБСТВЕННЫЙ РЕКОРД

NEFTEYUGANSK SUBSIDIARY OF JSC "SSK" COMPLETED THE CONSTRUCTION OF THE WELL WITH RECORD INDICATORS, BREAKING ITS OWN RECORD

Ключевые слова: Сибирская Сервисная компания, Газпромнефть-Хантос, Приобское месторождение, горизонтальное бурение, нефтесервис.

В рекордные сроки бригадой НФ АО «ССК» закончена бурением скважина №42793ГС на КП № 121 на Южной части Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос».

«Рекордная скважина имела отличие от стандартных за счет бурения двух пилотных участков. По сложности такое бурение можно сравнить с разведочным: сложное бурение, проведение геофизических исследований, выбор оптимальных целей, а на основании этого уже делают выводы: в каком направлении пробурить скважину и как достичь поставленной цели для максимальной выгоды, — рассказывает Константин Башкиров, заместитель руководителя Проекта «Газпромнефть-Хантос» НФ АО «ССК». — Именно эта бригада одна из первых, что работает на данном месторождении. За долгий период бурения горизонтальных скважин удалось изучить все нюансы, особенности, проблемы месторождения. Это слаженный и опытный коллектив, который выполняет поставленные задачи, взаимодействуя с подрядными организациями и сервисами Заказчика с демонстрацией высоких результатов без травматизма и наивысшей оценкой для компании в целом».

«Слаженная работа команды бурения на объекте, своевременное реагирование и проведение инженерных расчетов специалистами техподдержки бурения 24x7, тандемное взаимодействие технологического и геологического секторов ЦУСС позволили достичь лучшего результата по скорости бурения сут/1000 м на объекте», — считает руководитель сектора ТСБ ЦУСС ООО «Газпромнефть-Хантос» Антон Ерофеев.

7 767 метров
общая проходка по скважине

На протяжении последних четырех лет НФ АО «ССК» является одним из основных буровых подрядчиков ООО «Газпромнефть-Хантос». К реализации производственной программы по бурению скважин на южной части Приобского месторождения привлечены одиннадцать буровых бригад в рамках долгосрочного сотрудничества.

32,08 суток
составил фактический срок строительства ГС с двумя пилотными стволами при плановом сроке 37,02 суток

Фактический срок строительства ГС с двумя пилотными стволами составил 32,08 суток — при плановом сроке 37,02 суток. Общая проходка по скважине 7 767 метров. Строительство данной скважины выполнено с рекордным показателем по скорости бурения 4,13 сут./1000 метров для данного типа скважин по Южной части Приобского месторождения. Предыдущий рекорд по скорости бурения аналогичной скважины на Южно-Приобском месторождении также принадлежит специалистам НФ АО «ССК» и он составил 6,01 сут./1000 метров (скв. № 42390ГС КП 117А, показатель от 12.09.2018 года).

«Опыт работы с НФ АО «ССК» показал высокий уровень организации рабочего процесса в филиале, — комментирует директор по бурению и внутрискважинным работам ООО «Газпромнефть-Хантос» Андрей Накрайников, — качественное выполнение работ с соблюдением технологий, отраслевых нормативов, постоянную модернизацию имеющихся производственных мощностей, компетентность и профессионализм персонала, стремление к достижению высоких производственных показателей».



Успешная и эффективная работа буровых бригад НФ АО «ССК» не раз отмечалась в рейтингах буровых подрядчиков ООО «Газпромнефть-Хантос». В первом квартале 2020 года буровая команда «Варяги» заняла первое место в номинации «Лучшая команда эксплуатационного бурения».

> 4,66 / 1000
суток метров

рекордный показатель скорости строительства скважин на кустовой площадке 615.1 Южной части Приобского месторождения буровой бригадой НФ АО «ССК»

В мае 2020 года, другой буровой бригадой на кустовой площадке 615.1 Южной части Приобского месторождения, при бурении скважины № 42444ГС был достигнут рекордный показатель скорости строительства скважин – 4,66 сут./1000 метров. Фактический срок ГС без пилотного ствола составил 19,6 суток, при нормативном сроке строительства скважины – 24,4 суток, общая проходка по скважине составила 4202 м.

> 3,7 / 1000
суток метров

рекордный показатель скорости строительства скважин, достигнутый буровой буровых бригад НФ АО «ССК» в июне 2020 г.

В июне 2020 года, той же буровой бригадой на кустовой площадке 615,1 Южной части Приобского месторождения, при бурении скважины № 42696ГС был достигнут рекордный показатель скорости строительства скважин – 3,7 сут./1000 метров. Фактический срок ГС без пилотного ствола составил 14,2 суток, при нормативном сроке строительства скважины – 24 суток, общая проходка по скважине составила 3826 м.

«Принимая во внимание успешный опыт работы с Нефтеюганским филиалом Сибирской Сервисной Компании, высокое качество оказываемых услуг, компетентность и профессионализм коллектива, наша Компания остается заинтересованной в продолжении долгосрочного сотрудничества с НФ АО «ССК», – подвел итог директор по бурению и внутрискважинным работам ООО «Газпромнефть-Хантос» Андрей Накрайников. ●

KEYWORDS: Siberian Service company, Gazpromneft-Khantos, Priobskoye field, horizontal drilling, oil service.

ЗАО «ИСТЮНИОН»

ПЕРЕЛЁТЫ
ПО ПЛАНЕТЕ
ЗЕМЛЯ



АРЕНДА
БИЗНЕС-ДЖЕТА

ЧАРТЕР В ЛЮБЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ
В РЕЖИМЕ 24/7/365

- 7 12 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ НА РЫНКЕ 7 ЗАКАЗ САМОЛЕТА В ЛЮБОЙ МОМЕНТ
- 7 СЕРТИФИЦИРОВАННАЯ ДИСПЕТЧЕРСКАЯ СЛУЖБА 7 СОБСТВЕННАЯ СЛУЖБА НАЗЕМНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОЛЕТОВ
- 7 ОФИЦИАЛЬНЫЙ ПРЕДСТАВИТЕЛЬ РЕАКТИВНЫХ БИЗНЕС-ДЖЕТОВ CESSNA CITATION В РОССИИ И СНГ



телефон +7 (495) 921 35 29 | факс +7 (495) 269 02 16 | sales@eastunion.ru | www.eastunion.ru
Елена Малова +7 985 786 29 33 | Денис Клепов +7 968 759 45 24



Global Medical System
clinics & hospitals

www.gmsclinic.ru

Полный спектр лечебных и диагностических услуг для взрослых и детей

Более 10 лет мы обеспечиваем медицинскую экспертизу для самых требовательных клиентов

Наша команда профессионалов признана мировым медицинским сообществом

Международные клинические рекомендации



FERTILITY CLINIC

GMS ЭКО
fertility clinic

Частота наступления беременности с помощью ВРТ до 76%

Комплексная подготовка пары к планированию беременности

Современная собственная эмбриологическая лаборатория



РЕКЛАМА



Тел.: +7 495 781 5577



FERTILITY CLINIC

ХИРУРГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР



Global Medical System
Hospital

- Многопрофильный хирургический центр
- Проведение высокотехнологических операций
- Хирургический стационар уровня «премиум»
- Междисциплинарный подход к каждому пациенту



HOSPITAL



СТОМАТОЛОГИЯ

GMS DENTAL
стоматология

- Опыт наработанных компетенций и исключительный пациентский сервис
- Премиальное качество материалов и уютные сроки — гордость нашей зуботехнической лаборатории
- Стоматология для юных дам и джентльменов (без ограничений по возрасту)



DENTAL CLINIC

ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

ЕСЛИ ХОЧЕШЬ ПЕРЕМЕН В БУДУЩЕМ, ДЕЙСТВУЙ В НАСТОЯЩЕМ

2020 ГОД БЫЛ СЛОЖНЫМ ДЛЯ СТРАНЫ В СОЦИАЛЬНОМ И ЭКОНОМИЧЕСКОМ ОТНОШЕНИИ. ВОССТАНОВЛЕНИЯ ЭКОНОМИКИ В ПРЕЖНИХ МАСШТАБАХ ПРИДЕТСЯ ЖДАТЬ ДОЛГО. ПАДЕНИЕ ЦЕН НА НЕФТЬ, СНИЖЕНИЕ КЛЮЧЕВОЙ СТАВКИ БАНКОМ РОССИИ ОБОСТРИЛИ ВНУТРЕННИЕ ПРОТИВОРЕЧИЯ И ПРОБЛЕМЫ В ЖИЗНИ КОМПАНИЙ. КАК НЕ ТОЛЬКО ВЫЙТИ ИЗ ЭТОЙ СИТУАЦИИ С МИНИМАЛЬНЫМИ ПОТЕРЯМИ, НО И СОХРАНИТЬ ЛИДИРУЮЩИЕ ПОЗИЦИИ В ОТРАСЛИ, РАССКАЗАЛА КОММЕРЧЕСКИЙ ДИРЕКТОР ОАО «НИИК» ВАЛЕНТИНА КОЛОДИНСКАЯ

2020 WAS A DIFFICULT YEAR FOR THE COUNTRY IN SOCIAL AND ECONOMIC TERMS. RECOVERY OF THE ECONOMY TO THE PREVIOUS SCALE WILL TAKE A LONG TIME. THE FALL IN OIL PRICES AND THE REDUCTION IN THE KEY RATE BY THE BANK OF RUSSIA HAVE INTENSIFIED INTERNAL CONTRADICTIONS AND PROBLEMS IN THE LIFE OF COMPANIES. COMMERCIAL DIRECTOR OF JSC NIK VALENTINA KOLODINSKAIA TOLD US OF HOW NOT ONLY TO GET OUT OF THIS SITUATION WITH MINIMAL LOSSES, BUT ALSO TO MAINTAIN A LEADING POSITION IN THE INDUSTRY

Ключевые слова: инжиниринг, инвестиционные проекты, карбамид, меламин, азотная кислота, метанол.



**Колодинская
Валентина Дмитриевна**
коммерческий директор,
ОАО «НИИК»

– Валентина Дмитриевна, как кризисные явления 2020 года сказались на отечественном инжиниринге, ярким представителем которого является ОАО «НИИК»?

– Инжиниринг закладывает фундамент экономики, проектируя производственные мощности, поэтому мы напрямую зависим от того, что происходит у наших заказчиков. Азотная отрасль –

В настоящий момент все отрасли переживают последствия падения экономики, потери от ввода карантина составили до 5% от ВВП. У большинства компаний в 2020 году снизилась прибыль, и они сократили свои инвестпрограммы. Это привело к снижению активности на рынке. Минеральные удобрения и метанол испытывают дополнительное давление на отрасль от падения цен, ввода дополнительных

Пережив не один кризис, оставшиеся на рынке компании становятся стрессоустойчивыми и быстро реагируют на изменения в экономике, технологиях, законодательстве

это хорошая рентабельность, что позволяет думать о серьезных инвестициях. Экспорт азотных удобрений в 2019 году вырос на 3,5%. Основную часть поставок формируют карбамид (6,95 млн тонн), аммиачная селитра (3,75 млн тонн) и КАС (2,71 млн тонн).

финансовых нагрузок на добывающие направления.

Все, конечно, ожидают реакции правительства, льготного финансирования отраслей промышленности, а также создание антикризисной программы на случай возникновения подобных ситуаций. Но если ничего не предпринимать самим, то риски экономических потерь для отдельных взятых предприятий существенно возрастают. Текущее снижение цен на услуги и материалы – хороший стимул для создания мощностей, возможности для развития импортозамещения.

УДК 66

С другой стороны, пережив не один кризис, оставшиеся на рынке компании становятся стрессоустойчивыми и быстро реагируют на изменения в экономике, технологиях, законодательстве. Азотная отрасль, как и многие другие, попыталась приспособиться к текущим условиям. Из-за COVID-19 многие проекты на рынке были вынужденно приостановлены во втором квартале этого года. Сейчас компании скорректировали планы, и активность восстанавливается.

– Таким образом, крупные инвестпроекты не были остановлены?

Компании широкого спектра услуг, которой сегодня является НИИК, под силу почти все продукты, с которыми мы можем работать согласно своим профессиональным компетенциям и в альянсах с лицензиарами процессов

– Большие инвестпроекты, благодаря рентабельности минеральной отрасли, реализовывают только крупные компании с наличием инфраструктуры и финансового рычага. Цена аммиака и его логистика уже давно подвигают к идее его переработки и строек ближе к портам, к поиску новых ниш, новых продуктов и новых сервисов.

Поэтому, несмотря на пандемию, наша компания не прекращала работу и не снизила ее темпы. Мы завершаем строительство комплекса «Аммиак-Карбамид-Меламин» на ПАО «Метафракс» в Губахе, завершили проектирование стадии «Проектная документация» нового агрегата карбамида на ПАО «Тольяттиазот», завершаем стадию «Рабочая документация» на ПАО «КуйбышевАзот», проектируем агрегат метанола и совместно с китайскими специалистами – комплекс «Аммиак-Карбамид» на ОАО «Щекиноазот».

Мы участвуем в реализации крупнейших газо- и нефтехимических проектов на промышленных площадках Балтийского региона, Амурской области. В будущем можно



будет говорить о Черноморском побережье – в Тамани планируется создать газохимическое предприятие. Построенный там морской терминал станет прорывом для российских производителей удобрений, удобным и важным объектом для экспорта.

– Говоря о будущем, производства каких продуктов компания намерена строить, какие продукты сегодня наиболее востребованы?

– Вопрос о наиболее востребованных продуктах однозначного ответа не имеет, поскольку соотношение экспорта-импорта в последние годы существенно меняется. Повышается потребление продукции на российском рынке, и ключевые задачи, которые ставит правительство РФ, – импортозамещение и развитие внутреннего потребления производимой продукции. Задачи эти решаются, хотя недостаточно быстро и не всегда согласно поставленным перед нами индикаторам и планам. Для глобального подхода к решению данных задач требуется серьезное курирование, планирование, финансирование

и администрирование проектов со стороны министерства химической промышленности, министерства экономического развития. Это пока зона улучшений...

Что касается близких нам направлений, то приоритетным можно назвать развитие минеральной отрасли, как в части увеличения производства товаров (commodity), но, в большей степени, диверсификации в специальные продукты. Та же тенденция прослеживается и в других отраслях промышленности. Например, большинство вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) уходят в производство продуктов четвертого-пятого передела, доходя до конечного продукта, имеющего потребление в России и в мире. Тем самым повышается эффективность отрасли и рентабельность переработки сырьевых ресурсов.

Инвесторами промышленных проектов в основном являются российские компании через собственные средства и привлеченное финансирование, в некоторых случаях наблюдаются альянсы в виде создания совместных предприятий. Но всегда остается вопрос: почему иностранные ЕРС-компании способны привлечь финансирование, а наши российские банки не могут или не хотят предоставить конкурентоспособные ставки для строительства новых объектов. Таким образом, отсутствие данного инструмента закрывает



ОАО «НИИК» – крупная российская инжиниринговая компания, выполняющая широкий спектр услуг по проектированию, разработке технологий, комплектной поставке оборудования, обоснованию инвестиций, управлению строительством.

возможности развития российских проектных институтов, отрасли машиностроения, строительной отрасли, института управления проектами! Это очень серьезный вопрос, которому не уделено должного внимания. Неверно считать, что у нас нет компетенций. Они есть, но их нужно поддерживать и развивать. Хорошим примером в этом отношении является Китай, где глобальная поддержка всех направлений дает наглядный впечатляющий результат!

– Какие проекты наиболее интересны для НИИК? Карбамид, меламина, азотная кислота, метанол – что может продолжить этот список?

– Наша основная тема исторически – карбамид. Затем добавилась азотная кислота, затем метанол, а сейчас это уже сложные удобрения и продукты нефтехимии. Компании широкого спектра услуг, которой сегодня является НИИК, под силу почти все продукты, с которыми мы можем работать согласно своим профессиональным компетенциям и в альянсах с лицензиарами процессов. Мы готовы адаптировать любой базовый проект под российские нормы и успешно спроектировать объекты OSBL, всю строительную часть. В нашем арсенале большой блок специалистов по поставкам оборудования и материалов, серьезная база данных. Как вы знаете, мы уверенно беремся за стройку, имеем проверенных строительных партнеров.

– Какие еще изменения происходят сегодня внутри компании?

– Каждый временной промежуток ставит перед нами свои особенные определенные задачи. НИИК – это Дзержинский филиал Государственного института азотной промышленности, созданный 31 октября 1952 года. Как одна из очень успешных организаций советского времени, институт внес свой вклад в создание отрасли минеральных удобрений СССР. Этот процесс шел через закупку иностранных технологий, сначала комплектных, потом с локализацией и созданием производств оборудования в нашей стране.

Сегодня мы частная компания, и это заставляет нас быть мобильными,

конкурентоспособными и развивающимися. Одной из наших основных задач является повышение качества проектирования. Современная система проектирования и эксплуатации действующего завода уже не может без активного внедрения цифровых технологий, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию производства и контроль за ним по всем параметрам – техническим, экологическим, безопасности, человеческого фактора. Поэтому в нашей компании инжиниринг трансформируется, постоянно встраивая в себя тренды цифровизации.

В советские годы институт внес свой вклад в создание отрасли минеральных удобрений СССР. Сегодня НИИК – частная компания, и это заставляет быть мобильными, конкурентоспособными и развивающимися, поэтому одна из ключевых задач – повышение качества проектирования

Очень активно (и пандемия этому способствовала) идет проработка современных программных продуктов – не только 3D, а Multy-D. Это комплексный подход к планированию и реализации крупных проектов, то есть управление строительством в целом. Кроме этого, задача создания цифровых двойников, применения инструментов «value engineering» на всех этапах проектирования и строительства.

Мы применяем и продолжаем осваивать программное обеспечение AVEVA, PILOT, внедряем электронный документооборот, оптимизируем транзакционные издержки методом внедрения необходимых IT-продуктов. Советом директоров принято решение о реализации проекта комплексной трансформации всех процессов компании с целью создания мобильной, передовой EPC-компании, с диверсифицированным портфелем проектов и услуг. Отдельно расскажу об этом проекте в последующих интервью.

– Что необходимо сделать, чтобы сохранить свое лидирующее положение?

– Лидирующее положение ко многому обязывает. Это не только корпоративный имидж и стиль компании, рекомендательные письма и прекрасные референции, но и обязательный учет рыночных изменений. Будут строиться новые заводы. Активное и эффективное развитие бизнеса возможно только через партнерство. Это означает, что мы уже на стадии ТЭО должны предложить самые оптимальные для нашего заказчика решения, мы должны мыслить с позиции собственника предприятия на всех этапах жизненного цикла проекта. Это кардинальные изменения мышления проектировщика, поставщика, строителя.

Мы должны создавать проект, как будто делаем его лично для себя. Хочу отметить, что наш подход будет именно такой. Любой проект – это совместное детище, за которое мы должны отвечать и на этапах его жизни и эксплуатации. Доверие между заказчиком и исполнителем, базирующееся на высокой квалификации и качестве работ – основной успех любого проекта.

Безусловный лидер должен быть всегда в курсе самых передовых инициатив и оценивать их полезность для своего бизнеса. Обязательно нужно инвестировать, но не только в технологии, а, в первую очередь – в людей, постоянно повышая их компетенции и не забывая про мотивацию. Сила любой компании – это люди, их профессионализм, приверженность компании, сплоченность, так называемый командный дух, чем в нашей компании можно гордиться. Ну и конечно, лидер должен быть гибким, предлагать новые решения и подходы – внутри компании, своему заказчику, партнеру и даже конкуренту. ●

KEYWORDS: *engineering, investment projects, urea, melamine, nitric acid, methanol.*

5–8 ОКТЯБРЯ 2021



Х ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

РЕКЛАМА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

ПАРТНЕРЫ



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕРЫ



КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+



TRANСПОРТИРОВКА ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Муллагаев Марат Салаватович

ведущий научный сотрудник,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
«Институт общей и неорганической химии имени Н.С. Курнакова РАН»,
д.т.н.

Муллагаев Роберт Маратович

магистр факультета химической технологии и экологии
Федеральное государственное автономное учреждение
высшего образования
«РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Волкова Галина Ивановна

старший научный сотрудник,
Федеральное государственное бюджетное учреждение науки
Институт химии нефти Сибирского отделения РАН,
к.х.н.

РАБОТА ПОСВЯЩЕНА ОДНОЙ ИЗ АКТУАЛЬНЫХ ПРОБЛЕМ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА – TRANСПОРТИРОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ. ПРОВЕДЁН ОЦЕНОЧНЫЙ РАСЧЁТ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПОСЛЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. РАЗРАБОТАНЫ И ИСПЫТАНЫ АВТОНОМНАЯ УСТАНОВКА ПРОМЫШЛЕННОГО МАСШТАБА С ГИДРОДИНАМИЧЕСКИМ КАВИТАЦИОННЫМ МОДУЛЕМ, А ТАКЖЕ РАЗЛИЧНЫЕ ВАРИАНТЫ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ МОДУЛЕЙ ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПРИ ИХ TRANСПОРТИРОВКЕ. РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ПОКАЗАЛИ ПЕРСПЕКТИВНОСТЬ СОНОХИМИЧЕСКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ TRANСПОРТИРОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ, А ТАКЖЕ ОТМЕЧЕНЫ ЕЕ ДОСТОИНСТВА И НЕДОСТАТКИ

THE WORK IS DEVOTED TO ONE OF THE PRESSING PROBLEMS OF THE OIL AND GAS COMPLEX – TRANSPORTATION OF HIGH-VISCOSITY OILS. AN ESTIMATED CALCULATION OF THE CHANGE IN THE VISCOSITY OF OIL AFTER ULTRASONIC EXPOSURE IS CARRIED OUT. AN AUTONOMOUS INSTALLATION OF AN INDUSTRIAL SCALE WITH A HYDRODYNAMIC CAVITATION MODULE, AS WELL AS VARIOUS VERSIONS OF ULTRASONIC MODULES FOR REGULATING THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF HIGH-VISCOSITY OILS DURING THEIR TRANSPORTATION, HAVE BEEN DEVELOPED AND TESTED. THE RESULTS OF PILOT TESTS SHOWED THE PROMISE OF SONOCHEMICAL TECHNOLOGY FOR THE TRANSPORTATION OF HIGHLY VISCOUS OIL, AS WELL AS ITS ADVANTAGES AND DISADVANTAGES

Ключевые слова: высоковязкая нефть, транспортировка углеводородов, ультразвуковой модуль, реологические свойства нефти, сонохимическая технология.

Оценивая перспективы добычи нефти в мире, можно констатировать – эпоха дешевой и легко добываемой нефти закончилась. Ресурсы тяжелых и вязких нефтей в мире оцениваются в 700 млрд тонн, что сопоставимо с мировыми запасами обычной нефти. В РФ запасы тяжелых и вязких нефтей составляют 7,2 млрд тонн или 28,6% от балансовых запасов, которые сосредоточены на 267 месторождениях. Поскольку тяжелые и вязкие нефти будут основным сырьем на ближайшие 50–70 лет, в настоящее время уделяется большое внимание освоению и вводу в промышленную разработку месторождений высоковязких нефтей [1].

В этой связи возникает необходимость постоянного увеличения пропускной способности трубопроводного транспорта, поскольку при транспортировке тяжелых нефтей возникает много серьезных проблем, обусловленных высокой вязкостью нефтяных флюидов, образованием асфальтосмолопарафинистых отложений (АСПО).

Среди технологий, уменьшающих вязкость нефти все более значимое место приобретают физические методы воздействия на нефтяные дисперсные системы (НДС), характерной особенностью которых является то, что все они в качестве «рабочего агента» используют не вещество (тепло, горячую воду, пар, газ, химические реагенты, присадки и т.д.), а физические поля разной природы. Одним из наиболее эффективных оказалось воздействие ультразвуковым (УЗ) полем.

Как известно, надмолекулярные структуры в НДС являются причиной высокой вязкости и температуры застывания, а также образования значительного количества АСПО высоковязких нефтей [2]. В результате акустического воздействия разрушаются надмолекулярные связи и значительно улучшаются реологические свойства НДС. Высокомолекулярные n-алканы (парафины), находящиеся в нефти и нефтепродуктах в дисперсном состоянии, при сонохимическом воздействии диспергируют,

ФАКТЫ

700

млрд тонн
ресурсы тяжелых
и вязкой нефти
в мире

что снижает скорость их седиментации на стенках трубопровода, и, соответственно, повышает эффективность перекачивания сырья [3, 4]. Однако после снятия акустической нагрузки буквально в течение нескольких часов наблюдается релаксация вязкостно-температурных параметров. Стабилизация структурно-механических характеристик в обработанной НДС может быть достигнута только при введении в нефть в процессе обработки депрессорных присадок, что требует дополнительных расходов.

В своих работах мы предлагаем комплексный подход для интенсификации процессов транспортировки нефти на основе использования ультразвука. Все это позволяет не только повысить эффективность технологических процессов, но и сделать их экологически безопасными.

Целью данной работы является разработка научных и технических решений, обеспечивающих повышение эффективности транспортировки высоковязких и тяжелых нефтей, на основе использования комбинированных технологий с ультразвуковым (УЗ) воздействием.

В ряде работ исследовано комбинированное воздействие ультразвука и химических реагентов на реологические свойства нефтей различного группового состава.

Перспективные результаты получены на пробах нефти Русского, Лузановского, Боровского и Усть-Тегусского месторождений при комбинированной обработке ультразвуком и различными химическими реагентами (нефтяной реагента Р-12, ИХН-100, метанол и др.) при времени ультразвуковой обработки (УЗО) в течение 15 мин, которые достаточны для разрушения ассоциатов в нефти.

Полученные зависимости динамической вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига показали, что после УЗО изменяется ход реологических кривых, а также снижается вязкость исследуемых проб. Динамическая вязкость нефтей после 25 мин УЗО и реагентной обработки снижается примерно на 30–70 %, причем совместная обработка более эффективна, чем УЗО и реагентная обработка в отдельности.

Оценочный расчет изменения вязкости нефти после ультразвукового воздействия

В работе [11, 12] проведен оценочный расчет изменения вязкости нефти после УЗ воздействия, основанный на формуле Журкова в виде:

$$\tau_p = \tau_0 \exp \left\{ \frac{E_0 - \gamma(\sigma_c + \sigma_u)}{kT} \right\}, \quad (1)$$

где: τ_p – время разрыва межмолекулярных связей, с; τ_0 – постоянная, определяемая свойствами материала (период колебаний $10^{-11} - 10^{-13}$), с; E_0 – энергия активации (разрыва) связей, кДж/моль; σ_c – статическое напряжение в выбранном направлении, МПа; σ_u – напряжение, создаваемое УЗ воздействием в том же направлении, МПа; γ – структурный параметр, характеризующий степень передачи среднего напряжения на одну связь, кДж/(моль МПа); k – постоянная Больцмана, кДж/К; T – абсолютная температура, К.

Опираясь на представления молекулярной физики для случая свободного движения жидкости с некоторой скоростью v , считая ассоциаты твердыми упругими шариками радиуса r и массой m , значение коэффициента вязкости μ после УЗ обработки можно определить из выражения

$$\eta = \frac{\rho_m \bar{v}}{9\sqrt{2}} r \equiv \eta_0 \frac{r}{r_0}, \quad (2)$$

где η_0 и r_0 значения коэффициента вязкости и радиус ассоциатов до УЗО.

Получено также выражение для расчета минимального необходимого времени комбинированной обработки УЗ для разрушения ассоциатов в нефти:

$$\tau_p = \frac{4}{3} \frac{E_D}{M m_p N_A \omega \sqrt{\rho}} \sqrt{\frac{\rho}{c q}}, \quad (3)$$

где E_D – энергия химической связи, кДж/моль; M – молекулярный вес, m_p – масса протона, кг; N_A – число Авогадро, 1/моль; ρ – плотность нефти, кг/м³; q – плотность потока акустической энергии, Вт/м²; c – скорость звука, м/с; ω – частота, кГц.

Для смолисто-асфальтеновой нефти Лузановского месторождения, как показали расчеты, это время приблизительно равно 2–3 мин.

ФАКТЫ

На 30–70 %

снижается динамическая вязкость нефти после 25 мин УЗО и реагентной обработки

Проведены эксперименты по оценке размеров ассоциатов Лузановской нефти до и после УЗО на лазерном фотонном корреляционном спектрометре при разбавлении н-гексаном (1:100) и УЗО в течение 2 мин при интенсивности 13 Вт/см². Разбавление нефти н-гексаном приводит к снижению средних радиусов ассоциатов в 1,5 раза, а дополнительная УЗО – в 2 раза. Отношение вязкости до и после УЗО η_0/μ приблизительно равно отношению радиусов ассоциатов r_0/r , что согласуется с расчетным выражением.

Для решения поставленных задач были разработаны УЗ комплексы технологического назначения, способные обеспечить введение в нагрузку требуемую акустическую мощность.

Пилотная установка с гидродинамическим кавитационным модулем

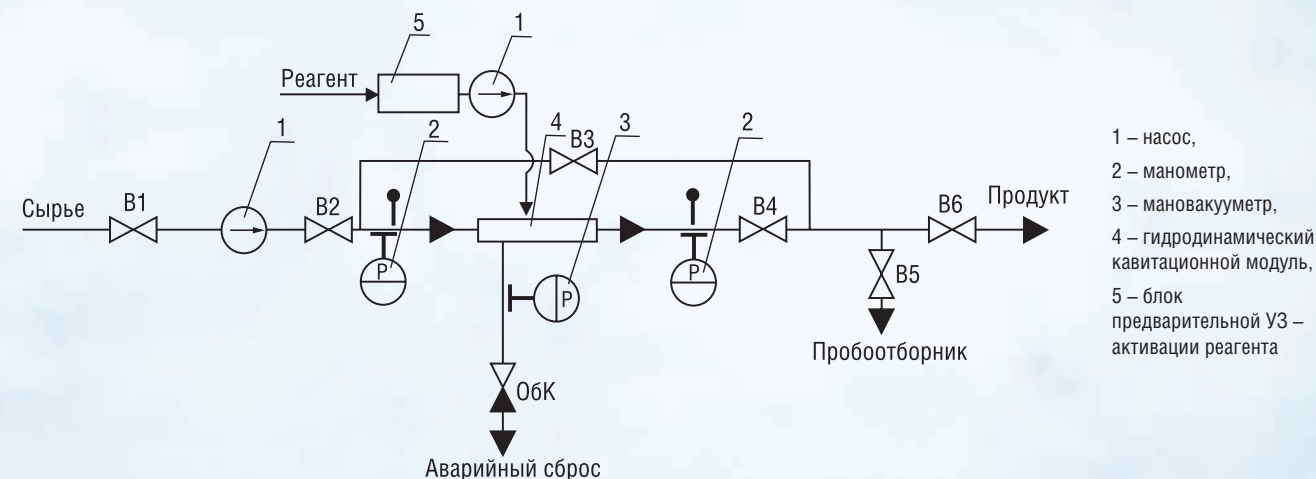
Сонохимическая технология изменения реологических характеристик нефти в промышленных масштабах предусматривает УЗ активацию сырья в проточном режиме.

В этом случае гидродинамические излучатели имеют очевидные преимущества перед другими источниками энергии, так как при их использовании весь сырьевой поток, являющийся одновременно источником звука и объектом обработки, проходит через кавитационную область. Эти излучатели надежны в эксплуатации ввиду отсутствия электронных частей и имеет низкую стоимость акустической энергии.

На основании расчетов, выполненных в работе [14, 15], была разработана автономная промышленная установка с гидродинамическим кавитационным модулем (ГКМ) производительностью 1,8 м³/ч для изменения реологических характеристик нефти. Аппаратурно-технологическая схема установки представлена на рис. 1, а общий вид – на рис. 2.

Давление жидкости до реактора регулируется вентилем В1 и составляет 8,0 ÷ 12,0 МПа, в вакуум-камере регулируется мановакуумметром 3 и составляет 0,09 ÷ 0,05 МПа. Давление после

РИС. 1. Аппаратурно-технологическая схема гидродинамической проточной установки



реактора регулируется вентилем В4, а обратный клапан ОбК служит для защиты мановакуумметра. Нефть из исходной емкости, температура которой поддерживается встроенным в нее автоматическим электронагревателем, с помощью насоса 1 под давлением 8,0 ÷ 12,0 МПа подается в кавитационный модуль 4, где происходит разгон потока нефти.

С возрастанием скоростного напора, сопровождающегося падением статического напора ниже давления упругих паров до значений 0,09 ÷ 0,05 МПа, начинается обильное выделение пузырьков газа. После увеличения сечения потока в камере скорость истечения уменьшается, статическое давление возрастает до значений 3,0 ÷ 8,0 МПа, пузырьки газа схлопываются, что сопровождается многочисленными хаотическими микровзрывами по всему объему. Для повышения эффективности процесса химический реагент из емкости 5 с помощью насоса подается в зону разряжения диффузора.

Опытно-промышленная испытания (ОПИ) сонохимической технологии на пилотной установке ГКМ проводились на нефти Лузановского

ФАКТЫ

На 5 %

возрастает значение вязкости в течение 4 суток после УЗО нефти на установке с ГКМ с реагентами

месторождения в ОАО «ВНИИ НП» (г. Москва). Результаты испытаний представлены в табл. 1. Сонохимическая обработка на пилотной установке с разбавлением нефти газоконденсатом в количестве 2, 4 и 6 % мас. позволило дополнительно уменьшить вязкость на 26, 31 и 51 % соответственно (табл.1). Еще больший депрессорный эффект наблюдался при использовании гексана: при внесении реагента 2, 4 и 6 % мас. вязкость понизилась на 28, 47 и 66 % соответственно. Но с экономической точки зрения представляется целесообразным использование нефтяного растворителя Р-12, при внесении реагента 4 % мас. вязкость нефти снижается на 50 %.

Результаты экспериментов свидетельствуют о том, что после УЗО нефти на установке с ГКМ с реагентами значение вязкости в течение 4 суток возрастает не более, чем на 5 %.

Результаты экспериментов, представленные на рис. 3 показывают, что обработка нефти на установке ГКМ с применением реагентов позволяет также значительно снизить температуру застывания обработанной нефти: при использовании газоконденсата на 6 °С, растворителя Р-12 – на 7 °С и гексана – на 8 °С.

Результаты экспериментов по обработке исходной нефти в ГКМ без применения реагентов свидетельствуют о том, что полученное значение динамической вязкости (769 мПа·с) в течение суток возвращается до значения 940 мПа·с.

РИС. 2. Автономная промышленная установка:

а) общий вид б) гидродинамический кавитационный модуль



а)

б)

ТАБЛИЦА 1. Эффективная вязкость нефти Лузановского месторождения после сонохимической обработки

Реагент	Вязкость, мПа*с		
	Концентрация реагента, % мас.		
	2	4	6
Газоконденсат	833	773	552
Гексан	802	593	385
Реагент Р 12	713	565	412

Исходное значение – 1121 мПа с;
После обработки на пилотной установке – 939 мПа с

РИС. 3. Влияние концентрации реагентов на температуру застывания нефти Лузановского месторождения, подвергнутой сонохимической обработке

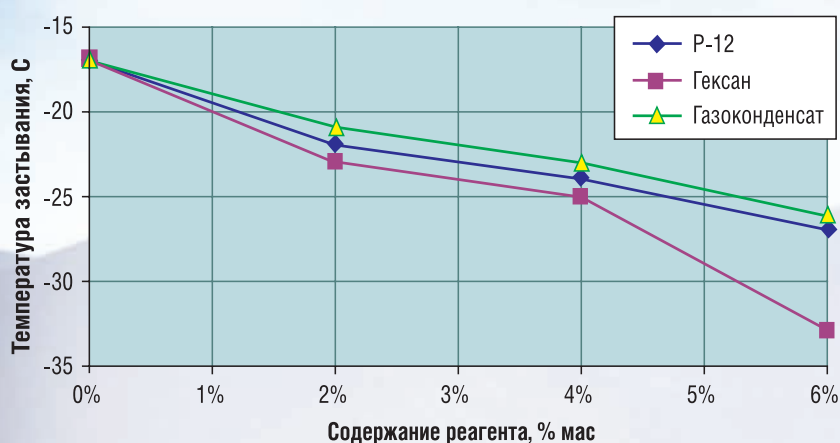
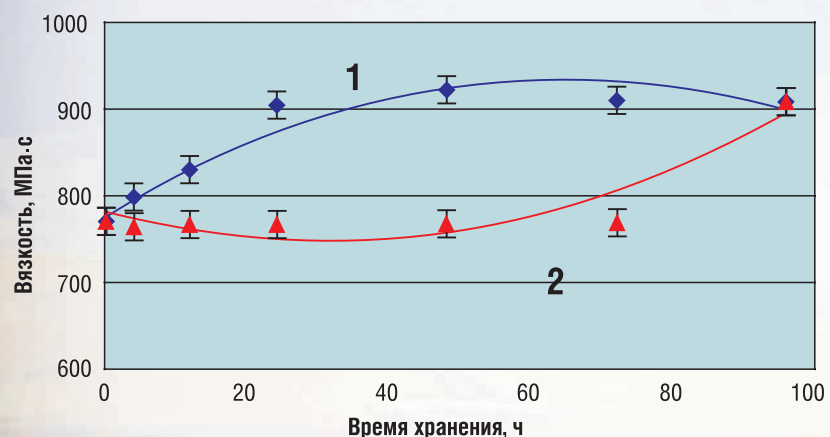


РИС. 4. Зависимость динамической вязкости от времени хранения пробы: 1) после УЗО 2) после сонохимической обработки нефти (4 % мас реагента Р-12)



При обработке нефти в ГМ с применением реагентов значение динамической вязкости в течение 4 суток меняются незначительно – не более, чем на 5 %.

Механизм сонохимического воздействия на НДС заключается в том, что ультразвук за счет нелинейных акустических эффектов (акустические течения, кавитация) способен разрушить как первичные (слоисто-пачечные ассоциаты), так и вторичные надмолекулярные образования (мицеллы).

Но, как показали эксперименты, вязкость в течение суток после УЗО восстанавливается до прежнего значения в связи с агрегацией разрушенных в процессе обработки образований. Комплексное воздействие ультразвука и реагентов позволяет за счет акустических течений доставлять реагенты в области разрушения ассоциатов и мицелл и образуют такое распределение последних, что они не дают возможности обратного построения надмолекулярных образований с участием молекул n-парафинов и асфальтенов.

Комплексное воздействие ультразвука и реагентов позволяет за счет акустических течений доставлять реагенты в области разрушения ассоциатов и мицелл, создавать бронирующую оболочку, предотвращающую агрегацию разрушенных образований.

Достоинства технологии:

- способна обеспечивать необычайно высокую производительность при небольших затратах энергии, малой материалоемкости и габаритных размерах;
- аппараты легко встраиваются в существующие технологические линии, устанавливаться на объекте без специальных фундаментов;
- экономический эффект при внедрении данной разработки будет обусловлен возможностью транспорта при пониженных температурах нефтей с высокой температурой застывания и снижением при этом энергетических затрат;

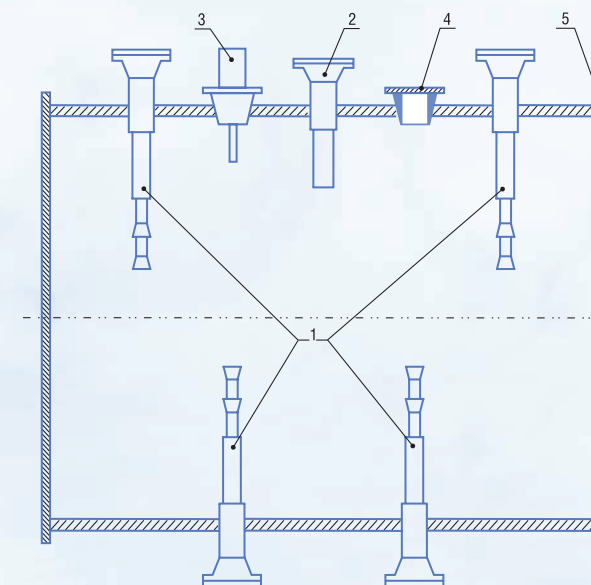
Недостатки технологии:

- невозможность регулирования ультразвуковых характеристик, в частности интенсивности кавитации;
- интенсивный кавитационный износ рабочих поверхностей.

Сонохимический модуль перекачки высоковязкой нефти

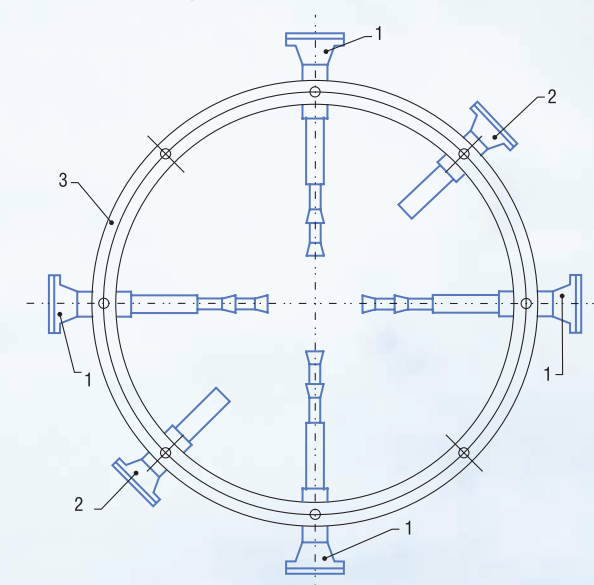
В дальнейшем было разработано оборудования и сонохимическая технология подготовки и транспортировки высокопарафинистых и смолистых нефтей. Для этой

РИС. 5а. Сонохимический модуль СХМ-1 обработки высоковязкой нефти



- 1 – электроакустические преобразователи;
- 2 – гидродинамический излучатель;
- 3 – насос для слива воды;
- 4 – люк для химических реагентов;
- 5 – фланец трубопровода

РИС. 5б. Сонохимический модуль СХМ2 обработки высоковязкой нефти



- 1 – электроакустические преобразователи;
- 2 – гидродинамические излучатели;
- 3 – стенка нефтяного трубопровода

цели использовали акустическое воздействие колебаниями низкой и высокой частоты, приводящее к разрушению надмолекулярной структуры НДС. Разработанное оборудование и технология обработки высоковязкой нефти направлена на снижение ее эффективной вязкости и статического напряжения сдвига.

На первом этапе в лабораторных экспериментах были изучены реологические свойства, кинетика релаксационных процессов в НДС после акустического воздействия, кинетическая и агрегативная устойчивость НДС, измерены температура застывания, температуры начальной и спонтанной кристаллизации, скорость осадкообразования, и рассчитаны энергетические параметры вязкого течения. В результате проведенных исследований выявлены рациональные условия обработки нефтей различного группового состава, приводящей к снижению вязкости, температуры застывания и скорости образования АСПО, подобраны химические реагенты, улучшающие вязкостно-температурные характеристики нефтей, проведена комплексная обработка исследуемых нефтей, включающая высокочастотную акустическую и химическую обработку, показан синергизм комплексного воздействия [8–17].

Эксперименты показали, что в результате акустического воздействия улучшаются реологические свойства НДС, в первую очередь динамическая вязкость и температура застывания. Однако после его окончания наблюдается релаксация реологических свойств, а стабилизация структурно-механических характеристик достигается введением

ФАКТЫ Акустическое воздействие

улучшает реологические свойства НДС – динамическую вязкость и температуру застывания

в нефть в процессе обработки депрессорных присадок (рис. 4) Совместно с ИХН СО РАН (г. Томск) предложена методика подбора присадок бинарного действия с учетом группового состава нефти (содержания твердых парафинов, асфальтенов и смол). Определена зависимость вязкостно-температурных свойств от соотношения содержания в нефти смолисто-асфальтеновых веществ к парафиновым углеводородам и режимов акустического воздействия.

Для осуществления сонохимического воздействия на НДС сконструирован ряд высокоэффективных проточных промышленных реакторов, которые обеспечивают возможность введения присадок непосредственно в процессе обработки. На рис. 5 приведены схемы компоновки двух сонохимических модулей, позволяющая понизить температуру застывания нефти на 10–25 °С.

Проведены опытно-промышленные испытания созданных прототипов проточных реакторов, определены режимные и технологические параметры обработки, выбор оптимальной конструкции оборудования, а также уточнены состав и свойства присадок.

Заключение

1. Разработаны, экспериментально проверены и прошли апробацию в промышленных условиях научно-технические решения, обеспечивающие повышение эффективности транспортировки высоковязкой и тяжелой нефти с использованием УЗ воздействия;
2. Установлена эффективность воздействия УЗ колебаний на реологические свойства тяжелых нефтей при совместном применении с химическими реагентами:
 - для нефтей с низким содержанием парафиновых углеводородов, повышенным содержанием смолистых компонентов комбинированное воздействие реагента (толуол, Р-12, и др.) и ультразвука позволяет снизить вязкость нефти в 22,5 раза.
 - для нефтей с повышенным содержанием парафинафтеновых углеводородов комбинированное воздействие УЗО и химических реагентов приводит к неоднозначным результатам.
 - реологические параметры нефти сохраняются более 4 суток.
3. Созданы и испытаны:
 - автономная установка промышленного масштаба с гидродинамическим излучателем для снижения вязкости и температуры застывания нефтей;
 - опытно-промышленные УЗ модули в двух вариантах регулирования реологических свойств высоковязких нефтей при их транспортировке.
4. Достоинства сонохимической технологии:
 - УЗО данной нефти снижает ее вязкость примерно на 35–40 %;
 - сонохимическое воздействие позволит повысить эффективность реагента за счет синергетических эффектов, а также снизить их расход в 1,5–2 раза (в зависимости от реагента).
 - парафины после УЗО эмульгируют в нефть, что уменьшает их выпадение в трубе на 20 %; предотвращает их налипание на стенки трубопровода [18];
 - учитывая способность обработанной нефти сохранять низкую эффективную вязкость в течение не менее 30 ч, можно утверждать, что использование предлагаемой технологии позволяет сократить количество тепловых станций;
 - снизить мощность промежуточных насосных станций магистральных трубопроводов за счет уменьшения статической энергии сдвига на 74 % [18];
 - экономический эффект при внедрении данной разработки обусловлен возможностью транспорта при пониженных температурах нефтей, имеющих высокую температуру застывания, и снижением при этом энергетических затрат [4].
5. Разработанную сонохимическую технологию и оборудование целесообразно использовать при транспортировке высоковязких нефтей по локальным трубопроводам от узлов добычи нефти до магистральных нефтепроводов. ●

ФАКТЫ

В 1,5-2 раза

снижается расход реагента, а также повышается его эффективность за счет синергетических эффектов в результате применения сонохимического воздействия

Литература

1. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2018 году». М.: Минприроды России; НП «Кадастр», 2019. 844 с.
2. Syunyaev, R.Z., Safieva, R.Z., Safin, R.R. 2000. The influence of the internal structure and dispersity to structural-mechanical properties of oil systems // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2000. Vol. 26. P. 3139.
3. Муллакаев М.С. Современное состояние проблемы извлечения нефти // *Современная научная мысль*. 2013. № 4. С. 185191.
4. Муллакаев М.С., Муллакаев Р.М., Волкова Г.И. Технично-экономическое обоснование сонохимической технологии транспортировки высоковязких нефтей // *Современная научная мысль*. 2019. № 3. С. 222231.
5. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация добычи и переработки нефти. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. 168 с.
6. Mullakaev M.S. Ultrasonic intensification of the processes of enhanced oil recovery, processing of crude oil and oil sludge, purification of oil-contaminated water. M.: HELRI, 2018. 376 p.
7. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтесодержащих вод и переработки нефтешламов. М.: НИИ ИЭП, 2019. – 412 с.
8. Волкова Г.И., Прозорова И.В., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В., Муллакаев М.С., Абрамов В.О. Ультразвуковая обработка нефтей для улучшения вязкостно-температурных характеристик // *Нефтепереработка и нефтехимия*. 2012. № 2. С. 3–6.
9. Волкова Г.И., Ануфриев Р.В., Юдина Н.В., Муллакаев М.С. Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти. *Neftegaz.RU*. – 2015. – № 3. – С. 20–23.
10. Муллакаев М.С., Абрамов В.О., Волкова Г.И., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Исследование влияния ультразвукового воздействия и химических реагентов на реологические свойства вязких нефтей // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2010. № 5. С. 31–34.
11. Муллакаев М.С., Абрамов В.О., Градов О.М., Новоторцев В.М., Еременко И.Л. Исследование воздействия ультразвуковой обработки и химических реагентов на реологические свойства нефти Лузановского месторождения // *Нефтепереработка и нефтехимия*. 2011. № 11. С. 2328.
12. Mullakaev M.S., Volkova G.I., Gradov O.M. Effect of ultrasound on the viscosity-temperature properties of crude oils of various compositions // *Theoretical Foundations of Chemical Engineering*. – 2015. Vol. 49. No. 3. P. 287–296.
13. Mullakaev, M.S., Asylbaev D.F., Prachkin V.G. Volkova G.I. Influence of Ultrasound and Heat Treatment on the Rheological Properties of Ust-Tegusskoe Oil // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2014. Vol. 49. Issue 910. P. 584587.
14. Volkova G.I., Anufriev R.V., Yudina N.V. Effect of ultrasonic treatment on the composition and properties of waxy high-resin oil. *Petroleum Chemistry*. 2016. T. 56. № 8. С. 683–689.
15. Anufriev R.V., Volkova G.I. Structural and mechanical properties of highly paraffinic crude oil processed in high-frequency acoustic field // *Key Engineering Materials*. 2016. Vol. 670. P. 55–61.
16. Муллакаев, М.С. Изучение воздействия кавитации на реологические свойства тяжелой нефти / М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов, В.М. Баязитов, Д.А. Баранов, В.М., Новоторцев, И.Л. Еременко // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2011. № 5. С. 24–27.
17. Ершов М.А., Муллакаев М.С., Баранов Д.А. Снижение вязкости нефти с применением ультразвуковой обработки и химических реагентов // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2011. № 4. С. 22–26.
18. URL: <http://zvekprogress.com/ru/hydroacoustic-equipmentand-technologies.html> (дата обращения: 22.12.2018).

KEYWORDS: *high-viscosity oil, transportation of hydrocarbons, ultrasonic module, rheological properties of oil, sonochemical technology.*



РОССИЯ ВПЕРВЫЕ ПРОДАСТ ГАЗ ТУРЦИИ ПО СПОТОВЫМ ЦЕНАМ



Нуран Эркул Кая

«Газпром экспорт», которая до настоящего времени продавала природный газ в Турцию по долгосрочным контрактам с нефтяной индексацией, провела аукцион на своей электронной платформе по первой спотовой продаже газа в Турцию.

В последние годы на рынках природного газа место долгосрочных контрактов, привязанных к ценам на нефть,



начали занимать краткосрочные и спотовые контракты с гибкими условиями. По мере увеличения за веса спотовой торговли, привязанной к биржевым котировкам, мировые цены на природный газ значительно снизились.

В то время как Турция в этот период отдавала предпочтение импорту более дешевого СПГ, Управление по регулированию энергетического

рынка Турции в прошлом году проложило путь для спотового импорта трубопроводного газа.

По итогам торгов «Газпром экспорт» достиг соглашения с компанией, сделавшей предложение, на поставку 700 тыс м³ природного газа в Турцию в декабре этого года.

Тот факт, что Россия, один из крупнейших поставщиков газа, включила Турцию в эту платформу, важен с точки зрения роли страны в регионе.

ЕВРОПА ПРОСИТ РОССИЮ ОТКРЫТЬ ГРАНИЦЫ ДЛЯ БИЗНЕСА



Андерс Морд

Девять европейских торговых организаций написали совместное письмо в российское правительство. Они просят разработать новый упрощенный механизм деловых поездок. Коронавирус с его ограничениями сильно осложнил ведение бизнеса, но и лишиться торговли с Россией европейцы не хотят. Согласно последнему отчету финско-российской торговой палаты, 40 % предпринимателей сообщили о сокращении оборота.

В письме европейский бизнес призывает Москву смягчить ограничения для тех, кто совершает деловые поездки между Россией и ЕС. Германия уже некоторое время активно пытается решить эту проблему. Представители европейского бизнеса в России также отправили свой запрос в Европейскую комиссию.

Если правила для деловых поездок будут смягчены, это, по всей вероятности, коснется также и российских предпринимателей, которые ведут бизнес в ЕС.

ЛИВИЙСКАЯ НЕФТЬ УГРОЖАЕТ ПЛАНУ МОСКВЫ И ЭР-РИЯДА?



Ахмад Фаузи Салим

Запасы ливийской нефти – крупнейшие в Африке, а низкая стоимость добычи делает этот регион очень привлекательным для инвестиций. Самые мощные нефтяные компании Саудовской Аравии и России выступили со множеством инициатив для стабилизации нефтяного рынка, который подвергся серьезным вызовам.



Мировые СМИ то и дело сообщают о неожиданном возобновлении добычи ливийской нефти на фоне установления статус-кво в зоне египетской красной линии. Мировые державы прилагают все усилия для сдерживания амбиций Ливии по максимальному увеличению объема добываемой нефти. В настоящее время он достиг 800 тыс барр в сутки.

В настоящее время страна намерена увеличить объем добычи нефти до 1,3 млн барр к началу 2021 г. По мнению экспертов, Ливия не будет соблюдать квоту на добычу нефти, согласованную в ОПЕК, и может отказаться от обязательств на фоне давления со стороны Саудовской Аравии и России. С учетом ситуации, в которой находится страна, когда добыча нефти была практически полностью приостановлена, она может использовать любую отговорку для дальнейшего увеличения добычи. Международное сообщество относится к этому с пониманием и сочувствует ливийцам. ●

О ПОЛНОЙ ФОРМЕ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ и природе зоны аномалии вязкости нефти

ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРОБЛЕМЫ ОПИСАНИЯ ХАРАКТЕРА ТЕЧЕНИЯ НЕФТЕЙ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР И СКОРОСТЕЙ СДВИГА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕКУЧЕСТИ ПОТОКА И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ХОЛОДНОГО ПУСКА НЕФТЕПРОВОДА ПОСЛЕ ДЛИТЕЛЬНОЙ ОСТАНОВКИ. ПРОВЕДЕНЫ АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ, ВКЛЮЧАЮЩИЕ ОБЗОР ИМЕЮЩИХСЯ В ЛИТЕРАТУРЕ ДАННЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ БОЛЕЕ РАННИХ РАБОТ, А ТАКЖЕ АНАЛИЗ ОПЫТНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ, ПОЛУЧЕННЫХ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА РОТАЦИОННОЙ ВИСКОЗИМЕТРИИ. В ЧАСТНОСТИ, ДОКАЗАНО НАЛИЧИЕ ЗОНЫ АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ ДЛЯ МАЛОПАРАФИНИСТЫХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ ЛАБОРАТОРНЫХ ИСПЫТАНИЙ МОДЕЛЬНЫХ СМЕСЕЙ ТОВАРНЫХ НЕФТЕЙ И ИХ УТЯЖЕЛЕННЫХ ПРОБ. ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ СОЗДАНИЯ БОЛЕЕ АДАПТИВНЫХ РЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ, АППРОКСИМИРУЮЩИХ ПОЛНУЮ КРИВУЮ ТЕЧЕНИЯ НЕФТЕЙ, ВКЛЮЧАЯ ЗОНУ АНОМАЛИИ ВЯЗКОСТИ В НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ ХОЛОДНОГО ПУСКА, ПРОЯВЛЯЮЩУЮСЯ ПРИ ДОСТИЖЕНИИ ОПРЕДЕЛЕННОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ДАЖЕ НА МАЛОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЯХ. ПО РЕЗУЛЬТАТАМ РАБОТЫ ВЫДЕЛЕНЫ НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МНОГОФАКТОРНЫЕ РЕОЛОГИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ПОЛНОЙ ФОРМЫ РЕОЛОГИЧЕСКОЙ КРИВОЙ В ШИРОКОМ ДИАПАЗОНЕ ТЕМПЕРАТУР И СКОРОСТЕЙ

WE PRESENT THE RESULTS OF INVESTIGATIONS ON THE PROBLEM OF DESCRIBING THE NATURE OF THE FLOW OF OILS AT LOW TEMPERATURES AND SHEAR RATES FOR PREDICTING FLOW FLUIDITY AND DETERMINING THE PARAMETERS OF A COLD START OF THE OIL PIPELINE AFTER A LONG SHUTDOWN. ANALYTICAL AND EXPERIMENTAL STUDIES HAVE BEEN CARRIED OUT INCLUDING A REVIEW OF THE RHEOLOGICAL TEST DATA AVAILABLE IN THE LITERATURE FROM EARLIER WORKS, AS WELL AS AN ANALYSIS OF THE EXPERIMENTAL DEPENDENCES OBTAINED USING THE METHOD OF ROTATIONAL VISCOSIMETRY. IN PARTICULAR, THE PRESENCE OF A ZONE OF VISCOSITY ANOMALY FOR LOW-PARAFFINIC AND HEAVY OILS WAS PROVED ON THE BASIS OF LABORATORY TEST DATA OF MODEL MIXTURES OF COMMERCIAL OILS AND THEIR WEIGHTED SAMPLES. THE NECESSITY OF CREATING MORE ADAPTIVE RHEOLOGICAL MODELS APPROXIMATING THE FULL OIL FLOW CURVE, INCLUDING THE VISCOSITY ANOMALY ZONE IN THE UNSTEADY COLD START MODE, WHICH MANIFESTS ITSELF WHEN A CERTAIN TEMPERATURE IS REACHED, EVEN ON LOW-PARAFFIN OILS, HAS BEEN SUBSTANTIATED. ACCORDING TO THE RESULTS OF THE WORK, THE MOST PROMISING MULTIVARIATE RHEOLOGICAL MODELS HAVE BEEN IDENTIFIED TO DESCRIBE THE FULL SHAPE OF THE RHEOLOGICAL CURVE IN A WIDE RANGE OF TEMPERATURES AND SPEEDS

Ключевые слова: *характер течения нефти, транспортировка в условиях низких температур, холодный пуск нефтепровода, малопарафинистая нефть, реологическая модель.*

Десяткин Денис Прохорович
магистрант группы ММТ51-19-02, кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа», факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Харрасов Булат Гамилеви
магистрант группы ММТ51-19-01, кафедра «Транспорт и хранение нефти и газа», факультет трубопроводного транспорта, ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет

Перекачка нефти в условиях низких температур по трубопроводам без тепловой изоляции связана не только с высокими энергозатратами, но и риском «заморозки» длительно простаивающих участков нефтепровода, удаленных от пунктов подогрева. При этом, кроме упомянутого критического варианта, даже при сохранении текучести нефти, возросшая эффективная вязкость уже может достигать критических значений, при которых необходимое пусковое давление для возобновления перекачки в лучшем случае будет превышать располагаемые мощности насосно-силовых агрегатов станции, а в худшем – вовсе ограничено лимитирующими участками, требующими ремонта и замены с низкой несущей

способностью, выявленной по результатам диагностического обследования. В случае перекачки высокопарафинистых застывающих нефтей, таже склонных к интенсивному образованию отложение, снижение эффективного внутреннего диаметра значительно усугубляет проблему. В результате – для осуществления холодного пуска участка нефтепровода потребуется преодолеть многократно возросшее гидравлическое сопротивление, вызванное одновременным ростом вязкости нефти и снижением гидравлического радиуса трубопровода. Проблема отложений с целью проведения гидравлического расчета может до достаточной для решения задачи степени точности решена путем использования расчетных

УДК 544

ТАБЛИЦА 1. Результаты входного контроля испытуемой пробы нефти

№	Измеряемый параметр	Значение параметра	Размерность
1	Плотность	821,6	кг/м³
2	Начало кипения	46,3	°C
3	Легкие фракции до 300 °C	41,0	% об.
4	Содержание парафинов	34,3	% масс.
5	Температура застывания	30	°C
6	Кинематическая вязкость при 30 °C	58,39	мм²/с

ТАБЛИЦА 2. Реологические параметры уравнения Балкли-Гершеля

№	Параметр уравнения	Значение параметра	Размерность
1	Начальное напряжение сдвига, τ_0	10,30	Па
2	Мера консистентности, Па·с ⁿ	0,978	Па·с ⁿ
3	Степенной показатель, n	0,606	–

значений эффективного диаметра или эквивалентной длины трубопровода, в то время как определение реологических параметров текучести холодного потока требует применения сложных моделей, точно описывающих нестационарное течение холодного потока в момент пуска, характеризующегося сверхнизкими градиентами сдвига. Наличие тиксотропных свойств у застывающих нефтей, приводящих к структурированию прочных парафиновых кристаллов в объеме потока и пристенной зоне, приводит к появлению статического напряжения сдвига, усилия, необходимого для начала течения, характеризующего высокими касательными напряжениями сдвига, значения которых возрастают не только со снижением температуры окружающей среды, но и при увеличении времени вынужденного простоя неизотермического участка нефтепровода.

Актуальность и текущее состояние вопроса

Первые отечественные труды, посвященные вышеуказанным проблемам, опубликованные еще в советское время, связаны с «горячим» магистральным нефтепроводом «Узень – Атырау – Самара» («Узень – Гурьев – Куйбышев»), предназначенного для перекачки высокопарафинистых нефтей месторождений Узень и Жетыбай в Западном Казахстане. Предложенная технология горячей

перекачки вязких застывающих нефтей путем ее предварительно подогрева впоследствии претерпела ряд изменений, в том числе по причине открытия месторождений высоковязкой битуминозной нефти полуострова Бузачи [1–2].

Несмотря на значительное снижение температуры застывания (начала потери текучести) западноказахстанской товарной смеси за счет естественного депрессорного эффекта высокомолекулярных компонентов тяжелых нефтей по отношению к выпадающим кристаллам парафина, проблемы текучести потока в условиях низких температур после длительной остановки участка не позволили отказаться от метода горячей перекачки [3–5].

Невозможность эффективной реализации технологии термообработки из-за сравнительно низкого уровня развития техники и показателей надежности теплообменного оборудования также стали причиной неэффективности широко внедряемых методов химической обработки из-за недостаточных

температур предварительного прогрева нефти при введении депрессорных присадок [6–8].

Результаты многочисленных научных трудов, направленных на решение проблемных вопросов и эксплуатационных задач горячей перекачки, легли в основу для создания нормативно-технических документов и методики расчета для определения оптимальных параметров режимов горячих нефтепроводов [9].

Последующий негативный опыт эксплуатации первого отечественного «горячего» нефтепровода «Узень – Атырау – Самара» показал, что вопросы холодного пуска нефтепровода после его длительной остановки требуют более детального и глубокого изучения течения высоковязких застывающих нефтей в условиях низких температур перекачки, характеризующихся возникновением статического напряжения сдвига и проявлением тиксотропных свойств [10–11].

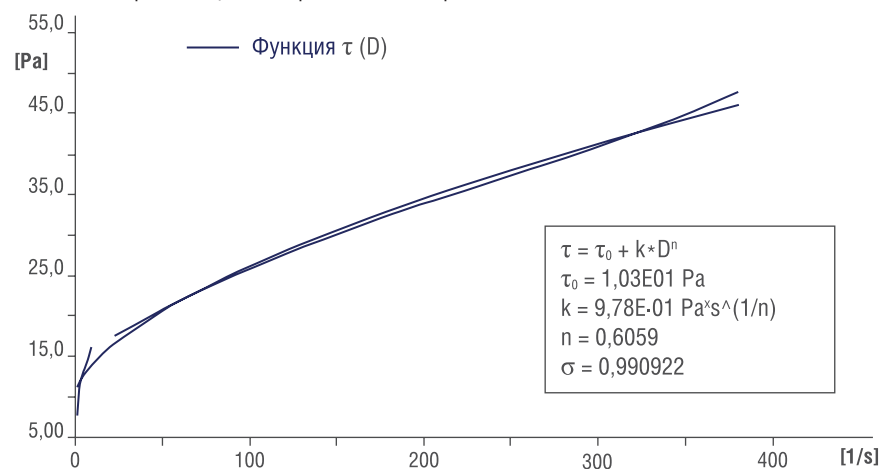
Развитие теории коллоидных дисперсных систем, образуемых нефтями, и программных методов построения диаграмм фазового равновесия флюидов при современных возможностях ротационной вискозиметрии положили начало так называемой практической реологии, основанной на аппроксимации опытных кривых течения в широком диапазоне температур и скоростей сдвига.

Аппроксимация полной кривой течения неньютоновских нефтей

В рамках настоящих исследование получены экспериментальные кривые течения высоковязких застывающих образцов Харьгинской нефти. Основные физико-химические свойства испытуемой пробы представлены в таблице 1.



РИС. 1. Аппроксимация экспериментальной кривой течения



На рисунке 1 представлена кривая течения, восстановленная по опытными данным, полученным на ротационном вискозиметре при температуре 20 °С. Параметры реологической модели для расчета значений эффективной вязкости пробы, полученные путем аппроксимации опытных точек с использованием уравнения Балкли-Гершеля, сведены в таблицу 2.

Как видно из рисунка 1, уравнение Балкли-Гершеля, рекомендуемое для определения реологических параметров и расчета эффективной вязкости нефти, в том числе в неньютоновской зоне, характерной высокопарафинистых застывающих нефтям при низких температурах [11], показывает высокую точность только лишь на прямолинейном участке кривой (коэффициент детерминации – 0,991), при этом в нелинейной вязкопластичной области для низких скоростей сдвига, характеризующих пусковой режим в начальный момент страгивания холодного потока при возобновлении перекачки после длительной остановки участка ее эффективность снижается. Примечательно также, что и для высоких скоростей сдвига уравнение Балкли-Гершеля противоречит физическому закону течения – при бесконечно высоких скоростях она будет стремиться к нулевому значению, что противоречит существующим теоретическим представлениям.

С целью повышения точности расчетов показателей текучести нефтей, в том числе в неньютоновской зоне течения, в работах [15–17] была предложена универсальная модель асимптотического вида,

эффективно аппроксимирующая сложную форму полной кривой течения, характерной для высокопарафинистых нефтей, область работы которой охватывает весь диапазон скоростей (рис. 2).

С целью описания полной кривой течения высоковязкой нефти авторами также была применена модель в виде степенного уравнения, но существенно отличная от широко известных моделей Балкли-Гершеля и Оствальда-де Вааля, которые по сути своей являются не физическими законами течения жидкостей, а лишь удобной формой регрессионной обработки данных экспериментальных кривых течения (непостоянство размерностей применяемых коэффициентов и потеря физического смысла уравнений – при бесконечно

высоких скоростях вязкость стремится к нулю, в то время как в действительности – минимальное значение вязкости будет ограничено линией consistency). Так для точной аппроксимации кривых течения нефти в зоне низких температур и скоростей авторами работы предложено использование следующих физически значимых параметров: τ_s , τ_d , μ (статического и динамического напряжений, пластической вязкости) позволяющих получить кривую, удовлетворяющую форме наклонной асимптоты, записанную в виде следующего уравнения:

$$\tau = \tau_d + \mu \dot{\gamma} - \frac{(\tau_d - \tau_s) \dot{\gamma}_{\Delta\tau/2}}{\dot{\gamma} + \dot{\gamma}_{\Delta\tau/2}}, \quad (1)$$

где τ_d – динамическое предельное напряжение сдвига;

τ_s – статическое предельное напряжение сдвига;

μ – пластическая (бингамовская) вязкость прямолинейного участка;

$\dot{\gamma}_{\Delta\tau/2}$ – значение скорости сдвига, при которой отклонение напряжения идентифицируемой кривой от прямолинейного участка равно половине разности динамического и статического напряжений.

Определение вязкости нефти с использованием асимптотической модели (2), не смотря на довольно сложную форму записи последней, легко поддается автоматизации, что значительно ускоряет расчеты и упрощает аппроксимацию экспериментальных кривых течения

РИС. 2. Вид предлагаемой асимптотической модели течения [15]

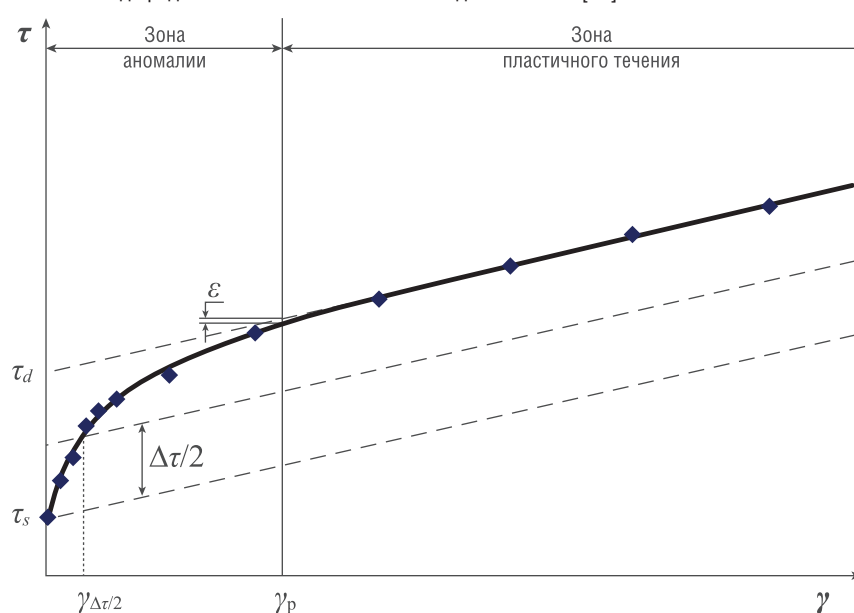
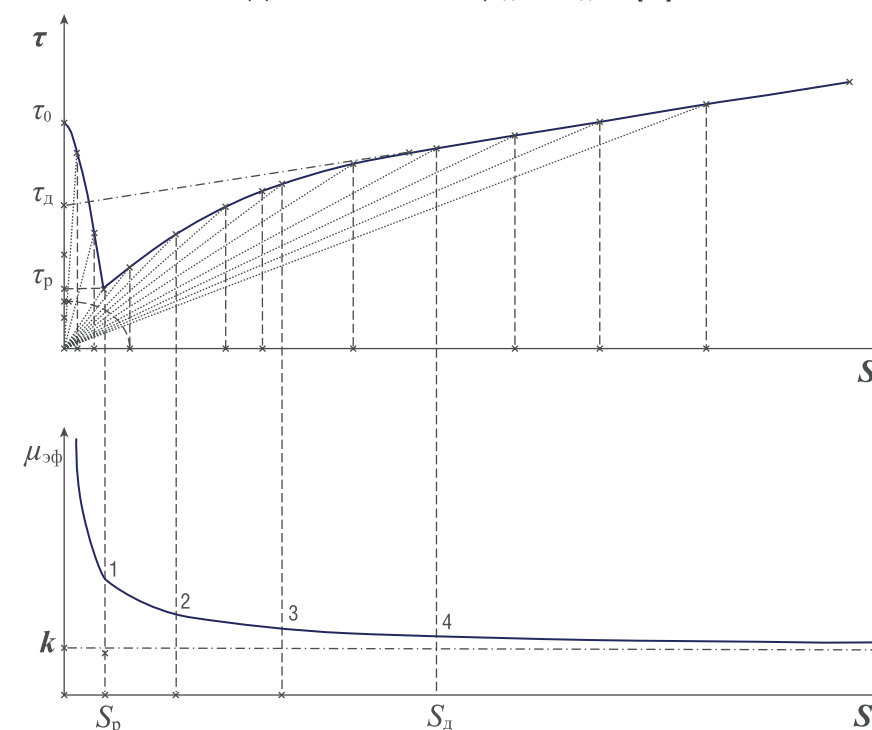


РИС. 3. Зависимость эффективной вязкости от градиента сдвига [12]



высоковязких и застывающих нефтей как для стационарных, так и пусковых режимов даже при низких температурах.

Аномалия вязкости в зоне сверхнизких скоростей сдвига

В работах [12–13] приведены результаты аналитических исследований, основанных на обобщении данных экспериментальных работ, представленных в различных источниках, указывающих на существование аномальной зоны

с пиками вязкости в области сверхнизких скоростей сдвига высокопарафинистых нефтей. Основной целью указанных исследований было установление границ применимости различных реологических моделей для эффективного описания течения высоковязких застывающих нефтей в широком диапазоне температур и скоростей сдвига (рис. 3). В частности, в работе [12] проведена корреляция между законом пропорциональности (моделью Ньютона) и существующими реологическими моделями, аппроксимирующими кривую течения жидкостей

в неньютоновской области низких скоростей сдвига, характеризующей режимы холодного пуска. Авторами была предложена гипотеза о возможном изменении тиксотропной структуры нефти, упрочняющейся в начальный момент пуска и впоследствии разрушающейся по мере увеличения градиента скорости сдвига.

Наиболее слабым местом вышеизложенных в статье доводов, является отличительная особенность проведения измерений методом ротационной вискозиметрии, а именно тот факт, что измерительная система прибора представляет соосные цилиндры с узким кольцевым зазором, где слой испытуемой пробы настолько мал, что объемные структурообразования в нем маловероятны даже при использовании насадок для высоковязких жидкостей

В более поздних трудах [14] тем же коллективом авторов был проведен ряд собственных экспериментальных исследований, основанных на испытаниях методами ротационной вискозиметрии образцов парафинистот товарной нефти, последовательно утяжеляемой путем отгона от нее легких фракций (рис. 4).

Целью данных исследований являлось установление зависимостей между показателями текучести нефти, не только от содержания высокомолекулярных компонентов (парафинов, смол и асфальтенов), но и от их взаимоотношения с легкими фракциями, характеризующего степень насыщения ими нефти.

РИС. 4. Кривые течения исходной (слева) и утяжеленной (справа) проб [14]

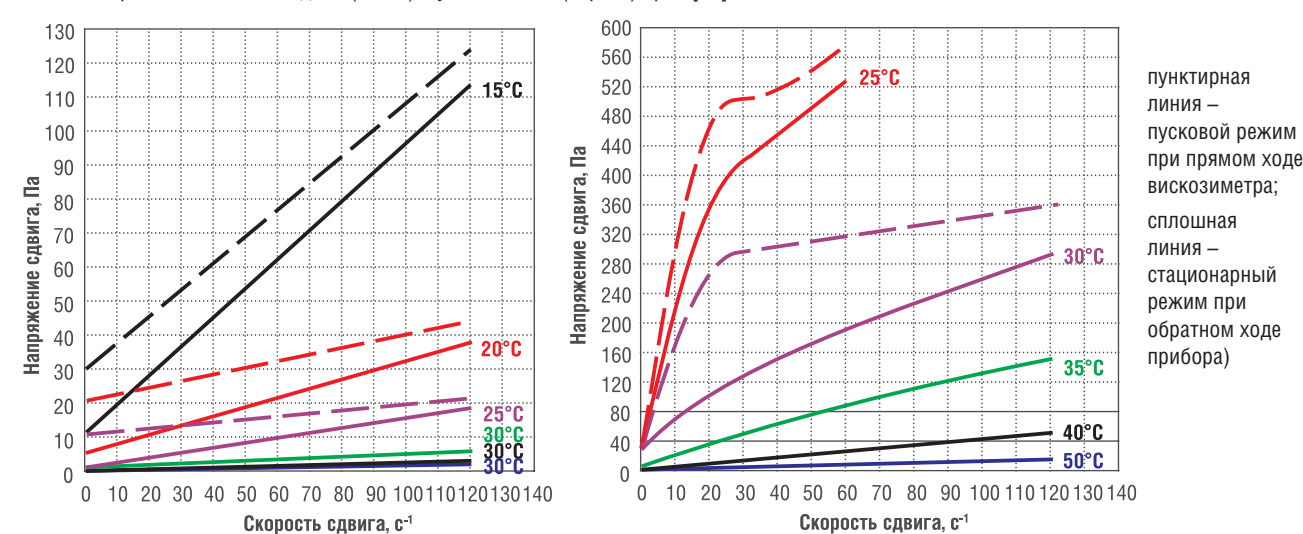
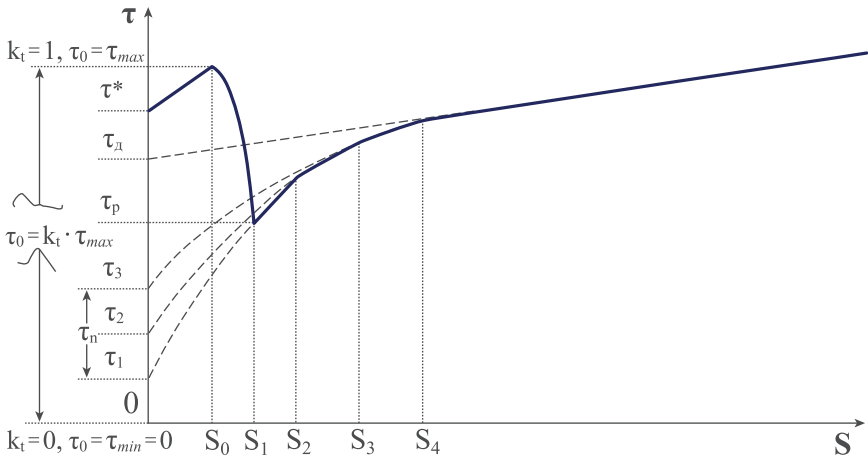


РИС. 5. Обобщенная модель течения нефтяной дисперсной системы [14]



Для описания сложных экспериментальных кривых течения, начальные участки которых характеризовались зонами аномалии вязкости с выраженным экстремумом, авторами работы представлена обобщенная форма реологической кривой как для ньютоновского, так и неньютоновского течения, учитывающая тиксотропные свойства высокопарафинистых нефтей – изменение статического напряжения сдвига в начальный момент холодного пуска нефтепровода (рис. 5).

Для описания изменчивого характера сложной реологической кривой, как и в работах [12–13] предложено использовать аппроксимационное уравнение Балкли-Гершеля с введением в него нового коэффициента состояния покоя k_t , характеризующего структуру нефти в зависимости от температуры и времени релаксации до начала теста, значение которого варьируется от нуля до единицы (при $k_t = 1$ значение статического напряжения сдвига стремится к максимуму):

$$\tau = k_t \cdot \tau_{max} + k \cdot S^n, \quad (2)$$

где τ – напряжение сдвига, Па;

k_t – коэффициент состояния покоя, характеризующий структуру нефти;

τ_{max} – максимально возможное статическое напряжение сдвига, Па;

k – мера консистенции;

S – скорость сдвига (градиент скорости), с⁻¹;

n – показатель поведения жидкости ($0 < n \leq 1$).

Недостатком модели (2), как и уравнения Балкли-Гершеля,

относящегося не к физическим законам (как модель Ньютона), а лишь к аппроксимационным уравнениям, является отсутствие их физического смысла из-за непостоянства степенных показателей для различных диапазонов измерений вязкости нефти. Оценить реальную эффективность применения вновь введенного коэффициента состояния покоя k_t , не представляется возможным, так как в работе результаты определения его значения по данным реологических испытаний не приводятся.

С целью исследования природы возникновения зон аномалии вязкости и оценки влияния содержания твердых парафинов на возможность ее проявления на начальных участках кривых течения, проведены дополнительные испытания методом ротационной

вискозиметрии с образцами разбавленной Харьягинской нефти (в качестве разбавителя была использована маловязкая товарная нефть Башкирских месторождений), показавшие, что даже при низкой концентрации высокозастывающей компоненты (не более 20 % об.) и сравнительно высоких температурах (15 °С) опытные кривые течения маловязкой модельной смеси характеризуются зонами аномалии вязкости с выраженными экстремумами при нестационарном пусковом режиме в начальный момент сдвига нефти (рис. 6).

Формы реологических кривых, полученные для различных температур на прямом ходу ротационного вискозиметра (пусковой нестационарный режим), представленные на рисунке 6, подтверждают возможность существования зон аномалии вязкости даже для нефтей с низким содержанием парафинов. Кривые течения полностью соответствуют представленной на рисунке 5 обобщенной форме реологической кривой и предложенному универсальной модели (2). Но с другой стороны – изложенные в работе [14] доводы о тиксотропной природе возникновения зоны аномалии вязкости являются необоснованными в связи со сравнительно невысоким содержанием парафинов в испытываемой пробе нефти, недостаточным для формирования прочной пространственной структуры.

РИС. 6. Кривые течения разбавленной пробы высокопарафинистой нефти

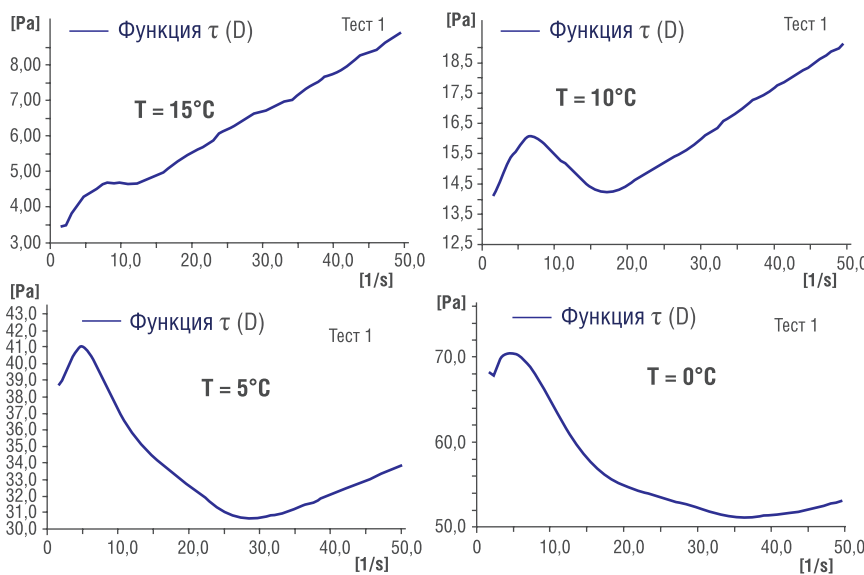
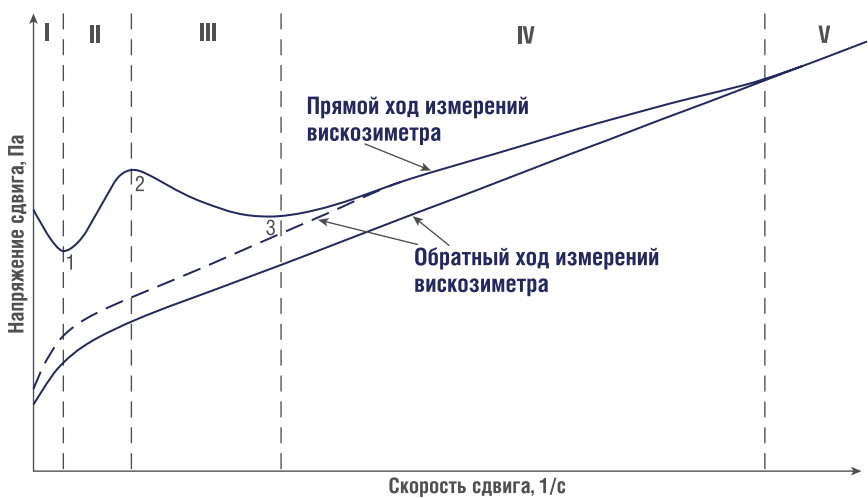


РИС. 7. Волновая реологическая модель гиперболического типа [18]



Заключение

Выявленные в ходе исследования противоречия между теоретическими представлениями о возникновении зоны аномалии вязкости и практическими результатами реологических испытаний на маловязких пробах товарной нефти, свидетельствуют об иной природе проявления экстремумов, характеризующих зоны аномалии вязкости при пусковых режимах в условиях низких температур.

Одними из первых попытку дать объяснение данному противоречивому факту предприняли на кафедре Транспорта и хранения нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета, связывая наличие зон аномалии вязкости и ярко выраженных экстремумов с волновой природой их возникновения, обусловленных конструкцией ротационных вискозиметров и инертностью их измерительной системы в режимах испытаний тиксотропных свойств и определения параметров холодного пуска [18]. Для подтверждения своих доводов, авторами работы была доработана ранее предложенная ими же асимптотическая модель гиперболического типа с использованием уравнения затухающих колебаний (рис. 7):

$$\tau = \tau_d + \mu \dot{\gamma} - \frac{(\tau_d - \tau_s) \cdot \dot{\gamma}^{\Delta\pi/2}}{\dot{\gamma} + \dot{\gamma}^{\Delta\pi/2}} + A_0 \cdot e^{-\beta \cdot \dot{\gamma}} \cos(w \cdot \dot{\gamma}), \quad (3)$$

где A_0 – амплитуда максимальных напряжений сдвига;

β – коэффициент затухания;

w – циклическая частота затухания колебаний.

$\tau_d, \tau_s, \mu, \dot{\gamma}^{\Delta\pi/2}$ – обозначения те же, что и в (1).

Как видно из рисунка 7, полная кривая течения поделена на 5 различных зон, из которых первые 3, характеризующие области аномалии вязкости (I–III), разграниченные экстремумами (τ_0 , точки 1–3) могут быть точно определены с использованием параметров уравнения затухающих колебаний (3). В частности, модель позволяет вычислить истинное значение начального напряжения сдвига непосредственно в момент пуска, что ранее не представлялось возможным и определялось методом линейной интерполяции, как среднее значение между фиксируемыми прибором экстремумами в области сверхнизких скоростей. ●

Авторы выражают признательность доцентам кафедры «Транспорта и хранения нефти и газа» Уфимского государственного нефтяного технического университета Каримову Р.М. и Ташбулатову Р.Р., под руководством которых проводятся настоящие исследования.

Литература

1. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Изменение технологии перекачки нефти на нефтепроводе «Узень – Атырау – Самара» с развитием нефтетранспортной системы Западного Казахстана // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. – № 2. – С. 9–14.
2. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Реологические особенности западноказахстанской нефтяной смеси // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – № 2. – С. 3–7.
3. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместный транспорт высоковязких и высокозастывающих нефтей Западного Казахстана по нефтепроводу

«Узень – Атырау – Самара» // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2012. – № 1. – С. 3–6.

4. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместная перекачка тяжелых и высокопарафинистых нефтей в смеси // Socar Proceedings (Научные труды). – Выпуск 2, 2018.
5. Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного состава нефти // Socar Proceedings (Научные труды). Выпуск 1, 2016.
6. Ревель-Муроз П.А., Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Совместное использование термических и химических методов воздействия при транспортировке высоковязких и застывающих нефтей // Socar Proceedings (Научные труды). – Выпуск 2, 2017.
7. Каримов Р.М., Заплатин А.В., Ташбулатов Р.Р. Использование витых теплообменников из змеевиков малого радиуса гiba для подогрева и термообработки нефти // Деловой журнал Neftegaz. ru. – Москва.: Изд-во ООО «Информационное агентство Нeftegaz.ру интернэшнл». – 2018. – № 12. – С. 45–49.
8. R M Karimov, R R Tashbulatov, A V Zaplatin. Coiled Heat Exchanger with Small Radius Bent Tubes for Controlled Heat Treatment of High Viscosity Waxy Oil // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 272 (2019) 022193, doi:10.1088/1755-1315/272/2/022193.
9. РД 39-30-139-79. Методика теплового гидравлического расчета магистральных трубопроводов при стационарных и нестационарных режимах перекачки ньютоновских и неньютоновских нефтей в различных климатических условиях.
10. РД 39-30-648-81. Методика определения пускового давления для нефтепроводов, транспортирующих парафиновые нефти.
11. РД-39-0147103-329-86. Методика определения реологических параметров высокозастывающих нефтей.
12. Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Особенности трубопроводного транспорта многокомпонентных систем // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 60–63.
13. Аджигитов А. Ш. О реологической кривой неньютоновской нефти. Нефть и Газ. – 2007. – № 3. – С. 53–56.
14. Бахтизин Р.Н., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н. Обобщенная кривая течения и универсальная реологическая модель нефти // Socar Proceedings (Научные труды). Выпуск 2, 2016.
15. Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н., Валеев А.Р. Аппроксимация реологической кривой в низкотемпературных зонах аномального течения неньютоновских нефтей с использованием асимптотической модели // Трубопроводный транспорт (Теория и практика). – № 4 (62). – 2017.
16. Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Мастобаев Б.Н., Валеев А.Р. Асимптотическая модель для описания реологической кривой неньютоновского течения нефтяных смесей // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья – 2017. – № 5 – С.14–23.
17. R. Tashbulatov, R Karimov, A. Valeev, A. Kolchin, B. Mastobaev. The Asymptotic Rheological Model of Anomalous Viscous Oil // Journal of Engineering and Applied Sciences, 2018. – Volume 13, Issue 7, pp. 5502-5506.
18. Ташбулатов Р.Р., Каримов Р.М., Валеев А.Р., Мастобаев Б.Н. Моделирование реологических свойств тиксотропных нефтей при прямом ходе измерений на вискозиметрах ротационного типа для оценки пусковых режимов работы магистрального нефтепровода // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 80–85.

KEYWORDS: oil flow pattern, transportation at low temperatures, cold start of the pipeline, low-paraffin oil, rheological model.

ГОРЯЧАЯ ПЕРЕКАЧКА

Повышение эффективности работы нефтепроводов при перекачке битуминозной нефти

В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН УНИВЕРСАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРАНСПОРТИРОВКИ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ТЕХНОЛОГИИ «ГОРЯЧЕЙ» ПЕРЕКАЧКИ, ПЕРЕКАЧКИ С УГЛЕВОДОРОДНЫМ РАЗБАВИТЕЛЕМ И ИХ КОМБИНАЦИИ С УЧЕТОМ МИНИМАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ

THE ARTICLE PROPOSES AN UNIVERSAL ALGORITHM TO DETERMINE THE OPTIMAL PARAMETERS OF TRANSPORTATION OF BITUMINOUS OIL WITH USING OF THE TECHNOLOGY OF «HOT» PUMPING, PUMPING WITH A HYDROCARBON THINNING AGENT AND THEIR COMBINATION WITH THE MINIMUM OPERATIONS EXPENSES

Ключевые слова: высоковязкая нефть, концентрация углеводородного разбавителя, температура подогрева нефти, экономическая эффективность.

**Чухарева
Наталья Вячеславовна**

Национальный исследовательский
Томский политехнический
университет,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Отделение нефтегазового дела,
доцент, к.х.н.

**Черных
Владислав Тимурович**

Национальный исследовательский
Томский политехнический
университет,
Инженерная школа природных
ресурсов,
Отделение нефтегазового дела

За последнее десятилетие мировое сообщество отмечает повсеместную тенденцию возрастания доли высоковязких битуминозных нефтей (БН) в общих объемах добычи. Этот вопрос актуален и для РФ за счет изменения качества сырья на территориях-донорах [1], являющихся, на сегодняшний момент, ключевыми поставщиками жидких углеводородов в систему магистральных нефтепроводов, на другие виды транспорта и НПЗ. Указанная динамика способствует стимулированию нефтяных компаний различными государственными программами с поддержкой проектов, связанных с разработкой новых технологий, интенсифицирующих добычу нетрадиционных ресурсов, их подготовку и транспорт на большие

расстояния [2], что, в свою очередь, находится в тесной взаимосвязи с энергопотреблением и накладывает определенные дополнительные затраты при решении обозначенных вопросов.

Другой важной составляющей является то, что климатическим районам, на территории которых находятся в эксплуатации месторождения БН и артерии дальнего транспорта, характерны резкопеременные термобарические условия окружающей среды. Это существенно осложняет условия транспортировки высоковязких сред [3, 4] и требует применения специальных технологических решений.

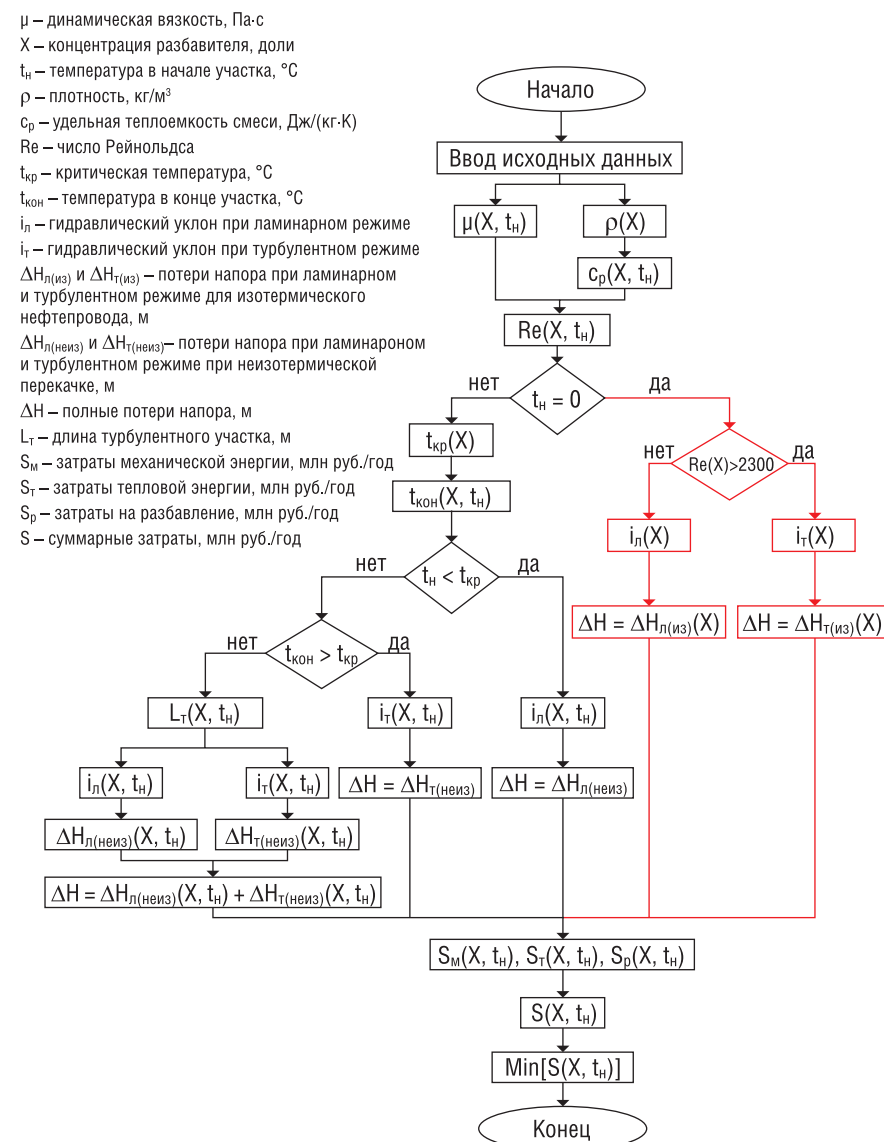
Современные подходы к управлению перекачкой БН, свидетельствуют о важном влиянии процессов теплопереноса, обусловленных градиентом температурного поля, профилем трубопроводов (ТП) и правильным выбором мер, необходимых для поддержания заданной температуры. Все это формирует комплекс мер инженерной защиты ТП БН с привязкой к различным технологическим режимам [5]. Тем не менее, несмотря на многоплановый подход к решению указанной проблемы, актуальность энергосберегающих технологий, остается высокой.

Исходя из вышеуказанного, целью работы является разработка алгоритма, позволяющего осуществлять выбор оптимальной технологии перекачки БН с минимизацией эксплуатационных затрат (ЭЗ) предприятия трубопроводного транспорта.

Для этого обозначим разницу между легкозастывающими и высоковязкими (или БН) нефтями. Согласно [6, 7], отличительной особенностью первых является большое количество в их составе парафиновых соединений (углеводороды от C15 и выше) при относительно невысоком уровне смол и асфальтенов, что, зачастую, позволяет классифицировать их по параметру плотности, как «легкие или средние» нефти. Другими словами, объем парафинов не является определяющим в понимании «тяжести», в отличие от БН, для которых характерно резкое увеличение смолистоасфальтеновых веществ (до 40 %) при пониженной концентрации парафинистых соединений (до 1,5 %) [8, 9]. БН, в соответствии с [10–12], имеют плотность выше 895 кг/м³ и вязкость более 10 Па·с в пластовых условиях.

Как свидетельствуют данные литературного обзора, при перекачке высоковязких сред широко используют разные технологии, наиболее универсальными и широко применимыми из которых, согласно [13–16], являются перекачка с углеводородным разбавителем (ПУР) и «горячая» перекачка (ГП). Но следует отметить, что применение технологии ПУР может быть не всегда доступно из-за отсутствия рядом расположенных

РИС. 1. Алгоритм расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки БН с учетом минимальных ЭЗ



газоконденсатных или иных поставщиков легких углеводородов.

Несмотря на указанные ограничения, данные методы были взяты ПАО «Транснефть» за основу и заложены в математический аппарат, позволяющий рассчитывать потери напора на трение и распределение температуры нефти по длине ТП, что отражено в РД-75.180.00-КТН-198-09 [17]. Но такого решения оказалось недостаточно, вследствие неучтенной в данном НТД неизотермичности течения и изменения характеристик БН при разбавлении, о чем было отмечено в работах [18, 19].

Проведенные авторские исследования [19] свидетельствуют, что при решении задачи о выборе наименее затратной технологии для транспортировки БН

возможно учитывать изменения количественных и качественных параметров перекачиваемого продукта (плотность, вязкость, удельная теплоемкость и др.) в зависимости от концентрации применяемого разбавителя. Это позволит с достаточно высокой точностью произвести расчет оптимальных параметров, необходимых для перекачки БН каждым методом.

Все вышеизложенное послужило причиной проведения унификации данных методик для расчета оптимальных параметров транспортировки БН при применении технологии ГП, ПУР и комбинированной перекачки (КП) с учетом минимальных ЭЗ.

Данное решение было реализовано в виде следующего алгоритма (рис. 1).

УДК 621.65.053



Такой алгоритм позволяет свести затраты на перекачку, подогрев и разбавление БН, зависящие от температуры подогрева и концентрации разбавителя, до минимальных значений.

Суть расчета по указанному алгоритму состоит в определении температуры подогрева БН при ГП или определении концентрации разбавителя при выборе технологии ПУР, либо определение обоих параметров при комбинации методов.

Сложность при таких расчетах вызывает определение потерь напора с учетом неизомермичности течения, так как эти потери, вычисленные по обычным формулам гидравлики для изотермических нефтепроводов, могут заметно отличаться от реальных значений, что обусловлено свойством подогретой нефти постепенно остывать при ее перемещении по ТП. Одновременное падение температуры по длине и по радиусу ТП приводит к увеличению вязкости транспортируемой среды и деформации профиля скоростей по сечению трубы [20]. Все это обуславливает рост потерь на трение, которые в соответствии с [18] могут быть представлены как:

$$H_{л(неуз)}(X, t_n) = H_{л}(X, t_n) \cdot \Delta_{r_л} \cdot \Delta_{l_n}, \quad (1)$$
$$H_{т(неуз)}(X, t_n) = H_{т}(X, t_n) \cdot \Delta_{r_т} \cdot \Delta_{l_t}, \quad (2)$$

где $H_{л(неуз)}(X, t_n)$ и $H_{т(неуз)}(X, t_n)$ – потери напора соответственно при ламинарном и турбулентном режиме течения при неизотермической перекачке нефти с температурой подогрева t_n и концентрацией разбавителя X , м;

$H_{л}(X, t_n)$ и $H_{т}(X, t_n)$ – потери напора соответственно при ламинарном и турбулентном режиме течения при изотермической перекачке нефти с температурой на всем участке нефтепровода t_n и концентрацией разбавителя X , м;

$\Delta_{r_л}$ и $\Delta_{r_т}$ – поправки на неизомермичность в радиальном направлении соответственно при ламинарном и турбулентном режиме течения (обычно для турбулентного режима поправка примерно равна 1, а для ламинарного – 0,9);

Δ_{l_n} и Δ_{l_t} – поправки на неизомермичность в осевом (продольном) направлении соответственно при ламинарном и турбулентном режиме течения.

ТАБЛИЦА 1. Исходные данные, принятые для расчетов

Наименование показателя	Значение показателя
Массовый расход нефти G, млн т/год	10
Внутренний диаметр нефтепровода d, мм	510
Длина участка нефтепровода L, км	18
Температура окружающей среды t ₀ , °С	0
Температура застывания нефти t _{заст.} , °С	18
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при турбулентном режиме перекачки КТ, Вт/(м²·К)	13,76
Коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки КЛ, Вт/(м²·К)	12,38
Стоимость единицы механической энергии σ _м , руб/(Вт·с)	3,9·10 ⁻⁷
Стоимость единицы тепловой энергии σ _т , руб/(Вт·с)	1,5·10 ⁻⁷
Стоимость единицы массы разбавителя, σ _р , руб/кг	4·10 ⁻³
КПД насосного оборудования η _н , доли	0,76
КПД теплового оборудования η _т , доли	0,79
Плотность нефти при 20 °С ρ _н , кг/м³	964
Плотность разбавителя при 20 °С ρ _р , кг/м³	911
Динамическая вязкость нефти при 20 °С μ _н , Па·с	2,753
Динамическая вязкость разбавителя при 20 °С μ _р , Па·с	0,101

Тогда поправка на неизомермичность потока в осевом (продольном) направлении при ламинарном и турбулентном режиме составит:

$$\Delta_{l_л} = \frac{e^{um(t_n - t_0)} \cdot Q_n \cdot (1 + X) \cdot \rho(X) \cdot C_p(X, t_n)}{K_л \cdot \pi \cdot d \cdot L} \cdot \{Ei[-um(t_x - t_0)] - Ei[-um(t_k - t_0)]\}, \quad (3)$$

$$\Delta_{l_т} = \frac{e^{um(t_n - t_0)} \cdot Q_n \cdot (1 + X) \cdot \rho(X) \cdot C_p(X, t_n)}{K_т \cdot \pi \cdot d \cdot l} \cdot \{Ei[-um(t_n - t_0)] - Ei[-um(t_y - t_0)]\}, \quad (4)$$

где u – показатель крутизны вискограммы, К⁻¹;

m – показатель режима течения (принимается из справочников);

t_n – начальная температура подогрева нефти, °С;

t_0 – температура окружающей среды, °С;

Q_n – объемный расход нефти, м³/с;

X – относительное количество разбавителя;

$\rho(X)$ – плотность смеси из нефти и разбавителя с концентрацией X , кг/м³;

$C_p(X, t_n)$ – удельная теплоемкость смеси при температуре t_n и концентрации разбавителя X , Дж/(кг·°С);

$K_л$ – коэффициент теплопередачи от нефти в окружающую среду при ламинарном режиме перекачки, Вт/(м²·К);

d – внутренний диаметр нефтепровода, м;

L – длина участка нефтепровода, м;

Ei – интегральная показательная функция Эйлера (принимается из справочников);

$t_x = t_n$, если на всем участке нефтепровода режим течения ламинарный, °С;

$t_x = t_{кр}(X)$, если существует участок с турбулентным режимом, °С;

$t_{кр}(X)$ – критическая температура, при которой ламинарный режим течения нефти меняется на турбулентный при концентрации разбавителя X , °С.

t_k – температура в конце участка нефтепровода, °С;

$t_y = t_k$, если на всем участке нефтепровода режим течения турбулентный, °С;

ТАБЛИЦА 2. Зависимость ЭЗ от начальной температуры подогрева и концентрации разбавителя

t _н °С / X	ΔS, млн руб./год						
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,55
0	490,79	352,07	236,80	153,84	105,00	85,52	83,83
5	192,52	166,43	138,94	109,76	85,61	69,82	66,40
10	137,17	121,73	105,97	89,20	75,61	67,33	66,04
15	97,43	90,63	83,26	74,63	67,60	63,80	63,78
20	74,98	72,56	69,89	66,18	63,42	86,05	91,85
25	67,22	66,43	65,78	64,43	79,27	92,38	86,41
26	66,42	65,83	65,45	64,44	83,34	91,54	87,76
27	65,82	65,40	65,27	64,57	87,62	90,54	89,05
28	65,42	65,14	65,22	64,80	90,55	89,50	90,30
29	65,20	65,04	65,30	65,12	92,40	86,24	91,53
30	65,15	65,07	65,50	65,54	93,42	87,51	92,75
31	65,55	65,24	65,81	78,52	93,86	88,76	93,97
32	66,04	65,54	66,22	83,86	93,93	89,99	95,19
33	66,63	65,95	66,73	87,88	93,79	91,22	96,41

$t_y = t_{кр}(X)$, если существует участок с ламинарным режимом, °С;

Заметим, что параметры для перекачки БН в смеси с разбавителем без предварительного подогрева рассчитываем по формулам для изотермического режима течения, согласно рекомендациям [19]. При этом, потери напора вычисляем без учета поправок на неизомермичность течения (расчет оптимального количества разбавителя без учета подогрева указан красным цветом на рис. 1).

Проверка предложенного алгоритма была проведена на основе качественных показателей Ашальчинского месторождения [8]. В роли разбавителя принимали маловязкую карбоновую нефть в соответствии с характеристиками [21].

Исходные данные, принятые для расчетов, приведены в таблице 1.

Результаты расчетов

Полученные расчеты были сведены в две таблицы, в которых указаны все ЭЗ (в таблице 2 представлена часть полученных значений в зависимости от начальной температуры подогрева и концентрации разбавителя) и оптимальные параметры условий транспортировки для всех технологий перекачки БН с минимальными ЭЗ (таблица 2).

Красные ячейки свидетельствуют о всех ЭЗ, при которых не выполняется условие «конечная температура в конце участка нефтепровода выше температуры застывания БН». Следовательно, такие температурные параметры для подогрева нефти и такая концентрация разбавителя для обеспечения транспортировки неэффektivны. Желтыми ячейками выделены минимальные ЭЗ для метода ГП и КП, для которых вышеуказанное условие выполнимо.

В качестве сравнения ЭЗ, полученных методом ПУР по отношению к другим технологиям, мы пренебрегаем вышеуказанным условием и запишем значения параметров при перекачке БН с помощью разбавления в таблицу 3.

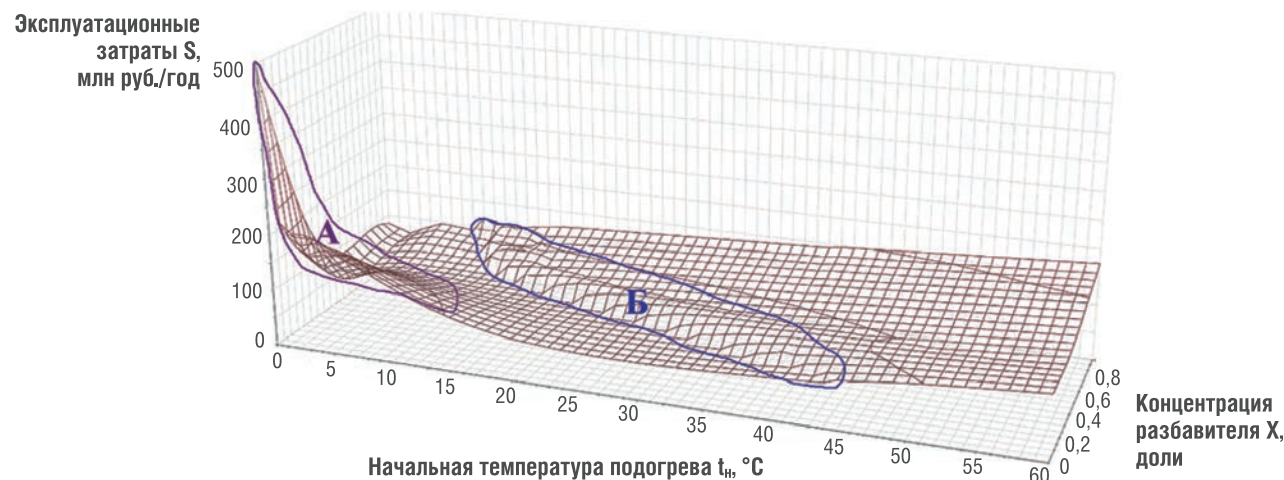
Полученные данные свидетельствуют, что общий объем затрат при применении технологий ГП, ПУР и комбинации методов, рассчитанный по предложенному алгоритму, может быть снижен по отношению к традиционной технологии транспорта без дополнительной обработки БН на 86,4 %, 82,9 % и 86,7 % соответственно.

Наиболее оптимальной технологией для перекачки БН указанного состава по ТП согласно таблице 3 является КП со следующими параметрами: начальная температура подогрева – 29 °С и концентрация разбавителя – 30 %.

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета оптимальных параметров при различных способах перекачки битуминозной нефти

Способ перекачки	Температура подогрева, °С	Концентрация разбавителя, %	Конечная температура, °С	Потери напора, м	Эксплуатационные затраты, млн. руб/год
Без применения технологий	0	0	0	9640	490,79
«Горячая» перекачка	33	0	18,5	286,8	66,63
Разбавление	0	55	0	800,6	83,83
Комбинированный способ	29	30	18,1	236,1	65,12

РИС. 2. Зависимость ЭЗ при перекачке БН от концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева



Применение данной технологии позволит существенно сократить ЭЗ, тем самым повысить ресурсоэффективность предприятия трубопроводного транспорта.

Результаты таблицы 2 далее были заложены в основу понимания динамики изменения ЭЗ в зависимости от исходной концентрации разбавителя и начальной температуры подогрева. В результате получена графическая зависимость (рис. 2).

На графике (рисунок 2) определена область резкого понижения ЭЗ (область «А»), связанная с уменьшением потерь напора в результате улучшения реологических характеристик перекачиваемой среды (понижение вязкости БН вследствие применения технологий ГП, ПУР или комбинации указанных методов). В области «Б» наблюдается скачкообразное возрастание ЭЗ, обусловленное увеличением потерь напора в связи с переходом перекачиваемой жидкости из ламинарного режима течения в турбулентный (развитие турбулентной диффузии).

Заключение

Составлен алгоритм, позволяющий рассчитать оптимальные параметры при использовании технологии «горячей» перекачки (температура подогрева), перекачки с углеводородным разбавителем (концентрация разбавителя) и комбинированном способе (температура подогрева и концентрация разбавителя). Предложенный алгоритм является универсальным

и может быть использован для выбора оптимальных условий перекачки БН с минимальными эксплуатационными затратами. ●

Литература

1. Ежеквартальные отчеты ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.tatneft.ru/aksioneram-i-investoram/raskritie-informatsii/ezhekvaralniye-otcheti?lang=ru> (дата обращения 25.07.2020).
2. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р «Энергетическая стратегия России на период до 2035 года» // Собрание законодательства РФ. – 2020.
3. Etherington, J.R. Is bitumen a petroleum reserve? / J.R. Etherington, I.R. McDonald // SPE paper 90242. – 2004.
4. Иншаков Р.С. Специфика разработки месторождений битуминозной нефти / Р.С. Иншаков, А.В. Балабуха // Теория и практика актуальных исследований. – 2016. – № 12. – С. 140–145.
5. Чехлов А. Н. Защита нефтепроводов в условиях распространения многолетнемерзлых грунтов / А.Н. Чехлов, Н.В. Чухарева // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2017. – № 12. – С. 34–37.
6. Карамышев В. Г. Подготовка высокопарафинистой нефти к трубопроводному транспорту / В.Г. Карамышев, Ф.А. Мамонов, Г.Х. Садуева // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2004. – № 63. – С. 72–74.
7. Вишняков В.А. Изменение свойств парафинсодержащих застывающих нефтей при низких температурах / В.А. Вишняков, Г.М. Орлова // Ашировские чтения. – 2019. – № 1 (11). – С. 313–314.
8. Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 10. – С. 68–71.
9. Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / И.И. Гусамов [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – № 10. – С. 207–211.
10. ГОСТ Р. 51858-2002. Нефть. Общие технические условия // М.: Госстандарт России. – 2002.
11. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.02.2016 № 3-р «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Минприроды России. – 2016.
12. Мусин К.М. Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, И.И. Амерханов // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – 2012. – № 80. – С. 56–65.
13. Зарипова Н. А. Исследование реологических свойств битуминозной нефти с целью повышения эффективности ее транспортировки / Н. А. Зарипова // Наука и инновации в технических университетах: материалы Одиннадцатого Всероссийского форума студентов, аспирантов и молодых ученых. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, 25–27 октября 2017. – 2017. – С. 15–17.
14. Рачевский Б.С. Высоковязкая тяжелая нефть – альтернатива традиционной нефти / Б.С. Рачевский, Ц. Бо // Транспорт на альтернативном топливе. – 2015. – №6. – С. 40–45.
15. Хамидоллаев Д.Т. Методы перекачки высоковязких нефтей / Д.Т. Хамидоллаев, Д.Б. Садакбаева // International scientific review. – 2015. – № 2 (3). – С. 30–32.
16. Ююкин Д.Ю. Способы перекачки высоковязкой нефти / Д.Ю. Ююкин, С.В. Григорьев // Гидравлические машины и системы транспортировки нефти и газа. – 2019. – № 1. – С. 124–128.
17. РД-75.180.00-КТН-198-09 Унифицированные технологические расчеты объектов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов: утв. ОАО «АК «Транснефть». – Введ. 2009-09-10. М.: Транснефть, 2009. – С. 203.
18. Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов: Справочное пособие / Б.Н. Мастобаев, А.М. Нечваль, М.М. Гареев [и др.]. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2017. – Т. 1. – 494 с.
19. Родин А.А. Оптимизация транспорта высоковязких нефтей в смеси с углеводородными разбавителями с заданной характеристикой насосной станции / А.А. Родин // Нефть, газ и бизнес. – 2009. – № 6. – С. 69–71.
20. Николаев А.К. Тепловые режимы перекачки нефти: монография / А. К. Николаев. – СПб.: Издательство «Лань», 2018. – 84 с.
21. Закиров А. И. Исследование реологических свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / А.И. Закиров, А.И. Каримов, В. В. Пшенин // ГИАБ. – 2015. – № 11. – С. 382–389.

KEYWORDS: *high-viscosity oil, concentration of the hydrocarbon thinning agent, oil preheating temperature, economic efficiency.*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕКАЧКИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

Влияние низкочастотного ультразвукового поля на изменение реологических свойств вязкой нефти

Чухарева Наталья Вячеславовна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела, доцент, к.х.н.

Рудаченко Александр Валентинович

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела, доцент, к.т.н.

Овчаренко Аделина Маратовна

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела, магистр

ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОРОТКОВРЕМЕННЫХ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ВОЛН НА ИЗМЕНЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ТОВАРНОЙ НЕФТИ И ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ. УСТАНОВЛЕНО ОПТИМАЛЬНОЕ ВРЕМЯ КОНТАКТИРОВАНИЯ СРЕДЫ. ОПРЕДЕЛЕН РЕЗУЛЬТАТЫ КОМБИНИРОВАННОГО ВЛИЯНИЯ РЕАГЕНТНО-УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОБЕЗВОЖЕННУЮ ПРОДУКЦИЮ С ВЫЧИСЛЕНИЕМ ВРЕМЕНИ РЕЛАКСАЦИИ

THE STUDY OF THE INFLUENCE OF LOW-FREQUENCY SHORT-TERM ULTRASONIC WAVES ON THE CHANGE IN THE RHEOLOGICAL PROPERTIES OF COMMERCIAL OIL AND WATER-OIL EMULSION IS PERFORMED. THE OPTIMAL TIME FOR CONTACTING THE MEDIUM IS DETERMINED. THE RESULTS OF THE COMBINED EFFECT OF REAGENT-ULTRASONIC ACTION ON DEHYDRATED PRODUCTS WITH CALCULATION OF THE RELAXATION TIME ARE DETERMINED

Ключевые слова: *вязкая нефть, трубопроводный транспорт, нефтепровод, гидравлические потери, технология перекачки.*

В настоящее время наблюдаемая тенденция снижения добычи традиционных нефтей приводит к необходимости совершенствования технологий перекачки и подготовки «тяжелых» углеводородов, обладающих большими объемами высококипящих фракций и характеризующихся специфическими реологическими свойствами, обусловленными повышенной вязкостью и плотностью, а также, в большинстве случаев, высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и парафинов.

Все это существенно усложняет производственные процессы, которые формируют цепочку «добыча – транспорт – хранение – переработка» и требуют поиска новых недрозогных методов и средств, позволяющих снизить энергопотребление задействованного в процессах энергоемкого оборудования (в соответствии с требованиями Энергетической стратегии РФ [1]).

Согласно данным [2–6], операционные затраты, связанные с добычей, доставкой

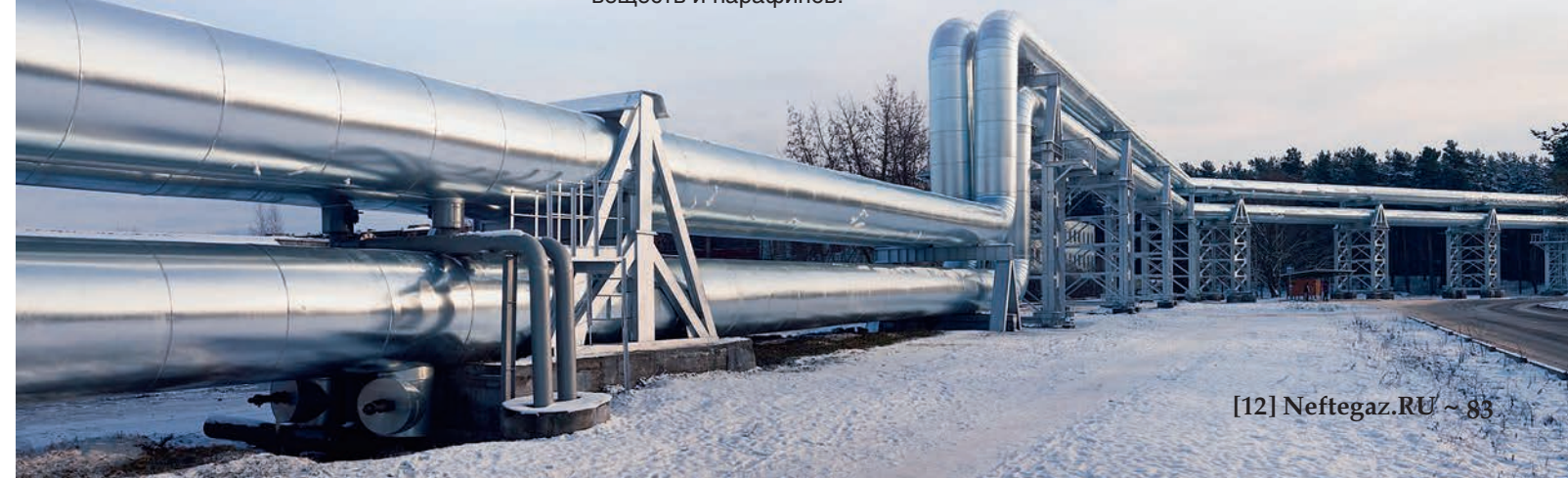


ТАБЛИЦА 1. Исходные характеристики образцов

№	Наименование показателя	Методика	Результат	Характеристика
Товарная нефть Н1				
1	Плотность при 20 °С, кг/м³	[14]	801,9	Особо легкая [11]
2	Вязкости при 20 °С, мПа·с	[13]	3,41	Незначительной вязкости [12]
3	Массовая доля воды, %	[16]	0,03	Первая группа качества [11]
4	Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³ (%)	[18]	6,6	Первая группа качества [11]
5	Массовая доля парафина, %	[15]	2,7	Парафинистая [12]
Водонефтяная эмульсия Н2				
1	Плотность при 20 °С, кг/м³	[14]	872	Тяжелая [11]
2	Вязкость при 20 °С, мПа·с	[13]	33,18	Высоковязкая [12]
3	Массовая доля воды, %	[16]	88,9	Высокообводненная [11]
4	Массовое содержание, % масс:			
	смола силикагелевых	[17]	6,14	Смолистая [12]
	асфальтенов	[17]	0,95	
	парафинов	[15]	7,67	Высокопарафинистая [12]

и переработкой традиционной легкой нефти в несколько раз ниже затрат, приходящихся на высоковязкую нефть (ВН), что отрицательно отражается на рентабельности предприятий, в том числе и при перекачке продукции на большие расстояния по трубопроводам. При этом последнее, зависит от условий эксплуатации нефтеперекачивающих станций для обеспечения поставок нефти потребителям (согласно установленным контрактным нормам между грузоотправителем и грузополучателем, нарушение которых неприемлемо, вследствие больших штрафных санкций в случае отклонения от объемов и сроков поставок).

Все существующие методы, которые позволяют регулировать процессы добычи, подготовки, транспорта и хранения, напрямую определены вязкостными характеристиками и могут быть классифицированы следующим образом: 1) методы, направленные на снижение потерь энергии на трение при перекачке углеводородных сред; 2) методы, которые позволяют регулировать энергопотребление перекачивающих агрегатов в процессе нагнетания; 3) методы, которые изменяют характер образующихся отложений при отстое нефти в емкостях. Таким образом, современный подход к решению указанной проблемы распределен в соответствии с условиями эксплуатации

технологического оборудования и трубопроводов с нормируемым объемом энергопотребления и с изменением реологических свойств углеводородной среды. Все это, в целом, определяет вероятность развития осложняющих процессов при контакте с продукцией. Другими словами, подходы к технологиям реализованы, либо без изменения физико-химических характеристик ВН, либо с воздействием на реологические свойства.

Отметим, что изменение реологических свойств является наиболее перспективным направлением, вследствие охвата всех технологий, сопряженных с нефтегазовым сектором экономики. Для «механического» решения проблемы характерна узконаправленность.

Согласно данным [2], из всего существующего спектра воздействия на реологические свойства ВН, наиболее перспективными являются исследования по применению присадок, исследования по температурному воздействию (нагрев при помощи теплообмена и микроволновым излучением) и ультразвуковая обработка. При этом последний метод актуален как при добыче и подготовке (ультразвуковое воздействие положительно влияет на дисперсные системы и улучшает процессы интенсификации) так и дальнейшей перекачке на дальние расстояния.

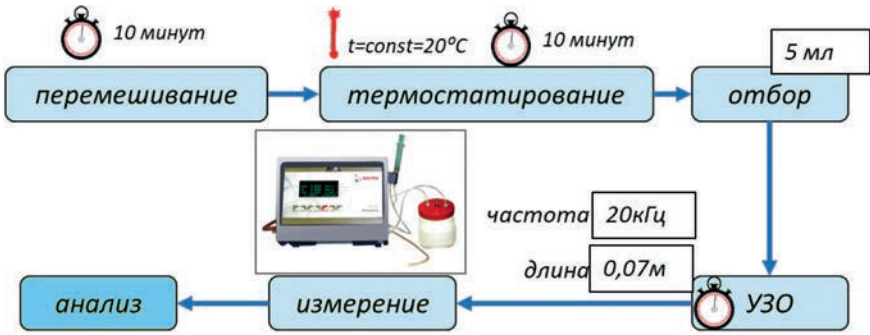
Основываясь на проведенном теоретическом обзоре обозначим, что воздействие ультразвуком не затрагивает процессы, обусловленные теплопереносом через стенку трубопроводов и оборудования в окружающую среду, как в случае горячей перекачки. Следовательно такой метод не оказывают влияние на изменение устойчивого положения объектов и является, по мнению [7–10], «экологически чистыми». Также ультразвук может сочетаться с другими методами, что определяет его универсальность. Кроме того, изменение частоты и времени воздействия формирует объем потребляемой энергии и широкую вариабельность методик, вследствие чего, выбор оптимальных граничных условий, актуален.

Цель работы: Улучшение реологических характеристик высоковязкой нефти при помощи низкочастотного ультразвукового воздействия.

Объект исследования: подготовленная до товарных качественных характеристик в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002 [11] нефть (образец № 1 – Н1) и неподготовленная сырая нефть (образец № 2 – Н2), представленная в виде водонефтяной эмульсии с месторождений Томской области.

Исходные образцы были исследованы по параметрам качества, согласно требованиям [14–17]. Характеристика объектов приведена в таблице 1.

РИС. 1. Методика низкочастотной УЗО



Исходную пробу нефти перемешивали, термостатировали при 20 °С по OPPTS 830.7100 [19], SIPAC MT 3 [20] и SIPAC MT 192 [21] в течение 10 минут. Далее отбирали образец в объеме 5 мл

и обрабатывали УЗ генератором частотой 20 кГц (мощностью 4 кВт) в течение заданного времени (шаг интервала обработки составил 2 мин) при постоянной температуре 20 °С.

Измеряли реологические свойства с помощью вискозиметра Штабингера SVM 3000 (рисунок 1).

Образец Н2 исследовали дважды: исходный образец (Н2) и предварительно обезвоженный хлористым кальцием (Н2-1).

Методика УЗО:

В отличие от традиционного подхода, в работе использовали низкочастотное воздействие, не требующую больших затрат электроэнергии. В сравнении с методиками [7–10] были отличия по времени и частоте воздействия УЗО (применяли кратковременную обработку). Измерение реологических характеристик проводили по вышеуказанным ГОСТам.

РИС. 2. Изменение реологических характеристик Н1 под влиянием УЗО

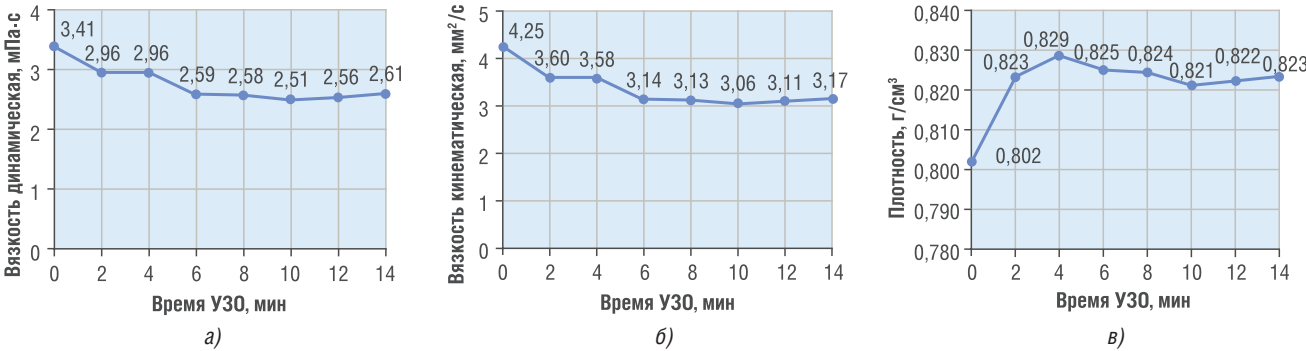


РИС. 3. Изменение реологических характеристик Н2-1 под влиянием УЗО

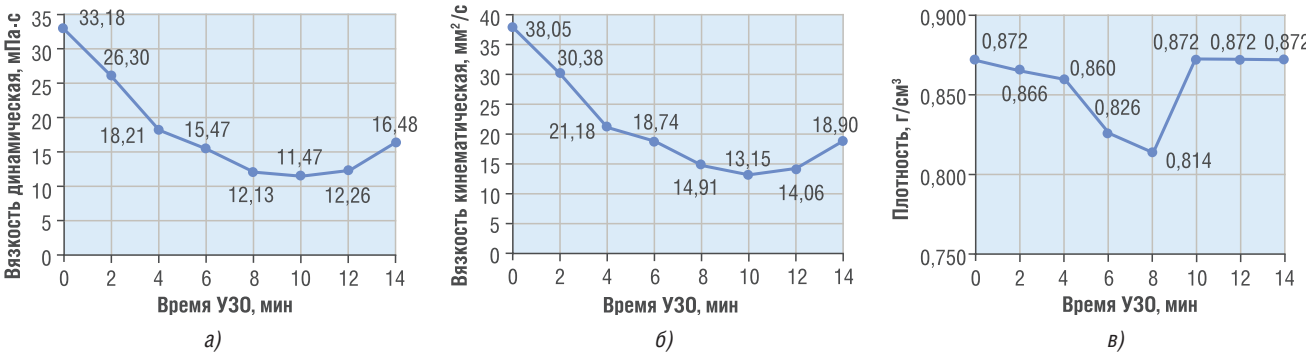


РИС. 4. Изменение реологических характеристик Н2 под влиянием УЗО

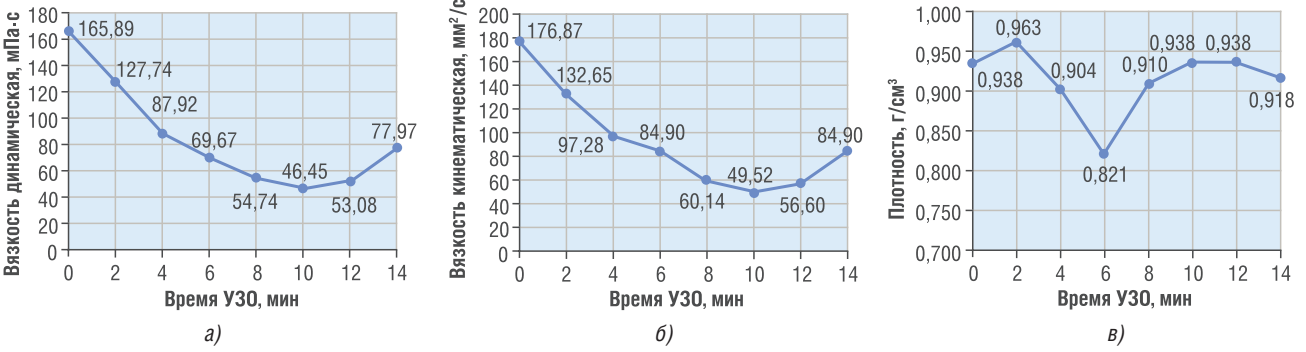


РИС. 5. Изменение реологических характеристик Н1 под влиянием УЗО+РО

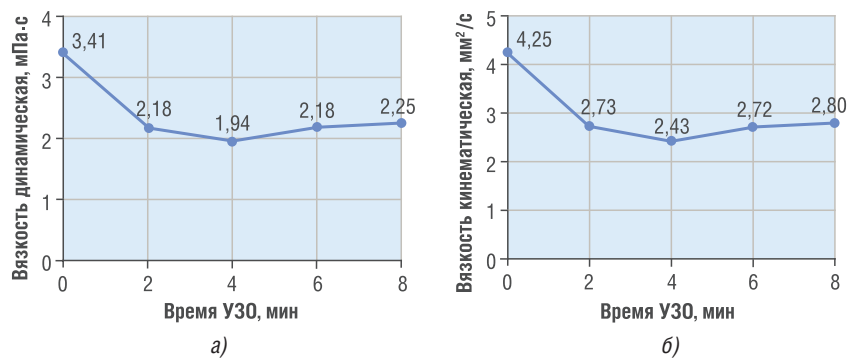
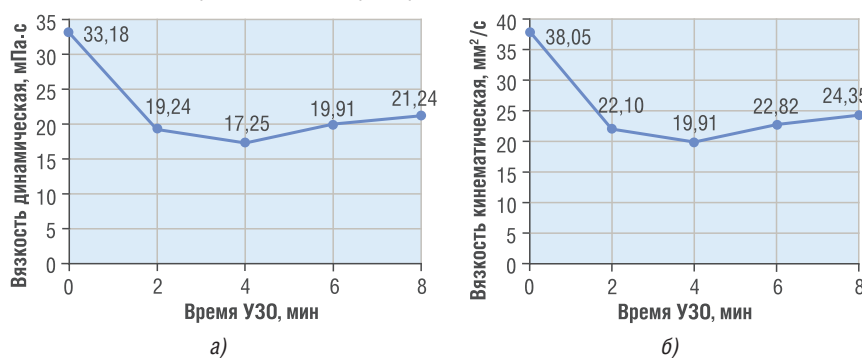


РИС. 6. Изменение реологических характеристик Н2-1 под влиянием УЗО+РО



Результаты и обсуждение

Полученные для Н1, Н2 и Н2-1 результаты представлены на рисунках 2–4.

При условии длительности обработки УЗО в 10 минут для образца Н1 было получено максимальное снижение коэффициентов динамической и кинематической вязкостей (рисунок 2 а, б), по сравнению с исходными значениями. Но при этом, определено увеличение плотности образца, взаимозависимое от длительности низкочастотного контактирования (рисунок 2, в). Этот эффект можно объяснить на основе методики оценочного изменения значения коэффициента вязкости, согласно которому [25], молекулы нефти считают ассоциатами (твердыми упругими шариками) определенного радиуса r и массой m , которые движутся со скоростью v . Исходя из этого, коэффициент динамической вязкости (μ , η) будет определяться уравнением:

$$\mu = \frac{\rho m v}{9\sqrt{2}} r = \mu_0 \frac{r}{r_0}, \quad (1)$$

где μ_0 – вязкость ассоциатов до УЗО, r_0 – радиус ассоциатов до УЗО.

Отсюда следует, что коэффициент вязкости неньютоновских сред определяется не только плотностью, но и массой, радиусом и скоростью движения. В связи с чем, снижение вязкости не всегда может соотноситься со снижением плотности нефти.

Образец эмульсии Н2 при идентичных условиях имел более выраженный эффект снижения динамической и кинематической вязкостей (рисунок 3 а, б). Вероятно, на это повлияла деэмульсация водонефтяной эмульсии под действием ультразвуковых волн. Что касается плотности, то в отличие от Н1 для Н2 фиксировали ее уменьшение до 8 минутного воздействия ультразвуком (рисунок 3, в). Далее наблюдали обратный эффект – увеличение до первоначального значения (без УЗО).

Для Н2-1 вязкостные зависимости повторялись (рисунок 4 а, б), но время «переломного эффекта» плотности фиксировали уже при достижении 6-ти минутного контактирования с ультразвуком (рисунок 4, в).

Таким образом, все приведенные результаты свидетельствовали о положительном влиянии низкочастотной УЗО на протяжении 10 минут на вязкостные свойства

исследованных образцов.

Дальнейшее увеличение времени снижало эффект достигнутого. В большей степени указанные эффекты проявились для водонефтяной эмульсии.

Комбинация методов воздействия на свойства сырой обезвоженной и товарной нефти

Так для снижения вязкости нефтей могут применять технологии разбавления растворителями (реагентная обработка), то для образцов обезвоженной сырой и товарной нефтей Н1 и Н2-1 было рационально провести дальнейшее изучение влияния комбинированного реагентного и ультразвукового воздействия. Поэтому, базируясь на ранее проведенных исследованиях [10, 22–25] нами была применена предварительная обработка образцов при помощи толуола с последующей УЗО.

Пробу нефти перемешивали, термостатировали при 20 °С в течение 10 минут, отбирали 5 мл образца и добавляли 1 % об. толуола. Затем обрабатывали УЗ генератором при температуре 20 °С в течение определенного интервала

времени с шагом в 2 минуты. Образцы исследовали на вискозиметре, как было указано выше.

Полученные результаты представлены на рисунках 5, 6.

Как следует из приведенных данных, комбинация методов позволила снизить вязкость образцов. Но, в отличие от предыдущих данных, эффект максимального снижения был достигнут в более короткий срок через 4 минуты (10 минут ранее). Что касается плотности, то фиксировали: «снижение вязкости – снижение плотности»; «увеличение вязкости – увеличение плотности», что было следствием реагентного воздействия на исходную среду, и свидетельствовало о возможности регулирования данного свойства нефти.

Кроме полученного, немаловажное значение (ввиду тиксотропных свойств нефти) в процессах перемещения нефти приобретает длительность сохранения указанных эффектов. Поэтому далее, с периодичностью через каждый час, обработанные образцы были исследованы повторно для установления времени начала ухудшения достигнутых результатов. Вследствие чего определено время релаксации для Н2-1 и Н1 более 24 часов (до 3 суток), что указывает на актуальность изучения данной тематики на более широком спектре объектов с целью обеспечения длительной транспортировки по трубопроводам с улучшенными реологическими свойствами.

Заключение

Низкочастотное воздействие ультразвуком относится к менее энергоемкому, по сравнению с высокочастотным. Оно может быть положено в основу

более детальных исследований, определяющих физико-химические показатели нефти и условия ее дальнейшей перекачки при обеспечении минимальных потерь напора на трение и условий энергосбережения. ●

Литература

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. [Электронный ресурс]. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (01.09.2020).
2. Рачевский Борис Семенович, Цао Бо Высоковязкая тяжелая нефть – альтернатива традиционной нефти // Транспорт на альтернативном топливе. 2015. №6 (48). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vysokovyazkaya-tyazhelaya-neft-alternativa-traditsionnoy-nefti> (дата обращения: 19.09.2020).
3. Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго, 2015–2035 гг. [Электронный ресурс]. – URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/triz-i-nalogi/> (11.10.2020).
4. Газизов Р.З. Трубопроводный транспорт тяжелой нефти и битумов / Р.З. Газизов, Н.Л. Солодова, Б.Р. Ваганов // Казань: Вестник технологического университета, 2017. – с. 17–20.
5. Сергей Тихонов. Нефти станут легче. Российская газета – Федеральный выпуск № 276(8034) / [Электронный ресурс]. – URL: <https://rg.ru/2019/12/05/razrabotku-tehnologiy-dlia-trudnyh-zapasov-osvobodiat-ot-nalogov.html> (11.10.2020).
6. Бурить нельзя останавливать / Нефтегазовая Вертикаль (11.01.2020).
7. Бокор В.А. Изучение характеристик слоев при разделении эмульсии вода-в-масле под действием ультразвуковых стоячих волн / В.А. Бокор; науч. рук. С.Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2–7 апреля 2018 г.: в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2018. – Т. 2. – [С. 650–652].
8. Ануфриев Роман Викторович, Волкова Галина Ивановна / Влияние ультразвука на структурно-механические свойства нефтей и процесс осадкообразования // Известия ТПУ. 2016. № 10. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vliyanie-ultrazvuka-na-strukturno-mehanicheskie-svoystva-neftey-i-protsess-osadkoobrazovaniya> (дата обращения: 19.09.2020).
9. Применение ультразвуковой обработки для снижения вязкостно-температурных характеристик нефти [Электронный ресурс]. – URL: <https://neftegaz.ru/science/>
10. Прачкин В.Г. / Интенсификация добычи нефти комбинированным методом на основе ультразвукового воздействия / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа – 2018.
11. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2).
12. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №3-р от 01.02.2016.
13. ГОСТ 33-2016 Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости (с Поправкой).
14. ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1, с Поправкой).
15. ГОСТ 11851-2018 Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой).
16. ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением N 1, с Поправками).
17. ГОСТ 11858-66 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания асфальто-смолистых веществ.
18. ГОСТ 21534-76. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей (с Изменениями N 1, 2).
19. United States Environmental Protection Agency (EPA) (1996), Product Properties Test Guidelines OPPTS 830.7100 "Viscosity", EPA 712-C-96-032.
20. Collaborative International Pesticide Analytical Council, Ltd. (CIPAC) (1995), Handbook F., "MT 3 Specific Gravity, Density and Weight per Millilitre", CIPAC (<http://www.cipac.org>), CIPAC Publications available from: Marston Book Services Ltd.: (<http://www.marston.co.uk>).
21. Collaborative International Pesticide Analytical Council, Ltd. (CIPAC) (2005), Handbook F., "MT 192 Viscosity of Liquids by Rotational Viscometry", CIPAC (<http://www.cipac.org>), CIPAC Publications available from: Marston Book Services Ltd.: (<http://www.marston.co.uk>).
22. Депрессорная присадка для высокосвязывающих парафинистых нефтей / К.И. Матиев, А.Д. Ага-заде, М.З. Алсафарова, Ф.М. Ахмедов / SOCAR Proceedings No. 3 (2018) 032–037.
23. Исследование термохимических процессов снижения вязкости нефти Русского месторождения / Е.Н. Архипова, А.А. Севастьянов / Академический журнал Западной Сибири. 2015. Т. 11. № 4 (59). С. 5–7.
24. Фахрутдинов, Р.З. / Механоакустическое и химическое воздействия на тяжелую нефть [Текст] / Р.З. Фахрутдинов, Т.Ф. Ганиева // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2012. – Вып. 4. – С. 10–12: 2 рис., 1 табл. – Библиогр.: с. 12 (4 назв.).
25. Муллакаев М.С. Ультразвуковая интенсификация технологических процессов добычи и переработки нефти, очистки нефтезагрязненных вод и грунтов: дис. д-ра техн. наук. Московский государственный университет инженерной экологии. М.: 2011. 391 с.

KEYWORDS: viscous oil, pipeline transport, oil pipeline, hydraulic losses, pumping technology.

ТРАНСПОРТИРОВКА В СЕВЕРНЫХ МОРЯХ

Натурные ледовые испытания ледоколов и судов: современный опыт и актуальные проблемы

**Чернов
Алексей Валерьевич**
старший научный сотрудник

**Лихоманов
Владимир Алексеевич**
ведущий научный сотрудник –
заведующий отделом,
к.т.н.

**Крупина
Нина Артуровна**
старший научный сотрудник

**Савицкая
Анна Владимировна**
научный сотрудник

**Максимова
Полина Владимировна**
младший научный сотрудник

**Свистунов
Иван Андреевич**
младший научный сотрудник

отдел ледовых качеств судов
Государственный научный центр
Российской Федерации Арктический
и антарктический научно-
исследовательский институт

Практический опыт натурных ледовых испытаний

Натурные исследования ледовых качеств судов в России проводятся с конца XIX века. В 1899 г. по проекту адмирала С.О. Макарова был построен первый в мире

НАТУРНЫЕ ЛЕДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ СУДНА ЯВЛЯЮТСЯ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ ЗАВЕРШАЮЩЕГО ЭТАПА СТРОИТЕЛЬСТВА СУДНА ЛЕДОВОГО ПЛАВАНИЯ. В ХОДЕ НАТУРНЫХ ЛЕДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ПОДТВЕРЖДАЕТСЯ СООТВЕТСТВИЕ СУДНА ЗАЯВЛЕННЫМ СПЕЦИФИКАЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ В ЧАСТИ ЛЕДОВЫХ КАЧЕСТВ. ПОСКОЛЬКУ ТРЕБОВАНИЯ К ЛЕДОВЫМ КАЧЕСТВАМ СУДНА ОПРЕДЕЛЯЮТСЯ ИЗ ХАРАКТЕРНЫХ ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ РАЙОНА ЕГО БУДУЩЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ, ТО СООТВЕТСТВИЕ ФАКТИЧЕСКИХ ЛЕДОВЫХ КАЧЕСТВ ЗАЯВЛЕННЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ЗАЛОГОМ УСПЕШНОЙ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СУДНА, ЧТО ПОДРАЗУМЕВАЕТ ВЫСОКУЮ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ЗА РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ НА ВЫПОЛНЯЮЩИЕ ИХ ОРГАНИЗАЦИИ. ДЛЯ УСПЕШНОГО ВЫПОЛНЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ НЕОБХОДИМЫ ОПЫТ, НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЕТЕНЦИИ, А ТАКЖЕ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ

FULL-SCALE ICE TESTS OF THE VESSEL ARE AN INTEGRAL PART OF THE FINAL STAGE OF THE CONSTRUCTION OF THE ICE NAVIGATION VESSEL. IN THE COURSE OF FULL-SCALE ICE TESTS, THE VESSEL'S COMPLIANCE WITH THE DECLARED SPECIFICATION CHARACTERISTICS IN TERMS OF ICE QUALITIES IS CONFIRMED. SINCE THE REQUIREMENTS FOR THE ICE QUALITIES OF THE VESSEL ARE DETERMINED FROM THE CHARACTERISTIC ICE CONDITIONS OF THE AREA OF ITS FUTURE OPERATION, THE COMPLIANCE OF THE ACTUAL ICE QUALITIES WITH THE DECLARED ONES IS THE KEY TO THE SUCCESSFUL AND SAFE OPERATION OF THE VESSEL, WHICH IMPLIES HIGH RESPONSIBILITY FOR THE TEST RESULTS ON THE ORGANIZATIONS PERFORMING THEM. SUCCESSFUL TESTING REQUIRES EXPERIENCE, SCIENTIFIC AND TECHNICAL COMPETENCE, AS WELL AS SIGNIFICANT MATERIAL AND TECHNICAL RESOURCES

Ключевые слова: ледовые условия, строительство судна, испытания судна, транспортировка, северные моря.

мощный ледокол для арктического плавания – «Ермак». Во время его первого арктического рейса были проведены первые целенаправленные эксперименты по исследованию ледовой прочности корпуса, установлению ее зависимости от прочности льда и первые опыты по оценке сопротивления льда движению

судна [Ермак во льдах, 1899]. Несмотря на крайне несовершенное оборудование, используемое при проведении экспериментов, задачи исследований и подход к их решению были выбраны с большим пониманием физической сущности изучаемых явлений. Регулярные научные исследования процессов взаимодействия льда с

судами и другими инженерными сооружениями возобновились с организацией в 1935 году в Арктическом и антарктическом научно-исследовательском институте (АНИИ) Кораблеисследовательского бюро (с 1951 г. – лаборатория ледовых качеств судов, с 1987 г. и по настоящее время – отдел ледовых качеств судов – ОЛКС). Основной задачей этого подразделения являлось исследование и развитие тех качеств судна, которые позволяют ему эффективно плавать в морях, покрытых льдом. Под эффективностью в данном случае понимается достаточная скорость движения в заданных ледовых условиях при минимальной вероятности получения повреждений. На основе такого определения были сформулированы два основных направления исследований ледовых качеств судов: сопротивление льда движению судна (ледовая ходкость) и ледовая прочность корпуса. В 1936 г. были проведены натурные испытания л/п «Садко», л/к «Красин» (исследования ледовых нагрузок и прочности корпуса) и л/к «Ермак» (исследования ледовой ходкости).

В послевоенные годы в связи с активным пополнением отечественного транспортного и ледокольного флота судами ледового плавания, натурные испытания судов также получили новый толчок развития. По заказам Министерства Морского флота СССР многочисленные серии судов ледового плавания строились как на отечественных верфях, так и за границей: в Финляндии, в Польше, Германии, Югославии и др. По инициативе Минморфлота, в интересах операторов транспортных перевозок по трассе Северного морского пути (СМП), судовладельцев – Мурманского, Северного, Дальневосточного, Приморского морских пароходств, а также судостроителей, каждое головное судно серии должно было пройти полный цикл натурных ледовых испытаний. Как правило, основными результатами этих испытаний были уточненные данные по ледопроницаемости данного судна, ледовой (местной) прочности его корпуса, защищенности от воздействия льда его винторулевого комплекса, и данные, характеризующие ледовые

нагрузки. Головной организацией по проведению натурных испытаний Минморфлотом был определен АНИИ. К испытаниям привлекались специалисты ЦНИИ им. акад. А.Н. Крылова (ныне – Крыловский государственный научный центр), представители проектных организаций – Ленинградского Центрального проектно-конструкторского бюро Морского Флота, ЦКБ «Айсберг».

Наиболее результативными испытаниями, проведенными в 60–80-х годах, оказались испытания атомного ледокола «Ленин» (1965 год), ледокола «Ермак» (1974 год), атомного ледокола «Арктика» (1975 год), танкеров типа «Самотлор» (1975 год). Основными результатами неоднократно повторявшихся испытаний первого в мире атомного ледокола «Ленин» были данные по ледовой прочности корпуса (тензометрия корпусных конструкций) и уточненные данные по его ледопроницаемости в предельных ледовых условиях. Эти данные были учтены и использованы разработчиком проекта ледокола – ЦКБ «Айсберг» при проектировании следующей серии атомных ледоколов.

В 1974 году вошел в строй ледокол «Ермак» – головное судно серии мощных дизель-электрических ледоколов постройки финской фирмы Вяртсиля. Необходимо отметить, что этот ледокол был оснащен системой пневмообмыва корпуса, что в то время было новинкой в ледоколостроении. Одной из основных задач испытаний этого ледокола было исследование эффективности работы этого устройства для повышения ледопроницаемости и предотвращения «облипания».

В 1975 году вошел в строй новый атомный ледокол «Арктика» – головное судно следующей серии атомных ледоколов. Испытания проводились по широкой программе, включающей тензометрию корпуса, прогрессивные испытания ледовой ходкости, маневренные испытания, работу набегами. Несмотря на то, что на испытания было отведено всего две недели, а программа испытаний требовала поиска полей ровного льда толщиной более двух метров, испытания предельной ледопроницаемости ледокола были проведены

и основные спецификационные характеристики были проверены и подтверждены.

Испытания танкера «Каменск-Уральский» (типа «Самотлор») проходили по пути следования судна Северным Морским путем с постройки на фирме Раума-Реппола в порт приписки Находку. Программой испытаний предусматривались испытания ходовых качеств танкера и прочности его корпуса. По результатам испытаний ходовые его качества были признаны удовлетворительными, а прочность корпуса недостаточной для присвоенного ему ледового класса. Испытания прочности корпуса были продолжены на танкере того же типа «Надым». Обработка результатов испытаний и проведенные дополнительно расчеты корпуса подтвердили выводы о недостаточной прочности корпуса танкеров данного типа присвоенному им ледовому классу Морского Регистра СССР.

Всего в 30-х – 90-х годах XX века специалистами АНИИ было проведено около 60 экспедиций, посвященных изучению ледовых качеств судов различных типов. В процессе проведения испытаний методика их проведения непрерывно совершенствовалась: уточнялся необходимый объем и последовательность проведения тестов ледовой ходкости, уточнялись требования к объему и характеру данных по ледяному покрову, отработывалась принципиальная схема установки датчиков деформаций при тензометрических испытаниях прочности корпуса, позволяющая получить максимально возможную информацию о величине и характере ледовых нагрузок, уточнялись методы обработки и интерпретации полученных данных. В результате к середине 70-х годов XX века благодаря усилиям сотрудников ОЛКС АНИИ А.Я. Рывлина, Д.Е. Хейсина, В.Я. Каштеляна, В.А. Лихоманова, Б.Н. Свистунова была создана научно обоснованная методика проведения натурных испытаний судов, признанная отечественными и зарубежными специалистами, которая воплотилась в ставшую классической книгу А.Я. Рывлина и Д.Е. Хейсина «Испытания судов во льдах», выпущенную в 1980 году. В этой работе был проанализирован накопленный

РИС. 1. Ледокол «Араон» во время экспериментального рейса



опыт натурных испытаний судна во льдах, сформулированы основные положения методики испытаний, описана их техника, проведен всесторонний анализ процесса взаимодействия корпуса судна со льдом, который послужил основой для правильного подхода к выполнению испытаний и оценке их данных. В книге также уделено внимание принципам обработки экспериментальных данных, вероятностным приемам оценки основных ледовых качеств судна – ледовой ходкости, прочности и маневренности [Рывлин, Хейсин, 1980].

После паузы 90-х годов, активное строительство ледоколов и судов ледового плавания возобновилось. Вместе с этим появилась потребность и в проведении натурных ледовых испытаний судов, при этом практически все испытания прошли при участии специалистов ААНИИ. Далее приведен краткий обзор натурных ледовых испытаний судов, проведенных под руководством специалистов ОЛКС ААНИИ за последнее десятилетие.

Научно-исследовательский ледокол «Араон» (Республика Корея)

В январе–феврале 2010 г. по заказу Корейского института полярных исследований (KOPRI) были проведены испытания первого корейского научно-исследовательского ледокола «Араон» (рис. 1), предназначенного для снабжения корейских

антарктических станций, проведения морских научных исследований в Северном Ледовитом и Южном океанах.

Испытания проводились во время его первого антарктического рейса с целью исследования его ледовых качеств. По результатам натурных испытаний, дополненных расчетами ледопроеходимости, был сделан вывод о том, что ледопроеходимость ледокола удовлетворяет спецификационным требованиям.

Научно-экспедиционное судно «Академик Трёшников»

В 2013 году были проведены натурные ледовые испытания научно-экспедиционного судна (НЭС) «Академик Трёшников» (рис.2). Судно было построено

в 2012 году АО «Адмиралтейские верфи» (Санкт-Петербург, Россия) по проекту ЦКБ «Балтсудопроект». Основным назначением НЭС «Академик Трёшников» является снабжение отечественных антарктических научно-исследовательских станций и смена их персонального состава. Кроме того, судно активно используется для проведения комплексных экспедиций в Арктике, в том числе в интересах компаний, занимающихся освоением арктического шельфа. Основным конструктивным отличием НЭС «Академик Трёшников» от судов, традиционно снабжавших советские и российские антарктические станции (дизель-электроходы «Обь», «Лена», суда типа «Амгуэма», НЭС «Михаил Сомов», НЭС «Академик Федоров») является двухвальный пропульсивный комплекс с винтами фиксированного шага.

Согласно программе натурных ледовых испытаний проверке подлежали: ледопроеходимость НЭС при движении передним ходом; ледопроеходимость НЭС при движении задним ходом; маневренность, прочность корпуса при движении в ледовых условиях. Натурные ледовые испытания НЭС «Академик Трёшников» проводились в припае у острова Аделейд, в припае в заливе Симонова и в поле дрейфующего льда в море Уэдделла. По результатам испытаний НЭС «Академик Трёшников» был сделан вывод, что его ледопроеходимость при движении

РИС. 2. НЭС «Академик Трёшников» в Антарктиде



РИС. 3. Танкер «Штурман Альбанов» во время проведения ледовых испытаний



передним ходом со скоростью 2 узла в сплошном ровном льду и прочности льда на изгиб 500 кПа при осадке 8,5 м и мощностью на валах 90 % от максимальной (12,4 МВт) составляет 1,20 м. [Крупина и др., 2013а, Крупина и др., 2013б, Чернов и др., 2013].

Танкер «Штурман Альбанов»

В апреле 2017 года по заказу южнокорейской судостроительной компании Samsung Heavy Industries Co., Ltd. в ледовых условиях акваторий Карского моря и Обской губы были проведены натурные испытания танкера «Штурман Альбанов» (рис.3). Судно является головным в серии арктических челночных танкеров, предназначенных для круглогодичной доставки сырой нефти с полуострова Ямал через терминал «Ворота Арктики» в порт Мурманск. Танкер является судном двойного действия, т.е. форма обводов его кормовой оконечности оптимизирована для движения кормой вперед в ледовых условиях. В состав работ входили поиск полигонов, необходимые ледовые измерения, выполнение контрольных пробегов судна, а также выдача по результатам испытаний заключения о соответствии танкера спецификационным требованиям в области ледовой ходкости. Испытания подтвердили высокие ледовые качества судна и их соответствие спецификации.

Ледокол «Илья Муромец»

Ледокол «Илья Муромец» (рис. 4) проекта 21180 стал первым за 45 лет ледоколом, созданным специально для обеспечения деятельности ВМФ России, в том числе для патрулирования территории Арктической зоны РФ, буксировки других кораблей и судов, снабжения береговых, островных баз и аэродромов, расположенных в Арктической зоне.

Испытания ледокола проводились в апреле-мае 2018 г. в Баренцевом море вблизи

Новой Земли. Главной целью натурных ледовых испытаний являлась оценка соответствия реальных ледовых качеств ледокола спецификационным характеристикам, для чего была выполнена оценка скорости движения ледокола передним и задним ходом в сплошном ровном льду. Кроме того, в рамках ледовых испытаний были проведены оценки радиусов циркуляции при движении передним и задним ходом в сплошном ровном льду, исследование работы ледокола при форсировании тороса передним и задним ходом, а также исследование работы ледокола набегам. Для выполнения поставленных задач был осуществлен поиск полигона для проведения испытаний, разработан план проведения тестов, проведены исследования морфометрических характеристик ледяных образований и физико-механических свойств льда. При проведении тестов также производилась регистрация параметров движения судна и работы пропульсивного комплекса.

Ледокол проекта 21180 «Илья Муромец» соответствует спецификационным характеристикам по ледопроеходимости передним и задним ходом, обладает высокими маневренными характеристиками при движении во льдах толщиной до 1 м, а также способен осуществлять работу набегам во льдах толщиной 1,5 м и более.

РИС. 4. «Илья Муромец» во время проведения ледовых испытаний



РИС. 5. ЛСО «Александр Санников» во время натурных ледовых испытаний



Ледокольное судно обеспечения «Александр Санников»

В 2019 году в Обской губе были выполнены натурные ледовые испытания ледокольного судна обеспечения (ЛСО) проекта Aker

Arc130A «Александр Санников» (рис. 5), построенного на Выборгском судостроительном заводе (Россия) по заказу компании «Газпромнефть-Шиппинг». Судно предназначено для обеспечения работы терминала «Ворота Арктики» на Новопортовском

месторождении на западном берегу Обской губы – ледокольная проводка танкеров, помощь при проведении швартовых и погрузочных работ, также выполнение спасательных операций, буксировки судов, пожаротушения, ликвидация разливов нефти. Особенностью судна является пропульсивный комплекс, состоящий из двух кормовых и одной носовой азимутальных колонок типа «Azipod». Такое решение обеспечивает высокую ледопроеходимость судна, хорошие маневренные качества во льдах, но накладывает ограничения на работу судна набегами.

Главной целью натурных ледовых испытаний «Александр Санников» являлась оценка соответствия судна его спецификационным требованиям, а также исследования ледовой ходкости и маневренности данного судна во льдах. Ледовые испытания подтвердили, что ЛСО «Александр Санников» соответствует спецификационным

характеристикам по ледопроеходимости передним и задним ходом и обладает высокими маневренными характеристиками.

Основные технические характеристики испытанных судов приведены в табл. 1.

Таким образом, за последнее десятилетие специалистами ААНИИ были успешно проведены испытания судов различных типов. Помимо испытаний, представленных выше, специалисты ААНИИ приняли участие в испытаниях целого ряда других судов, в частности танкера «Приморье», многофункционального ледокольного судна «Юрий Топчев», контейнеровоза «Норильский никель», ледоколов «Владивосток» и «Новороссийск», крупнотоннажных газовозов «Кристоф де Маржери» и «Владимир Русанов».

Накопленный опыт позволяет констатировать, что оптимальным сроком проведения натурных ледовых испытаний судов в Арктике является вторая половина весны. К этому времени лед достигает максимального развития, но еще сохраняет высокую прочность. Продолжительность светового дня и температура наружного воздуха позволяют проводить работы на льду с высокой интенсивностью, что способствует сокращению времени, затрачиваемого на испытания.

Обобщение методики проведения натурных испытаний

Натурные ледовые испытания рассматриваются как единая научно-логистическая задача, научной целью которой является исследование ледовых качеств данного судна, а практической – оценка соответствия фактических характеристик судна заявленным спецификационным характеристикам. В задачи натурных ледовых испытаний может входить оценка различных ледовых качеств судна. Например:

- подтверждение требуемых параметров ледовой ходкости;
- подтверждение требуемых параметров маневренности во льдах;

РИС. 6. Сквозное бурение ледяного покрова



- проверка соответствия прочности корпуса заявленной категории ледовых усиления;
- проверка соответствия уровней шумов и вибрации допустимым значениям при движении в ледовых условиях;
- проверка соответствия требованиям винтеризации;
- оценка соответствия ледовой ходкости судна при движении в старом канале;
- тесты на форсирование тороса.

Полный комплекс натурных ледовых испытаний судна можно разделить на следующие этапы.

Первым (предварительным) этапом испытаний является выбор подходящего района испытаний и поиск испытательных полигонов, на которых ледовые и гидрологические условия удовлетворяют заданным требованиям. Поиск района выполняется специалистами-гидрологами с использованием всей доступной информации: архивных данных, спутниковых снимков, данных гидрометеостанций, информации с судов. Для получения наиболее точных оценок ледовой обстановки на момент проведения испытаний, наблюдения за ледяным покровом в интересующем районе выполняют с момента начала ледообразования. Это позволяет отследить сроки становления припая, возможные нарушения сплошности льда, отрыв припая, и, в конечном счете, наиболее точно определить

толщину льда в интересующий период. Итогом работ первого этапа являются рекомендации по районам и срокам проведения натурных ледовых испытаний судна. Как правило, ледовые испытания судов выполняются в припайном льду, что позволяет избежать распространения трещин и разрушения ледяного поля, а также избавляет от необходимости измерения и учета дрейфа льда при определении результатов тестов.

Второй этап – проведение запланированных тестов судна на выбранном полигоне, то есть собственно ледовые испытания. Они состоят из двух частей: выполнение ледовых измерений и проведение тестов с измерением всех необходимых параметров движения судна.

Номенклатура и объем измерений, выполняемых при подготовке полигона, зависит от типов тестов, включенных в программу испытаний. Определение морфометрических характеристик ровного льда осуществляется методом сквозного бурения (рис. 6). Толщина льда измеряется с помощью ледомерной рейки, толщина снега – с помощью снегомерной рейки.

Определение морфометрических характеристик тороса также выполняется методом сквозного бурения. В зависимости от запланированного направления движения судна осуществляется разметка профилей на торосе,

ТАБЛИЦА 1. Основные технические характеристики рассматриваемых судов

Характеристика	«Араон»	«Академик Трёшников»	«Штурман Альбанов»	«Илья Муромец»	«Александр Санников»
Тип судна	научно-исследовательский ледокол	научно-экспедиционное судно	танкер	ледокол	ледокольное судно обеспечения
Год постройки	2009	2012	2017	2018	2019
Проектант	Aker Arctic, Финляндия	ЦКБ «Балтсудопроект», Россия	Aker Arctic, Финляндия	ЦКБ «Вымпел», Россия	Aker Arctic, Финляндия
Постройка	Hanjin Heavy Industries, Корея	АО «Адмиралтейские верфи», Россия	Samsung Heavy Industries, Корея	АО «Адмиралтейские верфи», Россия	Выборгский судостроительный завод, Россия
Классификационное общество	DNV GL	PC	PC	PC	PC
Ледовая категория	Polar-10	Arc7	Arc7	Icebreaker6	Icebreaker8
Длина, м	95,0	123,2	249,0	85,0	109,1
Ширина, м	18,6	22,6	34,0	20,0	25,0
Осадка, м	7,6	8,5	9,5	7,0	8,0
Высота борта, м	9,9	13,5	15,0	9,2	
Водоизмещение, т	9071	16500	63000	6000	13200
Количество и мощность ГЭД	2×5000 кВт	2×7000 кВт	2×11000 кВт	7000 кВт	1×6500 кВт 2×7500 кВт
Количество и тип двигателей	2 POD	2 ВФШ	2 POD	2 ВРК	3 Azipod
Скорость на чистой воде, узлы	16,7	16,5	15,2	15,0	16,0

определяются места и количество точек бурения. Определение взаимного расположения точек, а также высоты паруса и глубины килля тороса относительно уровня воды проводится с помощью геодезической привязки (рис. 7).

РИС. 7. Геодезическая привязка точек бурения



Оценка прочности льда на изгиб может осуществляться несколькими способами. Первый способ определения прочности льда – расчетный, по данным измерения температуры, солености и плотности образцов льда, полученных из кернов. [Timco, G.W., O'Brien, S., 1994], [Dykins I., 1968]. При этом температура измеряется непосредственно в керне льда сразу после извлечения его из ледяного покрова. Соленость льда определяется по электропроводности растаявшего льда с помощью кондуктометра. Плотность льда оценивается по результатам определения геометрических размеров образцов и их взвешивания.

Второй способ определения прочности льда – испытания прочности на изгиб малых образцов льда. В частности, применяются такие способы как испытания балок по трехточечной схеме, а также испытания дисков при центральном изгибе. Образцы льда для испытаний выпиливаются с горизонтов, равномерно распределенных по толщине ледяного покрова.

Для испытаний малых образцов льда на изгибную прочность используются специальные установки, в которых сила разрушения образца фиксируется с помощью электронного динамометра. Следует подчеркнуть, что прочность льда, полученная одним из таких способов, не эквивалентна полной прочности льда. Малые образцы всегда прочнее всей толщи льда, что связано с наличием во льду протяженных дефектов, включений, иных структур, нарушающих сплошность и снижающих прочность. В связи с этим, прочность малых образцов льда всегда должна подвергаться корректировке.

Наиболее точным способом определения изгибной прочности льда следует считать испытания, при которых нагружению подвергается вся толщина льда. Примером такого способа являются испытания прочности ледяных консолей на плаву. Консоли выпиливаются на всю толщину льда, после чего свободный край плавающей консоли подвергается нагружению вплоть до разрушения. Этот способ свободен от масштабного эффекта, прочность льда полученная таким способом может использоваться в расчетах напрямую. Недостатком метода является весьма высокая трудоемкость подготовки консолей, поэтому в условиях ограничения времени, отведенного на проведение испытаний, от него как правило отказываются.

Также на полигоне выполняются измерения толщины и плотности снежного покрова.

Результатом обследования и подготовки полигона является план проведения тестов. Следует подчеркнуть, что подготовка такого плана заранее, до прибытия судна в район проведения испытаний, невозможна, поскольку дистанционные методы исследования ледяного покрова не обладают достаточной точностью для подобного планирования.

На рисунке 8 приведен пример плана проведения тестов, реализованный в ходе испытаний ледокола «Илья Муромец». Всего было проведено 11 тестов, из которых 10 – на полигоне, в том числе:

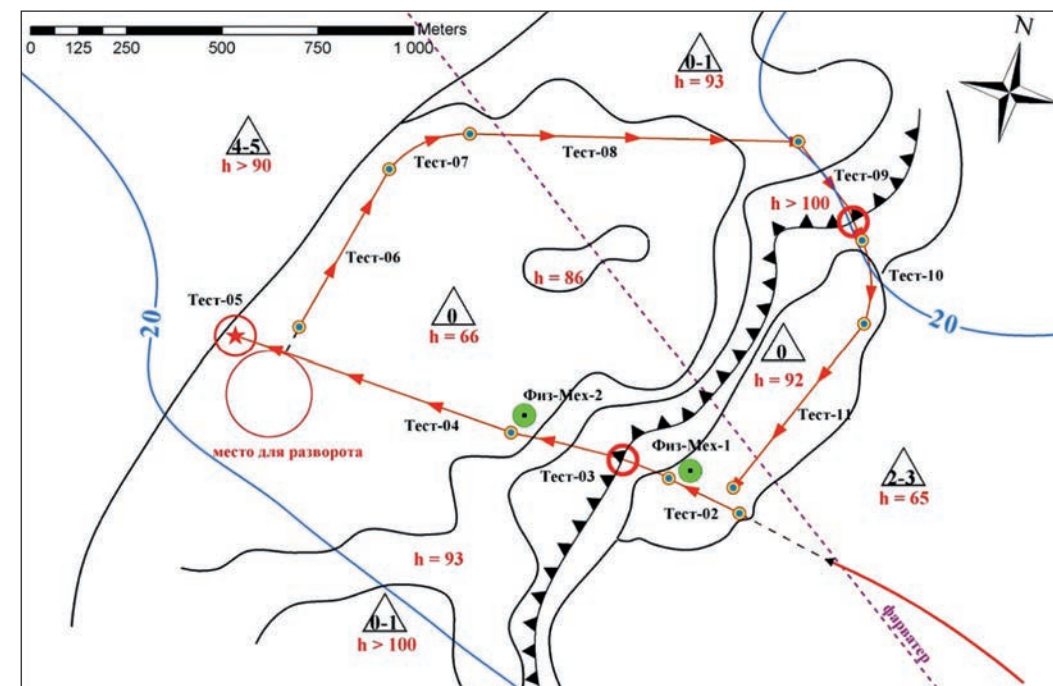
- Тест 1. Набеги при движении передним ходом (проведен на подходе к выбранному полигону при форсировании пояса торосов припая);
- Тест 2 Движение передним ходом в ровном льду толщиной 92 см;
- Тест 3 – Форсирование тороса передним ходом;
- Тест 4 – Движение передним ходом в ровном льду толщиной 66 см;
- Тест 5 – Разворот на 180° «Звезда» в ровном льду толщиной 66 см;
- Тест 6 – Движение задним ходом в ровном льду толщиной 66 см;
- Тест 7 – Циркуляция передним ходом в ровном льду толщиной 66 см;
- Тест 8 – Движение передним ходом при полной мощности в ровном льду толщиной 66 см;
- Тест 9 – Форсирование тороса кормой вперед;
- Тест 10 – Циркуляция задним ходом в ровном льду толщиной 92 см;
- Тест 11 – Движение передним ходом при полной мощности в ровном льду толщиной 92 см.

Во время проведения тестов регистрируются параметры движения судна, параметры работы винто-рулевого комплекса, а также погодные условия. К регистрируемым параметрам относятся:

- координаты судна;
- скорость движения судна;
- направление движения судна (курс);
- мощность на каждом пропульсивном элементе судна;
- обороты на каждом пропульсивном элементе;
- угол перекадки каждого пропульсивного элемента;
- температура воздуха;
- скорость и направление ветра.

Завершающим этапом натурных испытаний является обработка натурных данных и определение фактических параметров, характеризующих ледовые качества судна. Поскольку фактические ледовые условия имеют отклонения от спецификационных, на завершающем этапе осуществляется корректировка результатов тестов.

РИС. 8. Общая схема проведения тестов при натурных ледовых испытаниях ледокола «Илья Муромец»



Методики корректировки результатов тестов ледопроходимости в сплошном ровном льду учитывают неизбежные отклонения толщины и прочности льда от заданных значений. Особенно актуальны методики корректировки для современных крупнотоннажных судов, обладающих высокой ледопроходимостью. Зачастую полигоны с ледовыми условиями, соответствующими спецификации судна, весьма удалены, и испытания проводятся в меньших толщинах льда.

Итоговым результатом всей работы является заключение о соответствии фактических характеристик судна заявленным спецификационным характеристикам.

Актуальные проблемы натурных ледовых испытаний современных судов

При поведении натурных ледовых испытаний специалисты сталкиваются с рядом нерешенных задач.

Проблемой остается учет влияния снежного покрова на ледопроходимость судна. Это влияние может быть значительным, вплоть до определяющего. Так, увеличение размерений современных танкеров и газозов ледового плавания привело

к значительному увеличению одной из компонент ледового сопротивления – трения, при этом наличие снежного покрова приводит к ее дополнительному увеличению. Если же спецификационная ледопроходимость судна характеризуется только толщиной льда, без оговорок про толщину снега, то соответствие ледопроходимости судна спецификации может быть оспорено.

Основы подходов к учету влияния снежного покрова на ледопроходимость были заложены специалистами ААНИИ [Свистунов, 1981]. Вместе с тем, несмотря на продолжающиеся работы в этой области ведущих ученых [Грамузов, Тихонова, 2011, Сазонов, 2016, Грамузов и др., 2017], задача не имеет общепризнанного решения.

Учет воздействия течения на результаты испытаний зачастую не выполняется. Поскольку испытания проводятся, как правило, в припайном льду, вероятность наличия подледного течения весьма высока. При этом течение может действовать не только вдоль курса судна, навстречу и против движения, но и поперек, прижимая судно к кромке канала и создавая за счет этого дополнительное сопротивление. Избежать этого эффекта можно за счет включения в программу испытаний работ по измерению течений. Время и направление пробегов судна

должны выбираться исходя из соображений минимизации влияния течений на результаты тестов.

Дополнительно к определению предельной ледопроходимости в ходе натурных испытаний исследуются маневренные характеристики судна, в первую очередь радиус циркуляции в сплошном ровном льду при движении носом (кормой) вперед при различных углах перекадки руля или поворота винто-рулевых колонок. Для судов с традиционным винто-рулевым комплексом методика проведения таких испытаний отработана, и сводится к движению на полной мощности с фиксированным углом перекадки руля, как правило при 15° и 30°. Попытка проецирования аналогичного подхода на суда с азимутальными движителями приводит к неоправданному ограничению возможностей судна, и в конечном итоге не может служить объективной оценкой его маневренных качеств во льдах. По мнению авторов, необходима разработка регламента управления азимутальными движителями при проведении тестов по оценке радиусов циркуляции во льдах.

Относительно новым видом натурных испытаний судов является форсирование торосистых образований. Методика проведения испытаний по форсированию тороса далека

от завершенности. Спецификация судна зачастую ограничивается размытой формулировкой, включающей только общую толщину льда в торосе, а такие важнейшие характеристики как строение тороса, режим движения судна в процессе форсирования тороса, режим работы винто-рулевого комплекса — отсутствуют.

В последние годы в связи с появлением большого количества транспортных судов, предназначенных для круглогодичной эксплуатации на определенных трассах, встал вопрос о характеристиках ледопроеходимости в ледяной каше и старых каналах. Такие испытания вызывают большие проблемы. Среди методических сложностей стоит отметить отсутствие требований по морфометрическим характеристикам канала, за исключением общей толщины льда, отсутствием требований к физико-механическим свойствам льда, а также к степени смерзания канала, которая будет оказывать наибольшее влияние на движение судна. При этом необходимо отметить, что само наличие канала подразумевает интенсивное движение судов. Организация работ на канале в таких условиях зачастую невозможна без риска для жизни и здоровья людей.

Кроме того, в связи с отсутствием полноценных методов пересчета, результаты тестов по движению в старых каналах, в ледяной каше, в торосах невозможно экстраполировать на аналогичные ледяные образования с другими характеристиками, что связано в первую очередь с их сложным строением. Помимо общей толщины льда, влияние на движение судна будут оказывать профили ледяных образований, размеры составляющих ледяных блоков, продолжительность и температура

смерзания. В таких условиях указанные испытания становятся чистой формальностью, имеющей мало общего с оценкой реальных ледовых качеств судна.

Отмеченные выше проблемы следует рассматривать как перспективное направление совершенствования методики проведения натурных ледовых испытаний. Их решение позволит повысить достоверность получаемых результатов, повысить надежность оценки ледовых качеств испытываемого судна, послужит повышению эффективности и безопасности эксплуатации судов в ледовых условиях.

Заключение

Натурные ледовые испытания судов являются неотъемлемой частью завершающего этапа строительства судна. Результаты испытаний свидетельствуют о соответствии или несоответствии судна заявленным в спецификации характеристикам. Также натурные ледовые испытания судов являются ценнейшим источником информации о фактических ледовых качествах судов. Эта информация полезна фрахтователю и судовладельцу для повышения точности планирования транспортных операций, судоводителям с точки зрения управления судном в различных ледовых условиях, для проектантов и ученых как верификационная база расчетных моделей и методов в области ледовых качеств судов. Сложившаяся в настоящее время практика натурных ледовых испытаний судов основана на многолетнем опыте их проведения. Используемые методы и приемы позволяют успешно осуществлять требуемые тесты в достаточном объеме в минимальные сроки. Вместе с тем, активное строительство новейших ледоколов и судов ледового плавания, отличающихся увеличенными

размерениями, более сложным устройством пропульсивного комплекса, диктует необходимость развития методов проведения ледовых испытаний. ●

Литература

1. Грамузов Е.М., Ионов Б.П., Тихонова Н.Е. Учет снега при определении приведенной толщины ледяного покрова // Морской вестник. 2017. № 2 (62). С. 112–113.
2. Грамузов Е.М., Тихонова Н.Е. Метод учета влияния снега на сопротивление ледокола за счет приведенной толщины сплошного ледяного покрова // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 2011. № 4 (91). С. 178–183.
3. «Ермак» во льдах: Описание постройки и плаваний ледокола «Ермак» и свод науч. материалов, собран. в плавании: В 2 ч. / Сост. вице-адм. С. Макаров. — Санкт-Петербург: тип. СПб. акц. о-ва печ. дела в России Е. Евдокимов, 1901.
4. Крупина Н.А., Лихоманов В.А., Чернов А.В.. Натурные испытания ледовой ходкости НЭС «Академик Трёшников» в Антарктике Научно-техническая конференция «Проблемы мореходных качеств судов, корабельной гидромеханики и освоения шельфа». XLV Крыловские чтения, Санкт-Петербург. 2013 г.
5. Крупина Н.А., Лихоманов В.А., Чернов А.В. Оценка ледовой ходкости НЭС «Академик Трёшников» / Проблемы Арктики и Антарктики. 2013. № 3 (97), стр. 57–64.
6. Рывлин А.Я., Хейсинд Е. Испытания судов во льдах. Л.: Судостроение, 1980. 208 с.
7. Сазонов К.Е. О возможном механизме влияния снежного покрова на ледовое сопротивление судов // Полярная механика. 2016. № 3. С. 417–427.
8. Свистунов Б.Н. Ледовая ходкость ледокола в заснеженных льдах и на мелководье. — В кн. Ледовые качества судов, тр. ААНИИ, том 376, Л., Гидрометиздат, 1981.
9. Чернов А.В., Крупина Н.А., Лихоманов В.А. Экспериментальная оценка ледовой прочности корпуса научно-экспедиционного судна «Академик Трёшников». Научно-техническая конференция «Проблемы мореходных качеств судов, корабельной гидромеханики и освоения шельфа». XLV Крыловские чтения, Санкт-Петербург, 2013 г.
10. Timco G.W., O'Brien S. Flexural strength equation for sea ice // Cold Regions Science and Technology. 1994. Vol. 22. P. 285–298.
11. Dykins I. Tensile and flexural properties of saline ice / Proc. Int. Symp. on Physics of Ice. Munich, 1968. P. 9–14.

KEYWORDS: *oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.*

АДСОРБЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ И СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ

ПРОВЕДЕНО МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ АДСОРБЦИИ ПОЛИМЕРНЫХ И ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ДОБАВОК В ТУРБУЛЕНТНОМ ПОГРАНИЧНОМ СЛОЕ, СОПРОВОЖДАЕМОЙ ЭФФЕКТОМ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ. ПОЛУЧЕНЫ ФОРМУЛА РОСТА КОНЦЕНТРАЦИИ АДСОРБИРОВАННОГО ВЕЩЕСТВА НА ПОВЕРХНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И УСТАНОВЛЕН ЦИКЛИЧЕСКИЙ ХАРАКТЕР ЕЕ ИЗМЕНЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ИНТЕНСИВНОЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ. ПОЛУЧЕНЫ РАВНОВЕСНЫЕ ЗАВИСИМОСТИ И РАССЧИТАНЫ ВРЕМЕНА АДСОРБЦИИ ДЛЯ ПОЛИАКРИЛАМИДА И АЗОТСОДЕРЖАЩЕГО ПАВ. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ СИЛ, ДЕЙСТВУЮЩИХ НА АДСОРБИРОВАННЫЙ СЛОЙ, И ПОКАЗАНО, ЧТО ХАРАКТЕР ВЛИЯНИЯ ИНТЕНСИВНОСТИ ТУРБУЛЕНТНОСТИ НА СНИЖЕНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБЪЯСНЯЕТСЯ ЯВЛЕНИЯМИ НА ГРАНИЦЕ РАЗДЕЛА ФАЗ

A MATHEMATICAL DESCRIPTION OF THE ADSORPTION OF POLYMER AND SURFACE-ACTIVE ADDITIVES IN A TURBULENT BOUNDARY LAYER ACCOMPANIED BY THE EFFECT OF REDUCING THE HYDRAULIC RESISTANCE IS PERFORMED. THE FORMULA FOR THE GROWTH OF THE CONCENTRATION OF THE ADSORBED SUBSTANCE ON THE EQUIPMENT SURFACE IS OBTAINED AND THE CYCLICAL NATURE OF ITS CHANGE UNDER CONDITIONS OF INTENSE TURBULENCE IS ESTABLISHED. EQUILIBRIUM DEPENDENCES ARE OBTAINED AND ADSORPTION TIMES ARE CALCULATED FOR POLYACRYLAMIDE AND NITROGEN-CONTAINING SURFACE-ACTIVE AGENTS. THE ANALYSIS OF THE FORCES ACTING ON THE ADSORBED LAYER IS CARRIED OUT, AND IT IS SHOWN THAT THE NATURE OF THE INFLUENCE OF THE INTENSITY OF TURBULENCE ON THE DECREASE IN HYDRAULIC RESISTANCE IS EXPLAINED BY PHENOMENA AT THE PHASE INTERFACE

Ключевые слова: *гидравлическое сопротивление, адсорбция добавок, турбулентный пограничный слой, поверхностно-активные вещества, адсорбционный слой.*

Использование полимерных добавок и поверхностно-активных веществ (ПАВ) в целях снижения гидравлического сопротивления при транспортировке жидкостей (эффект Томса) является одной из новых энергосберегающих технологий. Явление основано на том, что добавки некоторых высокомолекулярных полимеров и определенных поверхностно-активных веществ, концентрируясь в пограничном слое, изменяют структуру турбулентного потока и гасят турбулентные пульсации в нем, в результате чего уменьшаются потери напора на трение.

Широкое внедрение эффекта Томса в промышленную практику сдерживается недостаточной его исследованностью. В предыдущей нашей статье [1], посвященной данной теме, изложены результаты экспериментальных исследований эффекта Томса в циркуляционном контуре. В качестве добавки, снижающей гидравлическое сопротивление, были использованы высокомолекулярный полимер полиакриламид с молекулярной массой $MM = 2 \cdot 10^6$ и азотсодержащее поверхностно-активное вещество (ПАВ) с молекулярной массой $MM = 148$. Результаты исследования показали, что в циркуляционном контуре наблюдается кратковременность действия полимера и устойчивое долговременное действие ПАВ. Установлено также, что на величину эффекта снижения гидравлического сопротивления большое влияние оказывают концентрация добавки и интенсивность турбулентности (число Рейнольдса), при этом зависимости полученного эффекта от указанных факторов имеют экстремальный характер. Полученные результаты не объясняются с позиций существующих моделей механизма явления [2, 4], а также не совпадают с расчетными данными формулы

Харитонов Евгений Васильевич

аспирант ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», инженер 1 категории, отдела главного технолога, АО «Транснефть-Прикамье»

Байбекова Лия Рафаэловна

доцент кафедры Химической технологии переработки нефти и газа, ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», к.т.н.

Шарифуллин Андрей Виленович

Профессор кафедры Химической технологии переработки нефти и газа, ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», д.т.н.



коэффициента гидравлического сопротивления в присутствии полимеров (формула Войтинской [3]). По нашему предположению, одной из основных причин этого является неучет адсорбционных процессов. В связи с этим данная работа посвящена теоретическому анализу и математическому описанию адсорбции добавок в турбулентном пограничном слое, сопровождаемой снижением гидравлического сопротивления.

Механизм явления снижения гидравлического сопротивления сложен и пока что не изучен полностью. В работах, посвященных исследованию этого явления, основное внимание обращается на изменения гидродинамических характеристик течения в пограничном слое, процессам же формирования адсорбционного слоя из полимеров и ПАВ внимание не уделяется. В то же время величина эффекта Томса должна зависеть от параметров адсорбционного слоя. Например, по модели анизотропии динамической вязкости [2] коэффициент анизотропии и, соответственно величина эффекта, зависят линейно от концентрации вещества в пограничном слое. Проведение экспериментальных исследований в турбулентном пограничном слое весьма затруднительно, поэтому в данной работе используется метод математического моделирования.

Полимерные и поверхностно-активные добавки, снижающие гидравлическое сопротивление, имеют дифильную структуру молекул, т.е. состоят из «концевой» полярной группы и «хвостовой» инертной цепочки. Вследствие этого они вначале концентрируются в пограничном слое, а затем адсорбируются на твердой стенке. Сила сцепления (адгезии) поверхности и вещества зависит от физико-химических свойств материалов. Если твердой поверхностью является металл, то наряду с молекулярными силами могут действовать и электростатические силы между полярной поверхностью и полярной частью молекул вещества. Применяемые добавки могут находиться в пограничном слое в растворенном и адсорбированном состояниях. Возникает вопрос, в каком из состояний добавка оказывает свое воздействие на снижение гидравлического сопротивления. В работах, посвященных эффекту Томса, этот вопрос вообще не рассматривается. Соотношение между различными состояниями вещества в пограничном слое, как будет показано ниже, зависит от скорости процесса адсорбции.

Существующие описания адсорбции в пограничном слое, основанные на уравнениях конвективной диффузии, сложны и справедливы только для ламинарного течения. В соответствии с современными представлениями о структуре турбулентного пограничного слоя течение в нем представляет собой процесс периодического роста и разрушения вязкого подслоя, при этом установлена строгая зависимость периода обновления подслоя от числа Рейнольдса [3, 4]. В соответствии с этим можно предположить следующий механизм адсорбционного процесса в пограничном слое. После разрушения вязкого подслоя турбулентные вихри из внешней области течения переносят жидкие моли, содержащие ПАВ или полимеры, в пристеночную область. Затем в течении определенного периода в пограничном слое развивается вязкое движение и протекает процесс молекулярной диффузии добавок к поверхности контакта фаз. На третьем этапе

происходит мгновенное разрушение вязкого подслоя, моли жидкости выбрасываются во внешнюю область течения, на их место поступают новые порции жидкости и процесс повторяется.

Для математического описания процесса адсорбции добавок воспользуемся упрощением картины течения в турбулентном пограничном слое. Примем, что моли жидкости, поступивший в пограничный слой, находится там в течении периода обновления либо в неподвижном состоянии, либо движется по поверхности как единое целое. Такое упрощение не изменяет основной сути процесса, а касается только его второстепенных явлений. Принятая упрощенная картина протекания процесса соответствует модели обновления поверхности контакта фаз, широко используемой при анализе процессов массопердачи в системе газ-жидкость [5]. Если базироваться на этой модели, то адсорбционный процесс в жидкой частице поверхностного слоя в течении времени ее обновления будет описываться уравнением нестационарной диффузии.

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D_A \frac{\partial^2 c}{\partial x^2}, \quad (1)$$

где c – концентрация растворенного вещества, D_A – коэффициент молекулярной диффузии, t – текущее время, x – координата высоты пограничного слоя, измеряемой от поверхности твердой стенки.

Начальные и граничные условия к уравнению (1) учитывают то, что первоначальная концентрация вещества в жидкой частице, поступившей в пограничный слой, равна его концентрации в объеме жидкости.

$$t = 0 : c = c_W; t > 0, x = 0 : c = c_p; x = \infty : c = c_W, \quad (2)$$

где c_W , c_p – концентрации на границах пограничного слоя, г/м³.

Решение уравнения (1) представляет собой распределение концентрации вещества по времени и высоте пограничного слоя. Его можно использовать для получения аналитического выражения скорости адсорбции вещества на твердой стенке R , рассчитывая ее как скорость диффузии вещества на границе контакта фаз $R = -D_A(dc/dt)$ при нулевой высоте пограничного слоя. При этом скорость собственно адсорбции (акта закрепления вещества на твердой стенке) принимается мгновенной.

По результатам математических преобразований скорость адсорбции вещества на поверхности контакта фаз для любого момента времени t будет равна:

$$R = \frac{da}{dt} = (c_W - c_p) \sqrt{D_A/\pi t}, \quad (3)$$

где a – концентрация вещества на твердой стенке, г/м².

Уравнение (3) позволяет рассчитать рост концентрации адсорбированного вещества в течении времени обновления пограничного слоя $0 < t < \theta$. Концентрации вещества на границе раздела фаз в жидкости c_p и на твердой поверхности a связаны между собой равновесной зависимостью. Для рассматриваемой системы равновесная зависимость выражается обычно формулами Фрейндлиха и Ленгмюра, однако при малых концентрациях добавки полимера и ПАВ может использоваться также формула Генри с константой распределения K_A .

$$a = K_A c_p. \quad (4)$$

Для случая линейной равновесной зависимости (4) можно получить аналитическое решение уравнения (3). При начальной концентрации адсорбированной добавки a_0 решение будет следующим:

$$a = \frac{1}{K_A} \left[c_W - (c_W - K_A a_0) \exp(-2K_A \sqrt{\frac{D_A t}{\pi}}) \right]. \quad (5)$$

Уравнения (3–4) позволяют определить величину средней концентрации адсорбированного вещества. В свою очередь, концентрация вещества в пограничном слое входит в соответствующие формулы расчета гидродинамических показателей, (например, коэффициента анизотропии динамической вязкости [2, 4]), что в конечном счете позволит рассчитать величину эффекта Томса. В данной работе уравнения (3–4) используются для анализа влияния интенсивности турбулентности.

Ниже проводится анализ процесса адсорбции на твердой стенке полимера – полиакриламида и азотсодержащего ПАВ. Размеры молекул этих веществ отличаются примерно в 200 раз. Коэффициент молекулярной диффузии рассчитывается с учетом молекулярного объема вещества [6], температуры и вязкости среды, а молекулярный объем рассчитывается по формуле Флори-Фокса [7] в зависимости от молекулярной массы вещества. С использованием этих формул получено, что коэффициенты диффузии рассматриваемых веществ отличаются на три порядка и равны при температуре 25 °С соответственно $D_1 = 2,5 \cdot 10^{-8}$ см²/с и $D_2 = 1,5 \cdot 10^{-5}$ см²/с.

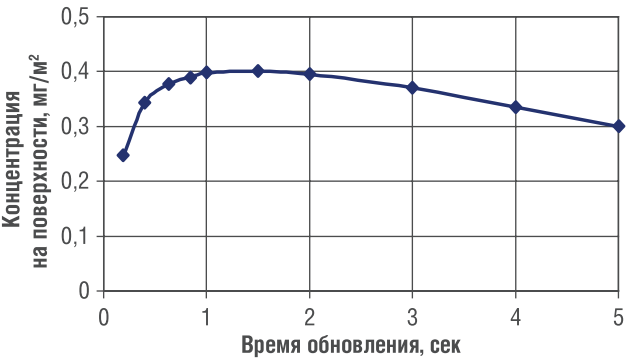
Изотермы адсорбции этих веществ были определены нами путем обработки экспериментальных данных по формуле Генри, при этом получено для полиакриламида $K_A = 2 \cdot 10^4$ м и для ПАВ $K_A = 8,3 \cdot 10^3$ м.

Начальная концентрация адсорбированного вещества при обновлении пограничного слоя (начальные условия в уравнении 3), по нашему предположению, должна зависеть от соотношения сил сцепления молекул добавки с поверхностью и турбулентных сил, которые стремятся оторвать молекулу от поверхности. К примеру, работа адгезии полиакриламида с поверхностью составляет 33 мДж/м² [8]. Величину энергии турбулентных вихрей, отнесенных к единице поверхности контакта, можно оценить либо по спектру энергии турбулентности в зависимости от скорости ее диссипации и размера частицы, либо по значению пульсационной скорости [9]. В качестве размера турбулентного вихря принималась толщина пограничного слоя. Оценочные расчеты для конкретного случая показали, что при изменении критерия Рейнольдса в пределах 10000–50000 энергия турбулентных вихрей изменяется в пределах 10–70 мДж/м². Таким образом, сопоставление сил сцепления и отрыва позволяет выделить два основных режима адсорбции при обновлении пограничного слоя: 1) с сохранением адсорбированного слоя, 2) с полным обновлением слоя. Критическое число Рейнольдса зависит от свойств вещества, для данного ПАВ оно получено равным $Re = 20000$.

На первом этапе были проведены расчеты при нулевых начальных условиях уравнения (4) и получены кривые роста концентрации адсорбированных веществ как функции периода обновления. Построенная модель и результаты расчета позволили сделать некоторые выводы:

- 1) время адсорбции ПАВ составляет 0,7–1 секунды, а полимера – около 2,6 часов, следовательно, полимер в циркуляционных контурах с меньшим временем циркуляции находится в не адсорбированном состоянии;
- 2) для легко адсорбируемого ПАВ его концентрация на поверхности не постоянна, а меняется по циклическому закону;
- 3) в области высокой турбулентности ($Re > 20000$) увеличение ее интенсивности приводит к снижению средней концентрации адсорбированного вещества и, следовательно, эффекта Томса.

РИС. 1. Зависимость концентрации адсорбционного слоя ПАВ от времени обновления пограничного слоя



На втором этапе проведены расчеты процесса адсорбции с сохранением ранее адсорбированного слоя, при этом установлено, что с увеличением времени обновления средняя концентрация адсорбированного слоя снижается. Расчетная зависимость средней концентрации адсорбированного ПАВ от периода обновления при объемной концентрации вещества 5 мг/л приведена на рис. 1.

На основании этих результатов и с учетом рассмотренных выше связей можно ожидать такой же характер зависимости эффекта Томса от интенсивности турбулентности, что совпадает с полученными в работе [1] экспериментальными данными. Полученные в данной работе уравнение и формула расчета концентрации адсорбированного слоя позволяют подойти вплотную к теоретическому расчету эффекта Томса. ●

Литература

1. Шарифуллин В.Н., Гильманов Р.Р., Шарифуллин А.В. Применение полимерных добавок и поверхностно-активных веществ для снижения гидравлического сопротивления в циркуляционных системах //Химическая технология / № 5, 2005.
2. Повх И.Л. Экспериментальное исследование влияния полиакриламида на сопротивление диффузоров // Инж. физ. журн. / т. 51, № 3, 1986.
3. Альтшуль А.Д., Киселев П.Г. Гидравлика и аэродинамика, М., Стройиздат, 1975, 327 с.
4. Никулин В.А. Модель пристеночной турбулентности в слабых растворах полимеров //Труды Донецкого университета / 1978.
5. Данквертс П.В. Газожидкостные реакции. М.: Химия, 1973, 295 с.
6. Столярова Е.А., Орлова Н.Г. Расчет физико-химических свойств жидкостей, Л., Химия, 1976.
7. Флори П. Статистическая механика цепных молекул, М., Мир, 1971.
8. Л.А.Царькова, П.В.Проценко, J.Klein, Исследование взаимодействия между полимерными монослоями с помощью аппарата для измерения молекулярных сил //Коллоидный журнал / № 1, 2004, с. 95–107.
9. Хинце И.О. Турбулентность, М., Физматгиз, 1963.

KEYWORDS: *hydraulic resistance, additive adsorption, turbulent boundary layer, surfactants, adsorption layer.*

ЭКОНОМИКА «СЛАНЦЕВОЙ» НЕФТЕДОБЫЧИ

**Хартуков
Евгений Михайлович**

московский государственный институт (университет) международных отношений (МГИМО) МИД России, руководитель Центра нефтегазового бизнеса (CPBS) и международной Группы анализа и прогнозирования мирового энергосырьевого рынка (GAPMER), вице-президент женевской компании Petro-Logistics SA, профессор, д.э.н.

АНАЛИЗИРУЮТСЯ ЗАТРАТЫ НА ДОБЫЧУ «СЛАНЦЕВОЙ» НЕФТИ (НЕФТИ ПЛОТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ), ИХ УРОВЕНЬ, СТРУКТУРА И ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ В США И В РОССИИ

COSTS OF TIGHT OIL PRODUCTION, THEIR LEVELS, COMPOSITIONS, AND FORMATION FACTORS IN THE USA AND RUSSIA ARE ANALYZED

Ключевые слова: сланцевая нефть, низкопроницаемые/плотные коллекторы, затраты/расходы/издержки, добыча, бурение, скважина, США, Россия.

Строго говоря, «сланцевая нефть» (shale oil) – далеко не научный термин, который однако широко используется в отношении нефти низкопроницаемых коллекторов сланцевого типа и может легко быть спутан с нефтью, или сланцевой смолой, получаемой в результате сухой перегонки богатых керогеном горючих сланцев и успешно разрабатываемых с использованием наземных реторт, в частности, в Эстонии, Бразилии и Китае, но пока не доступных – по экономическим причинам – энергетическим компаниям США, где в Скалистых горах находятся наиболее богатые грин-риверские сланцы. Американские журналисты даже придумали «крутое» и звучное (но крайне сомнительное) словосочетание для описания бурного развития добычи УВ из низкопроницаемых осадочных пород – «сланцевая революция» (shale revolution), фривольно применяемое

обычно к добыче природного газа в США. Во избежание неизбежной путаницы целесообразным представляется использование в этом случае более правильного и широко применяемого нефтяниками термина «низкопроницаемый» (tight). Извлечение нефти или газа из низкопроницаемых осадочных коллекторов предполагает использование весьма дорогостоящей (см. ниже) технологии их *раздробления* (fracking, fracturing) с предшествующим горизонтальным бурением.

Примерно одна пятая всех обнаруженных в России запасов нефти, приуроченная в основном к Баженовской, Абалакской, Хадумской и Доманикской свитам, относится к категории низкопроницаемых [1].

Согласно некоторым довольно оптимистичным российским прогнозам, добыча «сланцевой»

нефти в России может достичь уровня 300–440 тыс. барр./сут (15–22 млн т в год) в 2020 г. и даже 1,7 млн барр./сут (85 млн т в год) в 2030 г. Такие крайне оптимистичные общие прогнозы исходили от Министерства энергетики России (Минэнерго РФ, или RF MoE) и Федерального Агентства по недропользованию (Роснедра). Однако, прогноз Минэнерго РФ, которое, несмотря на почти полную приватизацию отрасли, несравненно более ответственно за реализацию планов российских нефтегазовых компаний, был более сдержанным – Минэнерго прогнозировало добычу «сланцевой нефти» в стране на уровне 440 000 барр./сут к 2020 г. и ее снижение до 400 000 барр./сут к 2025 г. и 0,8 млн барр./сут к 2030 г. против 20 000 барр./сут в 2013 г. (рис. 1).

Как это хорошо известно, еще в недавние времена многие амбициозные правительственные планы просто потихонечку передавались в какой-нибудь секретный госархив, не обсуждаясь открыто с молчаливым российским народом. Эта же судьба была уготована выше приводимым правительственным прогнозам стремительного роста российской «сланцевой» нефтедобычи, которые были явно завышены и вряд ли практически осуществимы, – в особенности, «безответственному» прогнозу Роснедра.

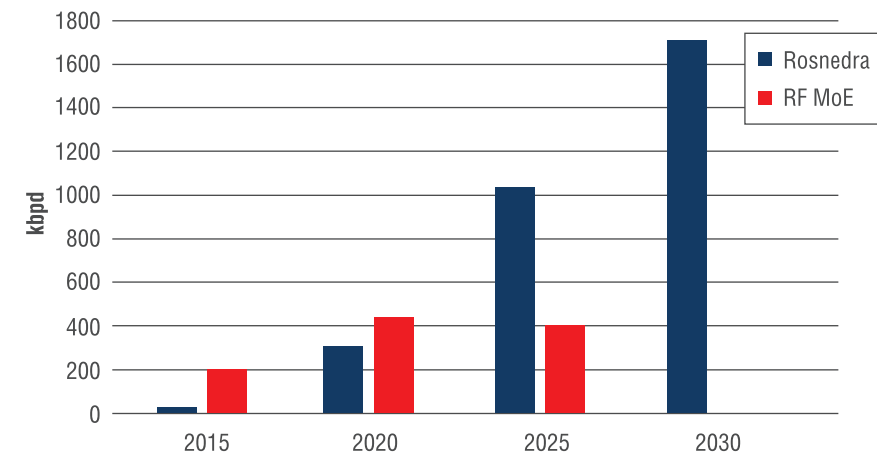
Более реалистичным представляется относительно

«свежий» прогноз ОПЕК (2017 г.), согласно которому Россия не должна добывать в 2035–2040 гг. более 0,5 млн барр. «сланцевой нефти» в сутки (рис. 2).

Еще в 2011 г., стремясь стимулировать корпоративные инвестиции в разработку трудноизвлекаемых ресурсов, российское правительство начало вносить изменения в налоговое законодательство России. В июле этого года Госдума приняла законопроект о снижении налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) с использованием коэффициента, основанного на пористости и проницаемости пласта. Согласно этой налоговой схеме, если скважина в свите Баженова (и других низкопроницаемых нефтеносных отложений) является коммерчески жизнеспособной, доходы от добычи нефти с помощью этой скважины будут освобождены от налогообложения в течение первых пяти лет срока службы, но этот нулевой коэффициент не будет выполняться для всех ограниченных нефтяных залежей. Как отмечает британский исследователь Джеймс Хендерсон из Оксфордского института энергетических исследований (OIES), если бы российская экспортная цена на нефть оставалась постоянной на уровне \$100/барр., нынешняя структура налогообложения фактически обеспечила бы норму самоокупаемости (IRR) на уровне 5% и потребовала бы экспортной цены в размере \$200/барр. для достижения уровня IRR в 15% [2].

Теперь же, когда налоговые льготы для нефти из низкопроницаемых коллекторов вступили в силу

РИС. 1. Правительственные прогнозы добычи нефти из низкопроницаемых пород в России в 2020–2030 гг., в тыс. барр./сут



Источник: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/10/WPM-52> [2]

с начала сентября 2013 г., нулевая ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) применяется к нефти нефтеносных пород с проницаемостью 0–2 миллидарси (мД) включительно (то есть свит Бажена, Абалака, Хадума и Доманика) в течение 180 налоговых периодов (т.е. в течение 15 лет). Кроме того, такая нефть получила льготу в форме существенно сниженной экспортной пошлины (до 10% величины обычной вывозной пошлины) сроком на 10 лет – до сентября 2023 г. [4].

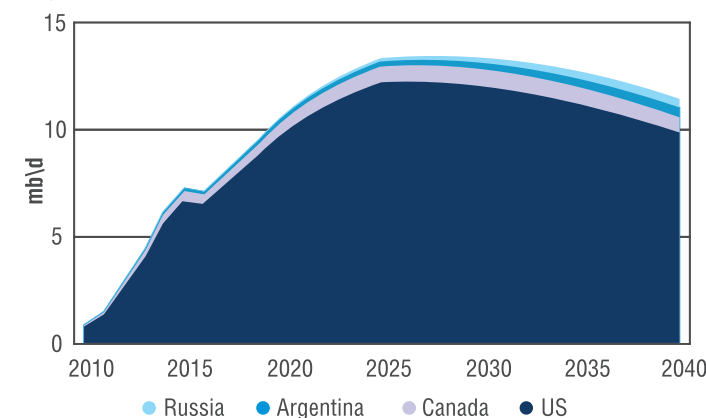
В свою очередь, в США – крупнейшей сланцефтедобывающей страны мира – прогнозируется, что к 2030 г. добыча «сланцевой» нефти возрастет до 7–14 млн барр./сут (350–700 млн т в год) по сравнению с 6 млн барр./сут в 2018 г. (свыше половины всей американской нефтедобычи

против 15% в 2010 г.) [5]. При этом, по недавнему прогнозу Американской ассоциации нефтегазовых геологов (AAPG), в 2030 г. только в пределах Пермского НГБ, где расположены основные районы «сланцевой» нефтедобычи, будет добываться не менее 10,5 млн барр./сут нефти низкопроницаемых формаций.

Существует множество спекуляций и неопределенностей относительно удельных расходов на добычу так называемой «сланцевой нефти» (правильнее: нефти низкопроницаемых, плотных коллекторов) в США. Хотя иногда и публикуются оценки средних издержек американской сланцевой нефтедобычи, важно иметь в виду, что затраты по добыче нефти из низкопроницаемых коллекторов в Штатах сильно различаются по районам добычи (формациям) и отдельным проектам.



РИС. 2. Добыча нефти из низкопроницаемых пород по странам мира в 2010–2040 гг., по данным секретариата ОПЕК, в млн барр. в сутки



Источник: <https://www.oigj.com/general-interest/article/17288735> [3]

РИС. 3. Прогноз AAPG добычи «сланцевой» и обычной нефтей в Пермском бассейне США до 2050 г., в млн барр./сут

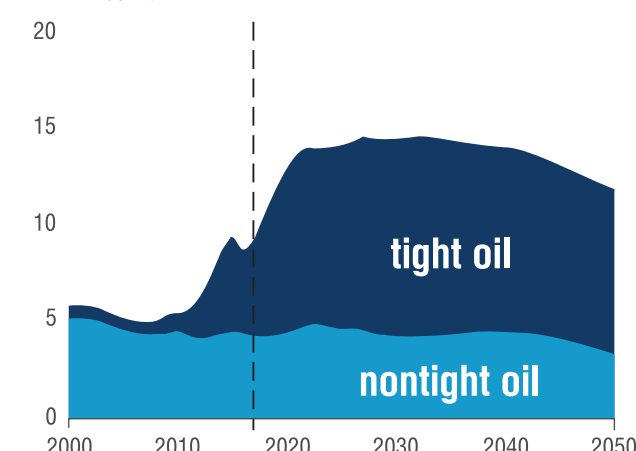


РИС. 4. Схема зависимости дебита обычной и «сланцевой» нефтяных скважин (в барр./сут) от времени их эксплуатации (на примере формации Баккен, США)

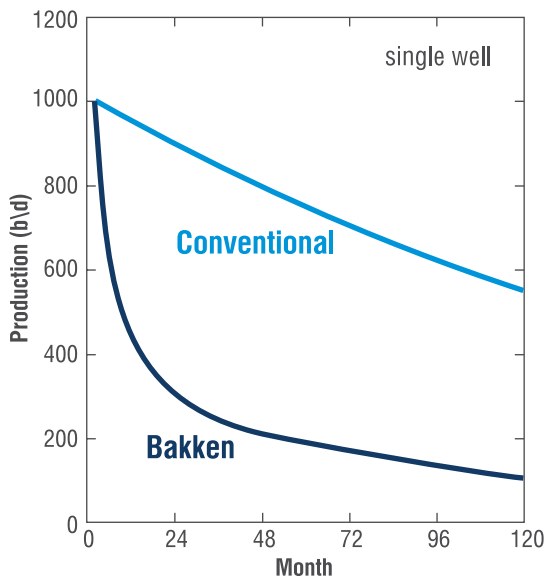
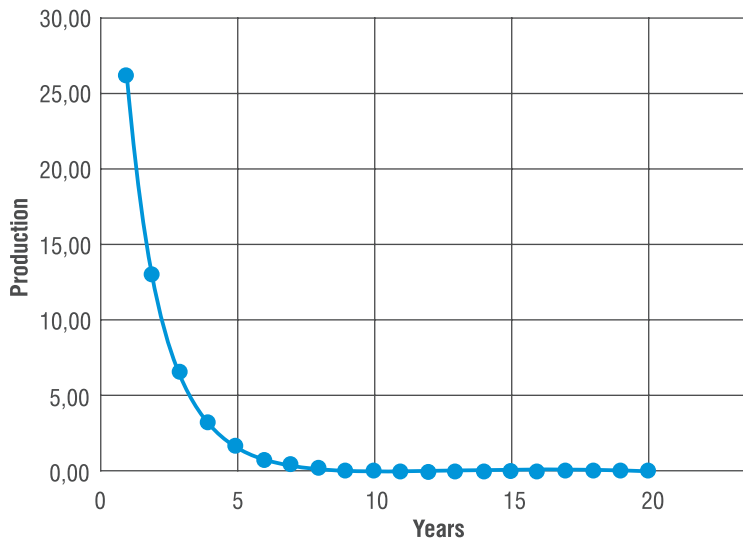


РИС. 5. Профиль добычи нефти по скважине в Баженовской формации в период 20 лет, в тыс. т



Источник: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/539495> [14]

Если же говорить конкретно о средних издержках добычи «сланцевой нефти» в восточной части формации Игл-Форд, то в 2018 г. они составляли, по оценке, менее \$17/барр., из которых на долю капитальных затрат приходилось \$7,56/барр. (или почти 45%).

Все это можно сопоставить со в среднем менее высокими издержками добычи «традиционной» нефти в различных районах мира и, в частности, с соответствующими популярными оценками норвежской консультационной фирмы Rystad Energu, в соответствие с которыми полные издержки «сланцевой» нефтедобычи в формации Игл-Форд примерно равны средним (но, на наш взгляд, сильно завышенным) удельным расходам на добычу «обычной» нефти в России.

По недавней (июнь 2019 г.) оценке «Газпром нефти», издержки добычи «сланцевой нефти» в России составляют в среднем порядка 8 500 руб. (\$132) на тонну. Учитывая богатый опыт этой компании по добыче «сланцевой» нефти в Западной Сибири, речь идет об издержках добычи из Баженовской формации [12]. Годом ранее исследователи московских Энергетического института Российской АН и Центра исследования энергетических рынков ВШЭ дали оценку вероятной себестоимости добычи «сланцевой» нефти в среднем по России на уровне \$120–170/т [13].

Относительно высокие издержки «сланцевой» нефтедобычи связаны в первую очередь с необходимостью бурения большого количества дорогостоящих горизонтальных скважин и франкированием плотных нефтеносных пород. Надо сказать, что буровые затраты в сланцевых проектах весьма высоки: в среднем от 30% до 40% — это расходы на бурение, включая аренду буровых, закупку труб, буровые растворы, и это без учета заканчивания скважин. И, если дебит обычной нефтяной скважины ежегодно уменьшается, как правило, на 6%, то горизонтальная скважина, пробуренная в толще плотных нефтеносных пород, «истощается» намного быстрее (рис. 8), что и приводит к неизбежности бурения новых скважин.

Типичный профиль падения добычи «сланцевой» нефти из Баженовской свиты (тыс. т) из скважины по годам имеет резкий наклон за первые два–три года, когда отбираются 80–90% вовлеченных запасов нефти. ●

Литература

1. Хартуков Е.М. «Сланцевая нефть» в России: сегодня и завтра. — Сфера. Нефть и газ, 2020, № 3–4 (77), сс. 104–115.
2. Tight Oil Developments in Russia [Электронный ресурс]. URL: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/10/WPM-52> (дата обращения 30.08.2020).
3. market watch: Crude prices retreat after rally [Электронный ресурс]. URL: <https://www.ogj.com/general-interest/article/17288735> (дата обращения 30.08.2020).

4. Как стимулировать разработку трудноизвлекаемых нефтяных «свит» <http://iadevon.ru/news/oil> (дата обращения 30.08.2020).
5. Today in Energy [Электронный ресурс]. URL: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=38852> (дата обращения 1.09.2020).
6. Production Decline Projected for Permian Basin [Электронный ресурс]. URL: <https://explorer.aaprg.org/story/articleid/53236/production-decline-projected-for-permian-basin> (дата обращения 1.09.2020).
7. Economics of U.S. Shale Oil Production [Электронный ресурс]. URL: <https://about.bnef.com/blog/economics-us-shale-oil-production> (дата обращения 18.07.2020).
8. Will Oil Declines Hurt Texas Housing? Not If We Could Export Oil... [Электронный ресурс]. URL: <https://candysdirt.com/will-oil-declines-hurt-strong-texas-markeuy> (дата обращения 18.07.2020).
9. you-wont-believe-what-saudi-arabias-oil-production-is [Электронный ресурс]. URL: <https://www.fool.com/investing/2019/03/19> (дата обращения 18.07.2020).
10. Los futuros de WTI [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rankia.co/blog/call-put/4495262-futuros-wti-volviendo-zona-minimos-por-nuevos-casos-coronavirus> (дата обращения 17.07.2020).
11. Tight Oil Market Dynamics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities [Электронный ресурс]. URL: <https://www.researchgate.net/figure/Type-curves-for-oil-production-from-individual-conventional-wells-with-an-annual-rate> (дата обращения 1.09.2020).
12. Gazprom Neft says Bazhenov shale oil output to reach viability by 2022-2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.reuters.com/article/us-russia-oil-shale-gazpromneft> (дата обращения 17.07.2020).
13. Global prospects of unconventional oil in the turbulent market: a long term outlook to 2040 [Электронный ресурс]. URL: <https://ogst.ifpenergies-nouvelles.fr/articles/ogst/pdf/2018/01/ogst180194> (дата обращения 3.09.2020).
14. Сценарный прогноз параметров добычи нефти из низкопроницаемых нефтегазовых резервуаров Баженовской свиты [Электронный ресурс]. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/geologorazvedka/539495> (дата обращения 3.09.2020).

KEYWORDS: tight oil, cost, production, drilling, well/borehole, the USA, Russia.

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов



Подписной пакет	Количество номеров	Цена, ₽
Печатная + Электронная (PDF) + Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 номер 2021 г.	1	1 590
I полугодие 2021 г.	8	15 990
II полугодие 2021 г.	7	13 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	29 980
Online-версия журналов (доступ к интерактивным статьям)		
1 статья номера 2021 г.	—	190
1 номер 2021 г.	1	990
I полугодие 2021 г.	8	6 990
II полугодие 2021 г.	7	5 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	12 980
Печатная + Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2021 г.	1	1 290
I полугодие 2021 г.	8	9 990
II полугодие 2021 г.	7	8 990
Годовая подписка на 2021 г.	15	18 980
Электронная (PDF) версия журналов		
1 номер 2021 г.	1	290
I полугодие 2021 г.	8	1 990
II полугодие 2021 г.	7	1 890
Годовая подписка на 2021 г.	15	3 980

Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 650-14-82
subs@neftegaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Межрегиональное
агентство подписки (МАП) |
подписной индекс 11407

Подписное агентство
(Урал-Пресс) |
подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов —
индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ С НАНОДОБАВКАМИ

РАССМОТРЕНЫ ВАРИАНТЫ ВОВЛЕЧЕНИЯ НАНОРАЗМЕРНЫХ ДОБАВОК В СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ: МАСЛА, СМАЗКИ И КОМПОЗИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ. ОТМЕЧЕН ЭФФЕКТ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ СВОЙСТВ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ С ДОБАВКАМИ, КОТОРЫЙ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В МОДИФИЦИРОВАНИИ ПОВЕРХНОСТИ И СНИЖЕНИИ КОЭФФИЦИЕНТА ТРЕНИЯ. ОДНАКО ДЛЯ КАЖДОЙ ДОБАВКИ ИМЕЮТСЯ СВОИ КОНЦЕНТРАЦИОННЫЕ ОГРАНИЧЕНИЯ И ЗАЧАСТУЮ НЕОБХОДИМА РАЗРАБОТКА СПОСОБА ДИСПЕРГИРОВАНИЯ И ВВЕДЕНИЯ НАНОЧАСТИЦ В СМАЗОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ

THE OPTIONS FOR ADDING NANOSCALE ADDITIVES IN LUBRICANTS: OILS, GREASES AND COMPOSITE MATERIALS ARE CONSIDERED. THE EFFECT OF INCREASING THE ANTIWEAR PROPERTIES OF LUBRICANTS WITH ADDITIVES IS NOTED, WHICH CONSISTS IN MODIFYING THE SURFACE AND REDUCING FRICTION COEFFICIENTS. HOWEVER, EACH ADDITIVE HAS ITS OWN LIMITED CONDITIONS, AND IT OFTEN REQUIRES THE DEVELOPMENT OF METHODS FOR DISPERSING AND APPENDING NANOPARTICLES INTO A LUBRICANT

Ключевые слова: наноразмерные добавки, графен, дисперсии.

**Данилов
Александр Михайлович**

Д.Т.Н.

**Бартко
Руслан Владимирович**

К.Т.Н.

**Антонов
Сергей Александрович**

К.Т.Н.

**Крижевская
Эндже Тагировна**

Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти АО «ВНИИ НП»

**Басакина
Татьяна Васильевна**

ООО «РН-СтройКонтроль»

Использование перспективных компонентов и добавок в составе смазочных материалов позволит значительно повысить их эффективность, увеличить срок службы в узле трения и успешно решить задачи импортозамещения при их применении.

Актуальным представляется оценить эффект от применения наноразмерных добавок.

Главной особенностью наноразмерных частиц является их исключительно развитая поверхность, что можно выразить формулой

$$S / V \rightarrow \infty,$$

где S – площадь поверхности;
 V – ее объем.

Благодаря этому твердые вещества, в обычном виде нерастворимые в маслах, легко образуют с ними устойчивые дисперсии, а огромная свободная энергия поверхности обеспечивает быструю адсорбцию с образованием прочного адгезионного слоя. В узлах трения наночастицы заполняют собой микронеровности, в результате чего шероховатость поверхности уменьшается в несколько раз. Это приводит к уменьшению коэффициента трения и соответствующему увеличению механического КПД. Детали, защищенные покрытиями с нанодобавками, обладают повышенной прочностью и сопротивлением к истираемости и низким коэффициентом трения. Явные достоинства наночастиц

немедленно привлекли внимание специалистов, работающих в области смазочных материалов.

В исследовательских целях наночастицы подразделяют на несколько групп, из которых выделим некоторые. Это условно нульмерные (кремний, металлы и их оксиды, алмазная шихта), одномерные (углеродные нанотрубки, нанопроволоки, нанопленки, нанопластики, нанополосы, нанопроволоки, нанопленки, нанопластики, нанополосы) и двумерные (слоистые минералы, глины, графит и графен). С некоторых пор стало можно говорить и о трехмерных частицах – 3D-графене. Все они исследуются в качестве добавок к смазочным маслам и пластичным смазкам. Для каждой группы разрабатываются свои методы введения в смазочные материалы, которые рассматриваются несколько ниже.

Введение в масло твердых веществ, измельченных до размеров в десятки, в крайнем случае, сотни нм, позволяет получить стабильные коллоидные дисперсии. Сначала эффектом наноизмельчения воспользовались для хорошо известных продуктов, таких как графит, дисульфид молибдена, оксид меди и др. Рабочие концентрации этих добавок были на удивление малы. Например, при добавке 0,005 % наночастиц SiO_2 в масло SAE 10W-30 при испытании на моторном стенде с алюминиевым поршнем при частоте вращения вала от 200 до 300 мин⁻¹ и нагрузке от 2 до 9 Н, коэффициент трения снизился с характерного для алюминия значения при скольжении

в паре алюминий–сталь с 0,45 до 0,06 [1]. Исследовались и другие добавки, ранее использовавшиеся только в пластичных смазках и твердых смазочных покрытиях: серпентин [2], волокнистый кремнезем [3], гексагональный нитрид бора, графит, дисульфид вольфрама [4]. Как правило, все они обладали противозносным действием.

Вторая особенность – модификация поверхности трения приводит к увеличению срока службы деталей без пересмазывания в несколько раз. Сообщается, например, что наноразмерные частицы алмаза размером 3–5 нм, замешанные в смазку Литол-24 в концентрации 0,01–0,05 %, более чем в два раза увеличили срок службы подшипника качения. Это объясняют тем, что частицы заполняют собой микронеровности и прочно там удерживаются благодаря исключительным адгезионным свойствам сильно развитой поверхности. В результате в условиях эксперимента шероховатость поверхности трения снижалась в три и более раз [5].

Однако введение в смазку наноразмерных добавок не означает, что их трибологические характеристики обязательно улучшатся. Результат зависит от свойств самого вещества. Примером этому может служить статья [6], в которой приводятся результаты трибологических испытаний смазки Литол-24 с добавкой до 10 % полититаната калия. И противозносные, и антифрикционные свойства смазки были в пределах ошибки измерения. В крайнем случае можно было говорить только о тенденции их изменения.

Третье направление использования нанодобавок заключается в их вовлечении в состав композитных материалов. Например, разработан композит, содержащий 1–5 % графена в эпоксидной смоле. Его коэффициент трения составил 0,2–0,16 при сухом трении и 0,01–0,09 при трении со смазкой. Считают, что это перспективный материал для облегченных движущихся деталей автомобиля [7]. Из композита на основе полиамида со стеклянным волокном, содержащего добавку 5 % графена с оксидом циркония, рекомендовано изготавливать ударопрочные подшипники, работающие в условиях высоких нагрузок [8].

Наряду с известными упомянутыми выше наполнителями большое внимание в последнее время уделяется графену как перспективному объекту для исследований [9]. При этом рассматривается как непосредственно сам графен, так и его производные: оксид, продукты прививки функциональных групп и т.д. А после того как в Массачусетском Технологическом институте изобрели объемный 3D-графен (трехмерная ажурная конструкция, собранная из пластинок графена) и выявили его исключительные механические и термические свойства, он был испытан в качестве добавки к смазкам [10]. Было показано, что добавка этого вещества в концентрации 0,3 % в литиевую смазку позволяет вдвое уменьшить износ и на 20 % снизить коэффициент трения.

Высокоразвитая поверхность не только придает наночастицам полезные эксплуатационные свойства, но и представляет собой серьезную проблему. Наночастицы склонны к агломерации, а это затрудняет их введение в смазочную среду с образованием однородной устойчивой дисперсии. В порядке поиска предлагаются разные методы. Наиболее простой заключается в измельчении диспергируемого образца в масле в присутствии поверхностно-активных веществ: таких как длинноцепочечные карбоновые или сульфоновые кислоты. Но при этом нередко диспергирование оказывается недостаточно эффективным, частицы получаются довольно крупные и силы межмолекулярного взаимодействия не могут их удержать от медленной седиментации. Вообще представляется, что единого метода быть не может и надо приспособливаться к свойствам диспергируемого продукта. Металлы, например, вводят в масло в виде растворимого комплекса, который затем разрушают с выделением мельчайших частиц. Этот метод очень эффективен, но дорог. Поэтому он используется в исследовательских целях. А для того чтобы замешать композицию диоксида титана (в виде товарной пудры) с углеродными нанотрубками, полученными в ходе эксперимента путем осаждения паров углерода, смазку на кальциевом мыле растворяли в хлороформе (10 %), а углеродные нанотрубки

во избежание их агломерации суспендировали в диметилформамиде [11]. Затем добавки замешивались в смазку в пропорции 1:1.

Стабильную дисперсию наночастиц алюмосиликата (до 100 нм) получали, используя постоянный электрический заряд на поверхности алюмосиликата – бентонитовой глины [12]. Для этого в масло прибавляли катионный модификатор до образования гомогенной смеси. Затем в эту смесь вводили диспергируемое вещество, которое при нагревании до 90 °С взаимодействовало с отрицательно заряженной поверхностью глины с образованием тонко диспергированной суспензии.

Для замешивания в смазку нанопроволоки целлюлозы предложен [13] интересный, но трудозатратный способ, согласно которому ее водный раствор обрабатывают ацетоном. Выпавший осадок отделяют центрифугированием, а ацетон из раствора вытесняют добавкой диметилацетамида, который заменяют на базовую сложнэфирную жидкость с последующей ультразвуковой обработкой. По утверждению авторов, в результате образуется стабильная дисперсия нановолокон (длина 1 мкм, толщина около 100 нм) в базовой жидкости. Такой же метод последовательной замены растворителей был использован при введении кристаллов наноцеллюлозы в смазку в качестве загустителя [14]. Разработчики утверждают, что для приготовления такой смазки пригодны любые базовые основы, а для загустителя (кристаллической наноцеллюлозы) могут использоваться любые базовые основы и требуется от 5–30 % процентов.

Еще большую проблему приходится решать, когда в смазку требуется ввести графен. Для этого изготавливали масляный концентрат графена, полученного по технологии послойного истирания графита между подвижной и неподвижной плоскостями [15]. Такой концентрат довольно легко смешивался со смазкой. Испытания на четырехшариковой машине трения подтвердили мнение о том, что добавки графена улучшают трибологические характеристики смазок, но на уровне других добавок того же назначения. Высокая стоимость графена препятствует его широкому применению.

Однако в специальных случаях он может представлять интерес. К таким, например, относятся приборные смазки, от которых, кроме собственно смазывающего действия, требуются отличные антифрикционные свойства и высокая теплопроводность, характерные для графена.

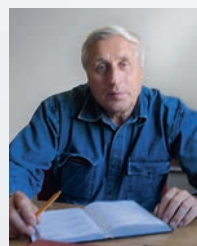
В заключение краткого обзора отметим, что у наноразмерных материалов как добавок к смазочным маслам и пластичным смазкам большие возможности, многие из которых еще не выявлены. Вводятся они в смазочные материалы в небольших количествах, при этом могут существенно изменить свойства трущихся поверхностей и обеспечить значительное снижение износа и коэффициента трения.

В России работы в данном направлении ведутся, но, на наш взгляд, недостаточно интенсивно. Вместе с тем именно они приведут к прорывным техническим решениям в области горюче-смазочных материалов. ●

Литература

1. Ashida M., Hisham S., Awang N. W., Amitiddin A., Noor Kadirgama K., Ramasamy Najafi G., Tarlochan F. Copper (II) oxide nanoparticles as additive in engine oil to increase the durability of piston-liner contact // Fuel. 2018. Vol. 212. P. 656–667.
2. Meng Zhao. Environmentally-friendly wallpaper and preparation method thereof // Pat. CN 108677595, 2017.
3. Amir B., Yun H., Kohji Ch., Idriss B., Jerson R. S. Improving tribological properties of oil-based lubricants using hybrid colloidal additives // Tribology Int. Vol. 144, April 2020, art. 106130.
4. Xin He, Tongtong Wang, Wenyang Lua. A win-win method for generating carbon material precursors of carbon nanofibers from coal and CO₂ and the associated mechanism // Fuel. 2020. Vol. 272. art. 117712.
5. Li Yue-Rong // Diesel engine oil. Pat. US 9353327. 2016.
6. Сафонов В. В., Азаров А. С. Трибологические свойства модификаций пластичных смазок // Мехатроника, автоматика и робототехника. 2019. № 4. С. 39–41.
7. Upadhyay R. K., Kumar A. Effect of particle weight concentration on the lubrication properties of graphene based epoxy composites // Colloid and Interface Science Communications. Vol. 33, November 2019, Article 100206.
8. Yanfei L., Xiangyu G., Jinjin L. Graphene lubrication // Appl. Mater. Today. Vol. 20. Sept. 2020, art. 100662.
9. Claveria I., Elduque D., Lostalé A., Fernández A., Javierre C. Analysis of self-lubrication enhancement via PA66 strategies: Texturing and nano-reinforcement with ZnO₂ and graphene // Trib. Int. Vol. 131. March 2019. p. 332–342.
10. Ouyang T., Shen Y., Yang R., Liang L., Shen P.K. 3D hierarchical porous graphene nanosheets as an efficient grease additive to reduce wear and friction under heavy-load conditions // Trib. Int. Vol. 144. April 2020. Article 106118.
11. Shady A., Kameld B.M. Development and manufacturing an automated lubrication machine test for nano grease // Journ. of Materials Research and Technology. Vol. 9, Issue 2, March–April 2020, P. 2054–2062.
12. Алисин В. В., Покидько Б. В., Рошин М. Н., Симакова Г. А. Смазка на основе дисперсии наночастиц алюмосиликатов для высокоскоростного железнодорожного транспорта // Трибология – машиностроению: сб. трудов XII Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 80-летию ИМАШ РАН. Москва; Ижевск, 2018. С. 29–32.
13. Тонконогов Б.П., Кияжкова А.Ю., Сафиева Р.З., Стенина Н.Д., Гушин П.А., Винокуров В.А., Горбачева С.Н., Ильин С.О. Низкотемпературная экологичная многоцелевая пластичная смазка и способ её получения. Пат. RU 2713451, 2020.
14. Reda M. Fikry, Refaat A. El-Adly, Nabila A. Ismail, A. S. El-Tabey, HendAl-Aidy. Some azine and azole derivatives as antioxidant additives for lithium lubricating grease. Egyptian Journ. of Petroleum. Vol. 22, Issue 1. June 2013. P. 61–71.
15. Аль-Саади Дар Али Юсиф. Совершенствование технологии и устройства для модифицирования пластичных смазок графенами: дис. ... канд. техн. наук. Тамбов: Тамбовский гос. тех. ун-т. 2017. 187 с.

KEYWORDS: *nanoscale additives, graphene, dispersions.*



6 ноября 2020 года, на 75-м году жизни скоропостижно скончался член редколлегии нашего журнала, видный ученый и общественный деятель, доктор технических наук, главный научный сотрудник АО «ВНИИ НП» Данилов Александр Михайлович.

Александр Михайлович родился 09.10.1946 г. в г. Артём Приморского края. В 1970 г. окончил Московский институт нефтехимической и газовой промышленности (в настоящее время РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина). Кандидат химических наук (1974), доктор технических наук (1997). С 1974 по 2003 г. работал в Электрогорском филиале ВНИИ НП (ныне – Электрогорский институт нефтепереработки) в должности от младшего научного сотрудника до заведующего лабораторией. Затем перешел во ВНИИ НП на должность заведующего отделом. С 2004 по 2017 – заместитель директора ВНИИ НП по научной работе.

Работая в Электрогорском филиале ВНИИ НП, независимо от зарубежных исследователей, разработал первые в России полимочевинные пластичные смазки, обосновал ассортимент смазок для разных условий использования и организовал их опытно-промышленное производство, внедрил их применение на предприятиях компании «Норильский Никель», АО «Мосэнерго», ПАО «АвтоГАЗ», ОАО «Балахнинский ЦБК» и др. Существенный вклад внес в развитие научного направления присадок к топливам. В частности, участвовал в разработке организации производства на Стерлитамакском нефтехимическом заводе антиоксиданта Агидол-12, широко используемого в настоящее время на НПЗ России. Предложил решение проблемы стабильности легкого газойля каталитического крекинга установки 43/107 Московского НПЗ, рекомендовал комплексную схему процессов «старения» вторичных среднедистиллятных топлив и способы ингибирования отдельных стадий процесса. В результате был разработан стабилизатор ВЭМС. Также А.М. Даниловым была разработана многофункциональная присадка к мазуту ВНИИ НП-200, широко применяющаяся на мазутных ТЭЦ (Мончегорск, Заполярный, Питкяранта). Вместе с сотрудниками А.М. Данилов разработал и организовал производство первых российских противоизносных присадок к малосернистым дизельным топливам.

Присадки Байкат (АО «АЗКиОС») и Комплексал-Эко «Д» (ООО «НЗМП») положили начало импортозамещению в области присадок к топливам. В последние годы в этом направлении выполнены работы по вовлечению альтернативного сырья для присадок взамен дефицитных кислот таллового масла.

Александр Михайлович Данилов – автор более 300 публикаций, включая 50 изобретений, 7 монографий, в частности «Введение в химмотологию», «Книга для чтения по переработке нефти», «Применение присадок в топливах», «Материалы к генеологии научных школ химиков-органиков России» и другие. Монография «Применение присадок в топливах» переиздавалась три раза. А.М. Данилов вел большую общественно-научную работу. Он являлся аттестованным экспертом Российской академии наук, членом трех диссертационных советов по защите докторских диссертаций, председателем секции № 2 Ученого Совета «ВНИИ НП».

С целью популяризации последних достижений науки в области нефтепереработки и нефтехимии А.М. Данилов читал лекции специалистам разного уровня. В разные годы это были Московский институт повышения квалификации, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, МГИМО, НК «КазМунайГаз», заводы и отраслевые институты. Высочайший профессионализм, энциклопедические знания и широта кругозора, требовательность и доброжелательность в работе – эти и другие профессиональные и человеческие качества привлекали к Александру Михайловичу учеников, соратников и друзей из разных городов России и мира.

Светлая память об Александре Михайловиче – замечательном ученом и человеке – сохранится в сердцах тех, кому довелось с ним общаться, дружить и работать.



КОМПОЗИТ-ЭКСПО

Тринадцатая международная специализированная выставка

30 марта - 1 апреля, 2021

Россия, Москва,
ЦВК «Экспоцентр», павильон 1

Основные разделы выставки:

- Сырье для производства композитных материалов, компоненты: смолы, добавки, термопластики, углеродное волокно и т.д.
- Наполнители и модификаторы
- Стеклопластик, углепластик, графитопластик, базальтопластик, базальтовые волокна, древесно-полимерный композит (ДПК) и т.д.
- Полуфабрикаты (препреги)
- Промышленные (готовые) изделия из композитных материалов
- Технологии производства композитных материалов со специальными и заданными свойствами
- Оборудование и технологическая оснастка для производства композитных материалов
- Инструмент для обработки композитных материалов
- Измерительное и испытательное оборудование
- Сертификация, технический регламент
- Компьютерное моделирование
- Утилизация

Специальный раздел:
КЛЕИ И ГЕРМЕТИКИ



выставка
участник
системы



независимый
выставочный
аудит

Параллельно проводится выставка:



ПОЛИУРЕТАНЭКС

Двенадцатая международная специализированная выставка
www.polyurethanex.ru



Информационная поддержка:



Дирекция:

Выставочная Компания «Мир-Экспо»
115230, Россия, Москва, Хлебозаводский проезд,
дом 7, строение 10, офис 507 | Тел.: 8 495 988-1620
E-mail: info@composite-expo.ru | Сайт: www.composite-expo.ru



youtube.com/user/compoexporussia



@compoexporus



@ocompo

Организаторы:



КРАН ШАРОВЫЙ С ПОДЪЁМНЫМ ШТОКОМ

РУСТ 95



1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1.2 Нефтепромысловое оборудование

1.1.2.9 Нагнетательные манифольды, запорная и регулирующая арматура, промышленная трубопроводная и задвижная

Кран с подъемным штоком предназначен для отсечки/перекрытия потоков жидких и газообразных сред, в том числе агрессивных, а также содержащих механические примеси и представляет собой запорное устройство с особенным, двухстадийным движением шаровой пробки. Это позволяет применять данные запорные устройства на самых ответственных позициях, где недопустимы даже минимальные протечки, а тем более отказы оборудования.

- Номинальный диаметр от 25 до 500 мм
- Номинальное давление от 1,6 до 25,0 МПа
- Температура рабочей среды от -196 до +600 °C

Отличительные особенности

- Высокая циклическая стойкость. Надежная работа даже при большом количестве срабатываний
- Высокотемпературное или низкотемпературное применение.
- Надежное уплотнение металл-металл даже для сред, содержащих большое количество механических примесей.
- Высокая ремонтпригодность конструкции.
- Возможность реализации сильфонного уплотнения.
- Низкий момент на приводе и отсутствие износа уплотнительных поверхностей.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ	
Параметр	Значение
Номинальный диаметр, DN, мм	25; 32; 40; 50; 65; 80; 100; 125; 150; 200; 250; 300; 400; 500
Номинальное давление, PN, МПа	1,6; 2,5; 4,0; 6,3; 10,0; 16,0; 25,0
Рабочие среды	Газообразные и жидкие продукты, в т.ч. агрессивные и содержащие твердые включения
Температура рабочей среды °C	от -60 до + 350 Стандартное исполнение от -196 до + 600 Специальные исполнения
Климатическое исполнение температура окружающей среды, °C	У, УХЛ, ОМ, Т
Присоединение к трубопроводу	• Фланцевое по ГОСТ Р 54432-2011, ANSI B16.5 • Приварное
Тип устанавливаемых приводов	• Ручные • Пневматические • Электрические
Материал корпуса	Стали: 5Л, 20ГЛ, 20ХНЗЛ, 20ГМЛ, 12Х18Н10ТЛ, 12Х18Н12МЗТЛ, 07Х20Н25МЗД2ТЛ Сплавы: 06ХН28МДТЛ, Н65МФЛ, ХН65МВЛ (Хастеллой С, В)
Материалы внутренних деталей	Стали: 20Х13, ЭП410, ЭП222, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13МЗТ, ЭИ943, Nitronic-60, 17-4РН Сплавы: ХН65МВ, Стеллит
Конструктивные особенности	• Полнопроходность • Подъемный шток • Антистатическое устройство • Пожаробезопасное исполнение
Специальные исполнения	• Высокотемпературное • Криогенное
Тип уплотнения	Металл-металл
Классы герметичности	А, В по ГОСТ 9544-2015
Тип отсечки	Односторонняя
Минимальное время срабатывания с пневматическим приводом, сек.	12, для стандартной комплектации 1 – 2, по запросу

Принцип действия

Проточная часть крана состоит из корпуса, в котором установлено седло, крышки, запорного органа (шаровая пробка), штока с винтовой передачей и трапецеидальной резьбой, плавающей опоры шаровой пробки, стационарной опоры, направляющей штока и сальникового уплотнения, колец уплотнительных и втулки уплотняющей.

Ручной привод состоит из стойки, втулки резьбовой, подшипников, маховика.

Закрытие производится вращением маховика по часовой стрелке.

В основе работы крана с подъемным штоком лежит принцип двухстадийного движения шаровой пробки, преимуществом которого является отсутствие взаимного трения шаровой пробки и седла, а соответственно и износа уплотнительных поверхностей.

На первой стадии открытия крана, при вращении маховика, который за счет резьбовой втулки преобразует вращательный момент в поступательное движение штока, шаровая пробка отодвигается от седла, образуя кольцевой зазор, достаточный для обеспечения их свободного относительного перемещения.

На второй стадии открытия шаровая пробка совершает поворот на 90 градусов. Винтовая поверхность штока преобразует его поступательное движение во вращательный момент на шаровой пробке, за счет которого осуществляется ее поворот.

Такое сложное движение осуществляется за счет реализации в кране с подъемным штоком кинематической пары (шаровая пробка и шток одновременно с винтовым и поступательным движением).

Закрытие происходит в обратном порядке.

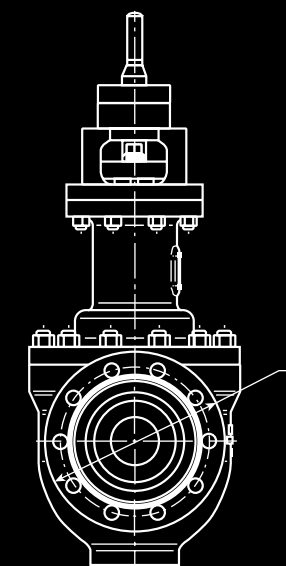
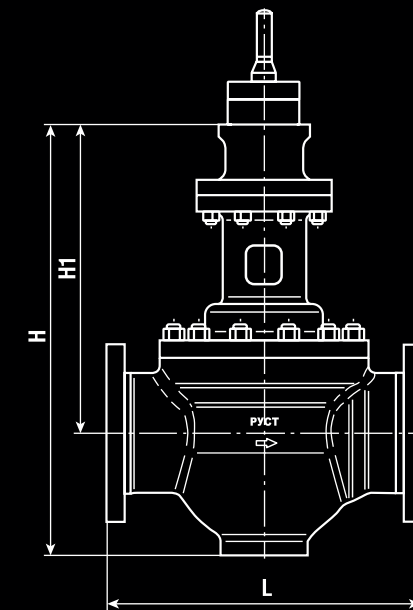
Исполнение основного уплотнения крана шарового

«металл-металл»

Уплотнение «металл-металл» применяется для тяжелых рабочих условий:

- Наличие в среде абразивных частиц
- Высокотемпературное исполнение
- Химически активные среды

На рабочие поверхности седла и шара наносятся износостойкие покрытия: карбид хрома, карбид вольфрама, стеллит и другие, в зависимости от условий применения.



МАССЫ, ГАБАРИТНЫЕ И ПРИСОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ РАЗМЕРЫ (Присоединение: фланцевое)						
DN, мм	PN, МПа	L*, мм	D*, мм	H, мм	H1, мм	Масса, кг
25	16–250	170	115	520	451	30
32	16–250	170	135	538	457	32
40	16–250	178	145	547	460	33
50	16–250	178	160	561	465	35
65	16–250	203	180	598	490	56
80	16–250	203	195	615	498	63
100	16–250	305	215	722	593	83
125	16–250	400	225	592	642	100
150	16–250	404	280	949	781	238
200	16–250	457	335	1241	1040	350
250	16–160	674	405	1461	1218	630
300	16–100	762	460	1720	1444	985
400	16–63	902	580	2028	1680	1633
500	16–40	991	710	2429	2003	2000

* Размеры и массы приблизительные. Строительные длины по стандарту производителя, возможны другие строительные длины по запросу.

СКИН-СИСТЕМА

2 Сервис, услуги и технологии в НГК

2.2. Транспортировка и хранение

2.2.1 Трубопроводный транспорт

Безопасная надежная система обогрева трубопроводов любой длины при надземной, подземной, подводной прокладке, в том числе и во взрывоопасных зонах

- Обогрев трубопроводов неограниченной длины
- Не требуется сопроводительная сеть
- Высокие рабочие температуры
- Электробезопасность
- Высокая механическая прочность системы обогрева
- Эксплуатация во взрывоопасных зонах.

Назначение

Система электрического обогрева ИРСН или «СКИН-СИСТЕМА» предназначена для поддержания температуры продукта, защиты от замерзания и стартового разогрева магистральных трубопроводов большой длины.

СКИН-СИСТЕМА – единственная система, позволяющая обогревать трубопровод длиной до 30 км (без сопроводительной сети). Данная система обогрева может быть использована для обогрева трубопроводов неограниченной длины при условии устройства сопроводительной питающей сети.

Принцип действия

Нагревательный элемент системы состоит из индукционно-резистивного нагревателя (ИР-нагревателя) наружным диаметром 20–60 мм и толщиной стенки не менее 3,0 мм и проложенного в ней изолированного индукционно-резистивного проводника (ИР-проводника) из меди или алюминия сечением 10–40 мм².

ИР-проводник в конце плеча обогрева электрически соединяется с ИР-нагревателем, а в начале плеча между ИР-нагревателем и проводником подается переменное напряжение, величина которого рассчитывается исходя из необходимого тепловыделения и длины участка обогрева. Токи ИР-проводника и ИР-нагревателя направлены встречно, и в системе имеют место поверхностный эффект и эффект близости. В результате ток в ИР-нагревателе

протекает по внутреннему слою вблизи внутренней поверхности ИР-нагревателя, а напряжение на ИР-нагревателе отсутствует.

ИР-проводник выполняется немагнитным (медь, алюминий), заметного поверхностного эффекта в нем не возникает, а переменный ток течет по всему сечению ИР-проводника. Основным тепловыделяющим элементов ИРСН является труба, на нее приходится до 80 % мощности системы.

Безопасность системы

обеспечивается поверхностным эффектом, за счет которого ток протекает по внутренней поверхности ИР-нагревателя. При этом на наружной поверхности потенциал равен нулю. Отвод тепла от скин-системы к трубопроводу обеспечивается за счет хорошего контакта и применения специальной теплопроводной пасты. ●

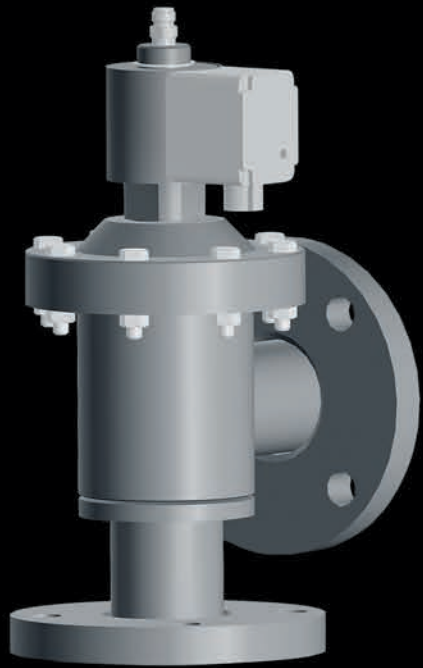


КЛАПАН УГЛОВОЙ ДЛЯ ГАЗОВЫХ СРЕД

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.2.1 Оборудование для трубопроводного транспорта нефти

1.2.1.2 Оборудование для эксплуатации



Применение

- рабочая среда – природный газ ГОСТ 5542-2014, другие неагрессивные газы
- установка на трубопроводе – в любом положении, кроме «приводом вниз»
- установка в закрытых помещениях (в т.ч. в металлических помещениях без теплоизоляции) с температурой окружающего воздуха от -30 °С до +50 °С и относительной влажностью до 80 % при температуре +25 °С.

Присоединение к трубопроводу

- фланцевое (фланец DN-16-01-1-B ГОСТ 33259-2015). ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Номинальное (условное) давление	1,6 Мпа
Герметичность затвора	класс «А» ГОСТ 9544-2015
Время закрытия не более	1 сек.
Напряжение питания	220 В
Потребляемая мощность: при включении в режиме энергосбережения	160 Вт 16 Вт
Род тока	переменный или постоянный
Коэффициент гидравлического сопротивления	6
Температура рабочей среды	от -30°С до +80°С
Климатическое исполнение	УХЛ3.1 (по умолчанию); У2
Исполнение по взрывозащите	общепромышленное
Материал корпуса	сталь
Гарантийный срок	3 года
Срок службы	12 лет



Д. Трамп

«Мы заполним его до самого верха (о SPR – ред.)»



В. Путин

«Дождемся того, что цены взлетят до небес»



А. Назарчук

«Страна должна кормить своих крестьян»



Д. Мантуров

«Падение курса рубля к доллару на 20% с начала 2020 года – это круто для тех компаний, которые не слишком сильно завязаны на импорт»



Ю. Шафраник

«Главная наша задача – полюбить и обнять своего потребителя, сформулировать правила игры и повести за собой, а не ждать, когда нас поставят перед фактом»



Э.-Н. Кросс

«Я считаю, что ежели эта труба нам неприятна, но ее проложат так или иначе, тогда для нас было бы мудрее участвовать в переговорах и попытаться изъять пользу из этого нехорошего дела (о МГП Nord Stream – ред.)»



А. Новак

«Крупным нефтяным компаниям сейчас не требуется особая государственная помощь»



А. Силуанов

«Логика наша заключается в том, что льготы должны стимулировать новые инвестиции»



М. Мишустин

«Важно создавать все условия для подготовки новых кадров и их комфортной работы в нашей стране»

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@energaz.ru

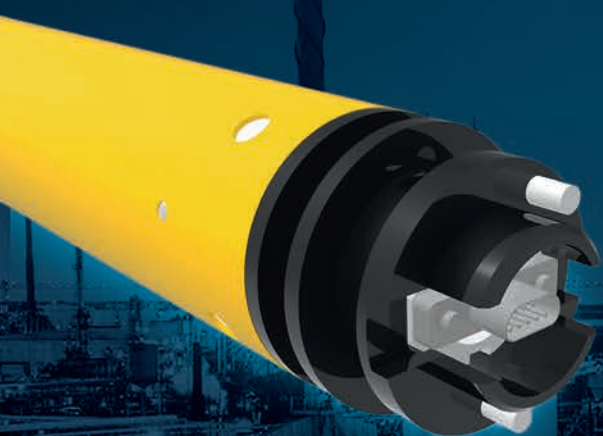
www.energaz.ru

VITZRO CELL

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ БАТАРЕИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРОСЛУЖАТ БОЛЕЕ 10 ЛЕТ

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

- | | | | |
|---|--|---|--|
|  БЕЗОПАСНОСТЬ: |  ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ: |  ПРЕИМУЩЕСТВА: |  МОДЕЛЬНЫЙ РЯД: |
| <ul style="list-style-type: none">• повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление• компактность и надежность• соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей | <ul style="list-style-type: none">• проведение испытаний• анализ проблем полевых работ и отчетов• инженерная поддержка | <ul style="list-style-type: none">• надежный испытательный центр• вертикально интегрированные производственные процессы• наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001 / RoHS / UL / Trans. Certi. | <ul style="list-style-type: none">• 10 моделей для MWD и LWD• 3 модели для PIG & subsea• индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG |



VITZROCELL

является единственной в мире компанией, которая разрабатывает и производит литиевые первичные батареи, высокотемпературные батареи и EDLC для использования в AMR, MWD и PIG

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

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

770
МИЛЛИОНОВ

На данный момент Vitzrocell производит и поставляет более 770 миллионов батарей своим клиентам во всем мире

33
ГОДА

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей в течение 33 лет с 1987 года

2
МИЛЛИОНА

Vitzrocell с 2008 года производит и поставляет более 2 миллионов высокотемпературных элементов и батарей



www.youtube.com/vitzrocell

Тел.: +82-10-2233-5033 /
E-mail: russia@vitzrocell.com /

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL